



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE CIENCIAS DE LA TIERRA

**EL COSTO DE LA
PREVENCIÓN DEL
DAÑO A LA
FORMACIÓN**

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A:
IVÁN PÉREZ HERNÁNDEZ



DIRECTOR DE TESIS:
ING. LEONARDO CRUZ ESPINOZA

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F.
NOVIEMBRE 2008



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

AGRADECIMIENTOS.

A mis padres Augusto Pérez Miranda y Maria del Rosario Hernández Muñoz que nunca han dejado de apoyarme a lo largo de mi vida, mis logros personales siempre serán de ellos, los quiero.

A mis hermanos Augusto y Miguel que siempre estarán presentes para mi y pueden contar conmigo para todo, los quiero.

A mis amigos Anabel, Jorge, Julián, Pamela, Ricardo, Rodrigo, Roxana, Sergio, Marco y Oguer. Muchas gracias a todos ellos que son y seguirán siendo de las personas más importantes para mi, mucho éxito y suerte a todos.

A mis profesores Ing. Leonardo Cruz Espinoza, Dr. Edgar Rangel German, Dr. Néstor Martínez Romero, Ing. Eduardo Gabriel Loreto Mendoza, Ing. Marco Aurelio Torres Herrera, que me dieron las herramientas necesarias para no dejar de sentir la pasión por mi carrera, ejemplos como los de ellos me motivaron a seguir adelante y no tan sólo por los importantes conceptos sobre ingeniería que me otorgaron, sino las enseñanzas de vida y consejos que siempre dan a sus alumnos, a todos ellos muchas gracias.

A mis sinodales Ing. Israel Castro Herrera, Dr. Rafael Rodríguez Nieto, Ing. Manuel Viguera Villamar, Ma. Maria Isabel Villegas Javier, Dra. Rocío Guadalupe de la Torre Sánchez, por acudir y ser parte de esta celebración de examen profesional que será un parte aguas en mi vida.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, que como orgulloso universitario, siempre le tendré un gran cariño y un deber de compromiso para seguir dándole prestigio a la máxima casa de estudios de mi país.

CONTENIDO

Índice.	Página.
Introducción.....	5
Objetivos y alcances.....	6
Capítulo I. Factor de daño.....	7
I.1. Antecedentes.....	7
I.2. Definición.....	10
Capítulo II. Mecanismos que provocan daño a la formación.....	12
II.1. Causas del daño a la formación.....	12
II.2. Perforación.....	16
II.2.1. Lodos de perforación.....	18
II.2.2. Tipos de lodos de perforación.....	22
II.3. Cementación.....	27
II.3.1. Tipos de cementos.....	30
II.3.2. Daño por cementación.....	32
II.4. Terminación.....	33
II.4.1. Fluidos de terminación.....	36
II.4.2. Disparos.....	37
II.4.3. Diseño de los disparos.....	45
II.4.4. Disparos bajo balance.....	48
II.5. Producción.....	55
II.6. Fenómenos físicos involucrados en el daño a la formación.....	57
II.6.1. Taponamiento por partículas sólidas.....	57
II.6.1.1. Parafinas y asfaltenos.....	58
II.6.1.2. Arcillas.....	59
II.6.1.3. Agentes densificantes, viscosificantes y minimizadores de pérdidas de circulación.....	61
II.6.1.4 Agentes Ferrosos por desgaste de la barrena.....	62
II.6.2. Reducción de permeabilidad relativa.....	63
II.6.3. Alteración de la mojabilidad de la roca.....	64
II.6.4. Alteración de la viscosidad de los fluidos.....	66
Capítulo III. Discretización del daño.....	68
III.1. Componentes del daño total.....	68
III.1.1. Factor de daño mecánico.....	69
III.1.2. Factor de daño por penetración parcial e inclinación.....	69
III.1.3. Factor de daño por disparos.....	71

III.1.4. Factor de daño debido al flujo (pseudo daño).....	73
III.1.4. Factor de daño debido a cambio de fases (pseudo daño).....	73
Capítulo IV. Determinación del daño.....	75
IV.1. Cuantificación del daño.....	75
IV.2. Pruebas de presión.....	80
IV.2.1. Incremento.....	81
IV.2.2. Decremento.....	85
IV.2.3. Pruebas de presión para pozos de gas.....	88
IV.3. Registros geofísicos.....	89
IV.4. Laboratorio.....	99
Capítulo V. Prevención del daño.....	103
V.1. La importancia de prevenir el daño.....	105
Capítulo VI. Corrección del daño.....	108
VI.1. Estimulación con ácidos.....	109
VI.1.1. Problemas más usuales durante el tratamiento con ácidos.....	113
VI.2. Tratamiento con surfactantes.....	117
VI.3. Fracturamiento hidráulico.....	121
VI.3.1. Amplitud de la fractura con apuntalante.....	132
VI.3.2. Fracturamiento con ácidos.....	133
Capítulo VII. Aplicación.....	135
VII.1. Consideraciones durante la vida del yacimiento.....	135
VII.2. Los costos del daño a la formación.....	137
VII.3. Ejercicios.....	141
Conclusiones.....	149
Apéndices.....	152
Bibliografía.....	162
Referencias.....	164

INTRODUCCIÓN

Las actividades interdisciplinarias de la industria petrolera resultan vastas, desde el descubrimiento de nuevos horizontes petroleros, hasta su distribución y comercialización. Todo esto conforma la cadena de valor que durante casi un siglo ha sido la fuente de energía más importante de la historia.

Los consumos en energía mundial resultan cada vez más demandantes para países productores y para las empresas que se encargan de hacerlo. La demanda de hidrocarburos en países en pleno crecimiento, y algunos otros altamente industrializados, hace que el precio del petróleo y gas no se mantenga en un estado estable. Por lo que la economía de las empresas petroleras está pasando por una época de oportunidades por alto costo de hidrocarburos que genera un mayor valor y que pretende se aprovechen estas oportunidades de extracción en proyectos de alto costo de inversión como son aguas profundas, recuperación mejorada en campos maduros, extracción de crudos pesados, etc.

La historia y el progreso de la industria petrolera ha traído avances tecnológicos y procedimientos que logran hacer más eficiente la forma en como se explora, se produce y se manejan los hidrocarburos. Durante esta época de optimización de procedimientos, existen aspectos técnicos que deben de cuidarse durante la extracción de los hidrocarburos. El daño a la formación es uno de ellos que forma parte importante dentro de la caracterización del yacimiento.

Algunas nuevas tecnologías resultan costosas, complejas y de alto grado de especialización de los ingenieros para su aplicación, sin embargo la industria petrolera, y en particular la de México, tiene que renovarse para dar paso a retos de yacimientos en etapa de declinación franca y posibilidades de incorporar reservas.

Puesto que los avances en la industria petrolera han sido importantes para la optimización de recursos, cabe recordar que el daño a la formación es un fenómeno que se presenta de forma continua durante las actividades de extracción de los hidrocarburos, dichos avances en la industria deben de ser propuestos y ejecutados para que el concepto del daño a la formación no se convierta en un problema para la optimización de recursos económicos.

El daño a la formación resulta ser un fenómeno negativo para la producción, con una presencia latente durante las actividades de perforación, terminación y producción de hidrocarburos. La limitación del daño al yacimiento será una de los objetivos de las empresas petroleras para conseguir los mejores resultados técnicos y por lo tanto económicos.

OBJETIVOS Y ALCANCES

En esta tesis se tocarán temas relacionados a la ingeniería de yacimientos, de perforación y producción, por lo cual es de mayor importancia recordar el concepto de administración integral de yacimientos que involucran dichas actividades y otras más, por medio de la sinergia y trabajo en equipo multidisciplinario, dentro de un sistema completo que involucra geocientíficos e ingenieros para desarrollar de manera planeada el proceso de explotación de hidrocarburos con la primicia de optimizar ganancias.

Puesto que el concepto de daño a la formación involucra directamente las ganancias en la industria petrolera, es importante recordar que es necesario efectuar ingeniería, es decir, desarrollar de la mejor manera los diseños para generar la mayor ganancia al menor costo de una manera segura. Por lo cual esta tesis propone situaciones preventivas que generen el menor daño posible, que usualmente es la mejor manera de optimizar las ganancias, también esta tesis contiene información somera y en algunos casos un poco más profunda para poder conocer las actividades relacionadas al daño a la formación.

El principal objetivo de la tesis es analizar la importancia de la prevención del daño a la formación y colaborar reuniendo ideas que ayuden a que estas medidas preventivas se promuevan cada vez más dentro de las actividades de extracción de hidrocarburos.

Los alcances de este trabajo son la forma en como se cuantifica, caracteriza y se trata el daño, así como ejemplos que ofrecen resultados que sirven de muestra para comprobar que la prevención del daño a la formación, siempre será la mejor manera de conseguir resultados rentables.

En esta tesis se encontrarán algunos temas que son realmente extensos y que a la fecha se encuentran en un avance mucho mayor de lo que aquí se comenta, sin embargo es importante mencionarlos en un nivel somero para los fines de la tesis, y que sirvan como apoyo didáctico al nivel de licenciatura y a los fines del tema principal, recordando que muchos de los aspectos pueden ser profundizados para fines particulares.

CAPÍTULO I

FACTOR DE DAÑO

I.1. ANTECEDENTES

Desde los inicios de la industria petrolera a nivel mundial se ha tenido el conocimiento del riesgo que dicha actividad desarrolla, no sólo las actividades se vuelven riesgosas para el personal y la comunidad en general, también existen operaciones que se perciben como un fenómeno interno y con peligro de dañar el valor más importante dentro de la industria petrolera, el yacimiento.

El factor de daño (skin factor), es un concepto que se introdujo por primera vez en 1949-1953 por Hurst y Van Everdingen^{1*}, el cual ha sido expresado por la letra *s*. Ellos observaron que las presiones medidas en un pozo, frecuentemente no se ajustaban a las soluciones teóricas propuestas. Por lo cual propusieron que la diferencial de presión era causada por restricciones en las cercanías del pozo. Por lo que en una temprana definición mencionaron que el daño, es un factor que causa alrededor del pozo, una caída de presión adicional a la que ocurre cuando el yacimiento es homogéneo y el pozo penetra totalmente a la formación (caso ideal).

Para comprender de manera integral el concepto de daño a la formación, es necesario recordar los siguientes conceptos:

Yacimiento. El yacimiento consiste de una o varias unidades geológicas interconectadas. Las técnicas modernas de modelado sísmico en 3-D y nuevas formas de medir mediante registros y pruebas a pozos, permiten una descripción más precisa de la forma y las fronteras tanto vertical como horizontal del yacimiento, así como heterogeneidades inherentes.² Es importante recordar y entender los procesos geológicos de depositación, migración de fluidos y acumulación (**Figura 1.01**). Así como las cuestiones estructurales de dicho yacimiento: Anticlinal, Sinclinal, tipos de fallas, etc.

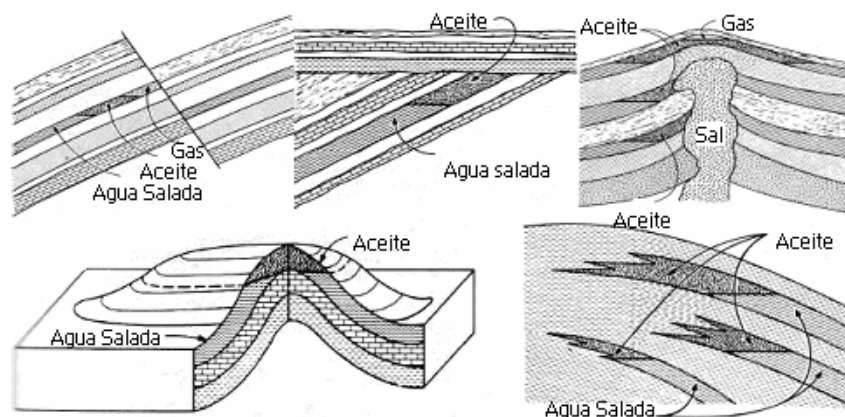


Figura 1.01 Muestra esquemáticamente los tipos de fronteras, trampas y fallas que se encuentran en un yacimiento. (THOMAS O. ALLEN, ALAN P. ROBERTS. PRODUCTION OPERATIONS VOLUME 1)

* Las referencias se encuentran al final del documento.

Porosidad. La porosidad se define de manera simple como la relación entre el volumen de poro, V_p y el volumen total de roca incluyendo los espacios porosos, V_b .

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} \dots\dots\dots(1a)$$

La porosidad efectiva es un indicador directo que la cantidad de fluido in situ. Los valores de porosidad varían entre 30% a menores a 10%. La porosidad de un yacimiento puede ser medida por medios directos: núcleos; o por medios indirectos de registros geofísicos y pruebas en pozos. Su valor será de importancia primordial para evaluar el potencial del yacimiento.²

Saturaciones. Es la proporción en que se encuentran los fluidos, agua, aceite, gas, en los espacios poros, y se expresa como la relación entre el volumen de dicho fluido, V_f y el volumen de poro, V_p .

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \dots\dots\dots(1b)$$

Saturación inicial. Es la saturación a la cual es descubierto el yacimiento, en el caso del agua, también se le denomina saturación de agua intersticial o congénita y es el resultado de los medios acuosos donde se forman los hidrocarburos, dependiendo su valor podrá o no tener movimiento, si el valor de la saturación, es mayor al de la saturación crítica, el agua estará libre para fluir junto con los hidrocarburos, el cual es un efecto no deseado.

Saturación residual. Es aquella que se tiene después de un periodo de explotación, dependiendo del movimiento de los fluidos, los procesos a los cuales se esta sometiendo el yacimiento y el tiempo, está puede ser igual, menor ó en casos excepcionales mayor que la saturación inicial.

Saturación Crítica. Será aquella a la que un fluido inicia su movimiento dentro del medio poroso.

El agua siempre se encuentra presente y su saturación inicial puede variar comúnmente entre 10 y 30 %. En yacimientos con entrada de agua natural o artificial, puede alcanzar valores del orden del 50% o más y residuales de aceite del orden del 40%. Los valores de saturaciones se pueden encontrar por medio de registros geofísicos, y en muestras de núcleo con técnicas de laboratorio.³

Permeabilidad. Es la medida de la facilidad que tiene un fluido para moverse a través de los espacios porosos que se encuentran interconectados. Muchas rocas que son porosas resultan impermeables al paso de agua, aceite o gas.

El concepto de la permeabilidad fue introducido por Darcy en 1856. El esquema del experimento de Darcy se muestra en la (*Figura 1.02*). La velocidad del flujo puede ser medido contra la presión para distintos medios porosos.

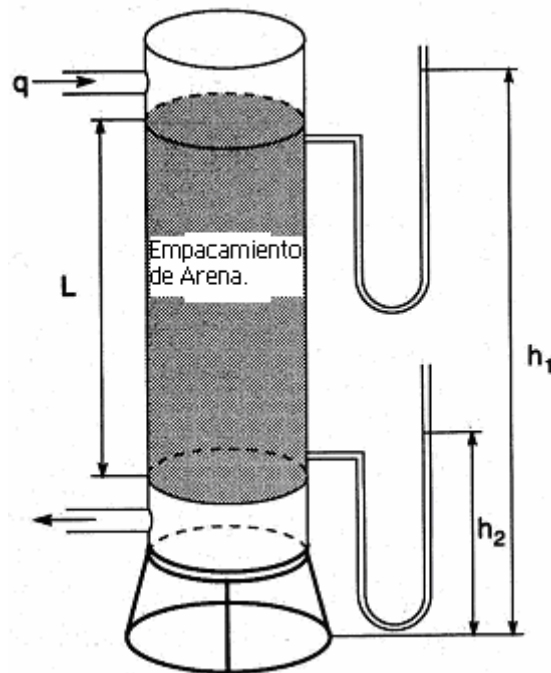


Figura 1.02. Experimento de Darcy, el agua fluye a través de un paquete de arena y la presión diferencial es registrada. (MICHAEL J. ECONOMIDES, A. DANIEL HILL, CHRISTINE EHLIG-ECONOMIDES PETROLEUM PRODUCTION SYSTEMS)

Darcy observó que la velocidad de flujo de un fluido a través de un medio poroso específico es linealmente proporcional a la diferencia de presión entre la salida y la entrada, y de una propiedad característica del medio. Por lo tanto:

$$v \propto k\Delta p$$

El experimento fue hecho con agua, si el fluido fuese otro, se debe de dividir por dicha viscosidad del fluido.

$$v = \frac{k \Delta p}{\mu \Delta l}$$

como

$$v = \frac{q}{A}$$

quedando

$$k = \frac{q\mu L}{A\Delta p} \dots\dots\dots(1c)$$

Donde:

k	Permeabilidad [darcys]
q	Gasto [cm ³ /seg]
μ	Viscosidad [cp] [0.01 g /cm.-seg]
L	Distancia [cm]
A	Área [cm ²]
Δp	Diferencia de presión (atm)

Permeabilidad absoluta. Es la propiedad de la roca que permite el paso de un fluido, cuando se encuentra saturada al 100% de ese fluido.

Permeabilidad efectiva. La permeabilidad efectiva a un fluido es la permeabilidad del medio a ese fluido cuando su saturación es menor del 100%.

k _o	Permeabilidad efectiva al aceite.
k _g	Permeabilidad efectiva al gas.
k _w	Permeabilidad efectiva al agua.

Permeabilidad relativa. La permeabilidad relativa a un fluido es la relación de la permeabilidad efectiva a ese fluido a la permeabilidad absoluta.²

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k}$$

$$k_{rg} = \frac{k_g}{k}$$

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k}$$

Pozo: Es un conducto creado durante la perforación que se adema para extraer fluidos o inyectar desde la superficie hasta el fondo del pozo a la profundidad deseada. En los pozos productores los fluidos se producirán a través de él siendo de manera natural o inducida si la energía del yacimiento es insuficiente para que así suceda. Una de las zonas de mayor importancia es la zona adyacente al pozo, la cual permite o no que las líneas de flujo mantengan una dirección uniforme.

El pozo también permite el alojamiento de fluido para mantener presiones hidrostáticas de gradientes de control del mismo pozo.

1.2. DEFINICIÓN

En un equilibrio físico y químico como lo es un yacimiento, al perforarlo, se pone en contacto dicho sistema equilibrado con otro artificial, que puede ser o no compatible con el yacimiento; de esta manera, está siendo alterado el sistema inicialmente en equilibrio.⁴

El daño a la formación es un término genérico que se refiere a la alteración de la permeabilidad en zonas cercanas al fondo del pozo por distintos procesos adversos.

Faruk Civan 2005, define el daño a la formación como un problema operacional y económico no deseado que puede ocurrir durante varias etapas de la extracción de gas y aceite, incluyendo la perforación, producción, fracturamientos hidráulicos y operaciones de reparación.

Amaefule 1988, expreso que el daño es un dolor de cabeza muy costoso para la industria del petróleo y gas.

Bennion 1999, describe el daño a la formación como la alteración invisible, por inevitable e incontrolable, resultando en una reducción indeterminada de lo no cuantificable.

El daño en una definición general es la alteración natural o inducida, de las propiedades petrofísicas de la roca de formación que caracterizan el flujo de fluidos a través de la misma, aunque esta definición es correcta, deja de lado una mayor explicación sobre que características petrofísicas son las que se alteran durante este fenómeno.

De una manera más completa se define como daño a la formación al cambio de permeabilidad (k) y porosidad (ϕ) en las zonas aledañas al pozo, existiendo una zona dañada, que en la bibliografía se le conoce como (skin), que puede variar desde unos pocos milímetros hasta varios centímetros de profundidad (**Figura 1.03**). La permeabilidad y la porosidad de la zona dañada, se denotan como k_s y ϕ_s respectivamente. Cuando la roca del yacimiento ha sido dañada por causas artificiales se dice que existe un daño en la formación.

El daño, como se mencionó anteriormente, es una causa artificial, que reduce la productividad de un yacimiento, no es posible de evitar en su totalidad, por lo tanto debe ser minimizado.

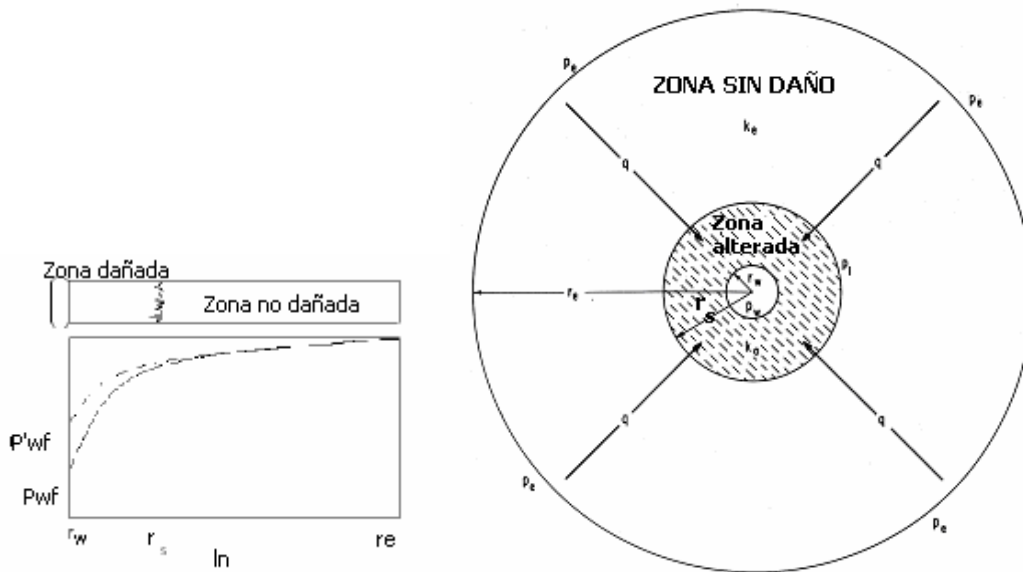


Figura 1.03. El perfil de presiones muestra la zona dañada así como la no dañada y un ΔP relacionado al daño. (CARL GATLIN, DRILLING AND WELL COMPLETION)

CAPÍTULO II

MECANISMOS QUE PROVOCAN EL DAÑO A LA FORMACIÓN

II.1. CAUSAS DEL DAÑO A LA FORMACIÓN

Debido a la importancia de la producción así como el cuidado del yacimiento, el daño debe ser minimizado en operaciones que lo generan; la siguiente es una lista de actividades en pozos que involucran daño: ⁵

1.- Daño durante la perforación de zonas de aceite o gas en pozos de desarrollo o exploratorios.

- a. Los sólidos del lodo de perforación pueden bloquear los poros, vugulos y fracturas naturales o creadas.
- b. Invasión del filtrado del lodo de perforación hacia las zonas de aceite o gas que pueden cambiar la mojabilidad de la roca hacia aceite o crear bloques de emulsión. El filtrado también puede provocar hinchamiento, dispersión, encogimiento o migración de las arcillas u otros finos y bloquear la formación.
- c. Poros o fracturas cercanas al fondo del pozo pueden ser selladas por la acción giratoria de la barrena, lastra barrenas y tubería de perforación.

2.- Daño por cementación e introducción de tubería de revestimiento (TR).

- a. Cemento o sólidos del lodo de perforación pueden bloquear poros, vugulos y fracturas naturales o inducidas.
- b. Los químicos usados previamente para mejorar el flujo de cemento pueden causar inestabilidad en arcillas de la formación productora.
- c. La invasión del filtrado de una lechada de cemento que pierde alta cantidad de agua pueden traer cambios a la formación productora.

3.- Daño durante la terminación.

- a. Daño durante los disparos
 1. Los disparos pueden crear taponamiento con residuos de pólvora, así como también sólidos de los fluidos de terminación.
 2. La formación alrededor de los disparos es destruida y compactada. Si se llega a alcanzar una zona de cero permeabilidad se bloquea el túnel creado por los disparos debido a los sólidos generados por la explosión.
- b. Daño mientras se baja tubería y empacador.
 1. Si existe pérdidas de fluido mientras se baja la tubería, los sólidos pueden obstruir y fracturar el sistema cercano al fondo del pozo.
 2. Momentos posteriores a los disparos se puede presentar obstrucción por sólidos si estos son forzados hacia la formación por un diferencial de presión hidrostático.
- c. Daño durante el inicio de la producción.

1. El daño puede ser causado por circulación de fluidos incompatibles, por pérdida de fluido y presencia de arcillas u otros finos en la zona disparada, poros, vugulos y fracturas.
2. Los fluidos de terminación con contenido de asfaltenos pueden causar daño cambiando la mojabilidad de la roca hacia el aceite y por taponamiento de la zona perforada y la formación en general.
3. Limpiar el pozo a altos gastos puede resultar en taponamientos severos dentro de la formación por partículas las cuales, por una razón u otra, son libres de moverse.

4. Daño durante la estimulación de pozos

- a. Las zonas disparadas, los poros de la formación y las fracturas pueden ser obstruidas por sólidos mientras se efectúa la operación de matar al pozo o mientras se circula con lodo y/o aceite agua. Incluso fluidos filtrados pueden provocar taponamientos debido a sólidos erosionados de la tubería, el agujero abierto o de la TR.
- b. El filtrado de los fluidos circulantes puede causar daño.
- c. El fracturamiento con ácido puede encoger el enjarre entre la arena y el cemento o también afectar con canales en el espacio anular permitiendo comunicación vertical de fluidos indeseados.
- d. En tratamientos con ácidos en arenas pueden generar precipitados insolubles en la formación. Los diseños de tratamientos propiamente hechos minimizan este hecho.
- e. En fracturamientos hidráulicos.
 1. La operación de fracturamiento puede obstruir la formación mediante los fluidos fracturantes, sólidos o finos de la arena fracturada.
 2. El uso inadecuado de aditivos que disminuyen la viscosidad pueden causar un bloqueo.
 3. Las pérdidas de fluidos o agentes dispersantes pueden causar taponamiento en la zona perforada, poros de la formación o en las fracturas.
- f. Fracturamiento con ácidos en carbonatos.
 1. Se presenta daño cuando existen errores al usar fluidos que pueden causar obstrucción de los canales de flujo de las fracturas y de la matriz de la formación adyacente.
 2. Las parafinas, asfaltenos, finos, sílice u otros sólidos en la tubería o en el fondo del pozo pueden originar obstrucciones en la zona disparada, en la formación en general o en las fracturas.

5. Daño causado por remoción de parafinas o asfaltenos en las tubería de producción y revestimiento o en el fondo del pozo.

- a. En operaciones de limpieza para remover parafinas o asfaltenos con aceite o agua calientes, la formación y la zona perforada, se obturaran a menos que el asfalto o parafina derretidos sean removidos, bombeados o circulados con fluidos del pozo antes de que la cera enfrié.
- b. En operaciones de remoción de parafinas y asfaltenos de la tubería, las partículas removidas son circuladas por la tubería hacia el espacio anular,

una porción del material removido podría introducirse dentro de la zona perforada, poros, vugulos y fracturas adyacentes al pozo

6. Daño durante servicio a pozos o reparaciones

- a. Esencialmente los mismos tipos de daños asociados con la terminación inicial pueden ocurrir durante el servicio a pozos o reparaciones.
- b. La zona perforada, poros de la formación, vugulos o fracturas pueden verse obstruidas con sólidos en operación de matar el pozo o en circulación.
- c. La Invasión de filtrado por agua o aceite incompatibles u otros químicos pueden causar bloques de agua, bloques de emulsión, cambio de la mojabilidad de la formación hacia al aceite, o perturbaciones en formaciones arcillosas.
- d. Cuando un pozo ha sido previamente fracturado y apuntalado, cualquier sólido que entre a la fractura buscara formar un puente entre los granos de arena y otros apuntalantes, y causara reducción permanente de la capacidad de flujo de la fractura. De modo similar en fracturamientos con ácidos en rocas carbonatadas también se puede tener obturamiento por la introducción de arcillas, barita, u otros detritos.

7. Daño durante la fase de producción.

- a. Los inhibidores de corrosión, inhibidores de parafinas y otros aditivos usualmente causan reducciones en la permeabilidad, cuando tienen contacto con la zona productiva o de inyección.
- b. Los asfáltenos pueden depositarse alrededor del fondo del pozo por la producción de aceites con viscosidades altas. La depositación de asfáltenos causara que la mojabilidad de la roca cambie hacia el aceite y como resultado, se crearan emulsiones alrededor del pozo.
- c. Los pozos en yacimientos de baja presión o con grandes caídas de presión son más susceptibles al taponamiento por parafinas y asfáltenos.
- d. Los empacamientos de grava pueden verse obturados por sílice, arcilla, sólidos de lodo u otros detritos.
- e. Las formaciones bien consolidadas de arenas pueden encontrar con taponamientos por sílice y sólidos del lodo u otros detritos. Cabe recordar que el material consolidante reduce la permeabilidad de manera importante.

8. Daño durante la inyección de agua.

- a. Los surfactantes mojadores de aceite en agua pueden cambiar la mojabilidad de la roca hacia el aceite en zonas adyacentes al pozo. Bajo estas condiciones las emulsiones pueden presentarse.
- b. La tubería de producción, revestimiento, zona de disparos, empacamientos de grava, la formación en general y las fracturas pueden verse obstruidas con lodo, sílice, arcilla, parafinas, asfáltenos, emulsiones, oxido, inhibidores de corrosión o bactericidas.

9. Daño durante la inyección de gas.

- El fondo del pozo, la zona disparada, las fracturas, vugulos y poros pueden ser obturadas por sólidos removidos debido a la inyección de gas por líneas y tuberías.
- La inyección de inhibidores de corrosión en zonas de gas usualmente reduce la inyectividad del pozo o su productividad.

La (Figura 2.00) muestra una forma de organizar los mecanismos del daño a la formación, de la cual sobresalen algunas de las actividades antes mencionadas.

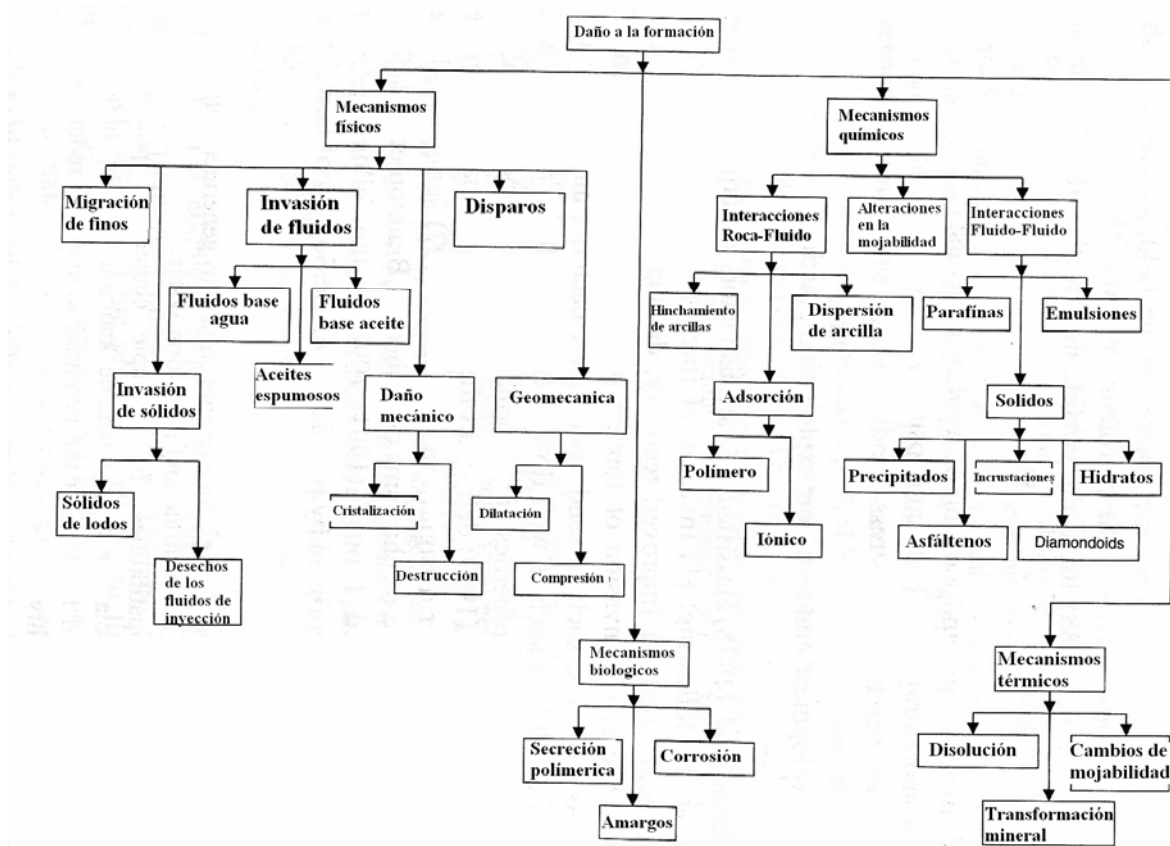


Figura 2.00. Clasificación y orden de los mecanismos más comunes del daño a la formación. (FARUK CIVAN. RESERVOIR FORMATION DAMAGE).

Las operaciones de perforación, cementación, terminación y producción se describen de manera más completa para comprender el fenómeno mecánico que genera la mayor aportación del daño a la formación.

II.2. PERFORACIÓN

El método de perforación actualmente usado es de rotación con circulación directa o inversa, la rotación se puede dar por medio de mesa rotaria, top drive y/o motor de fondo (*Figura 2.01*).

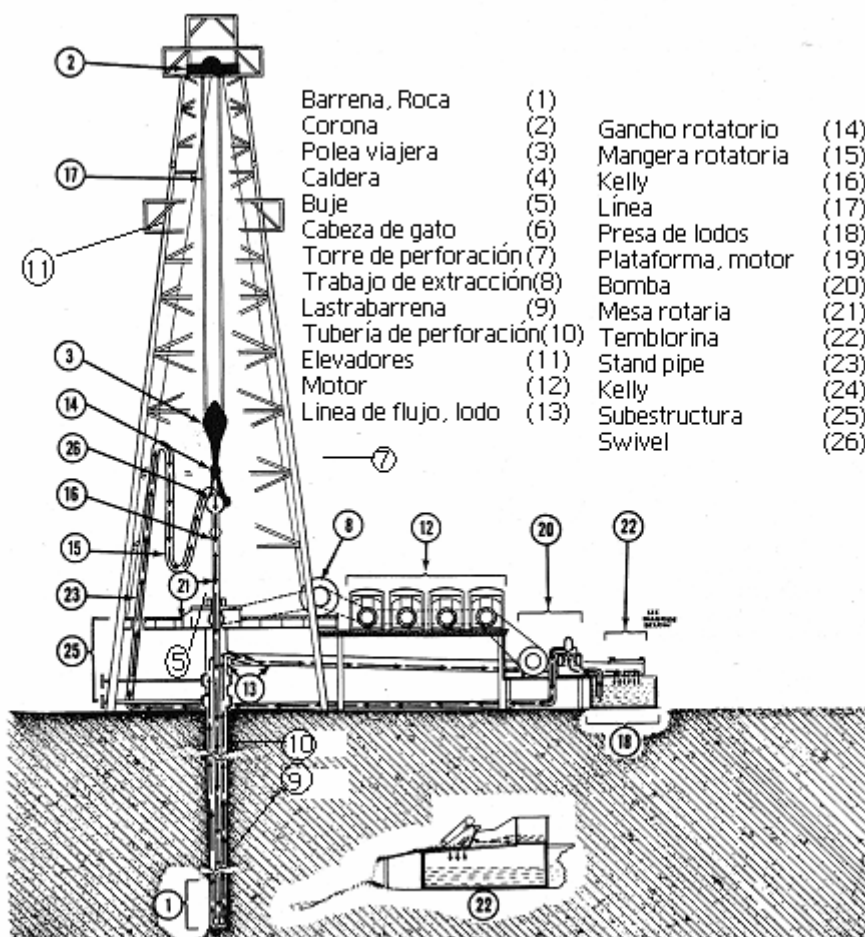


Figura 2.01. Perforación rotatoria convencional. (CARL GATLIN. DRILLING AND WELL COMPLETION)

La perforación rotatoria se realiza mediante el giro de una herramienta de corte, llamada barrena (*Figura 2.02*), y el recorte producido es extraído a la superficie por medio del fluido de perforación.

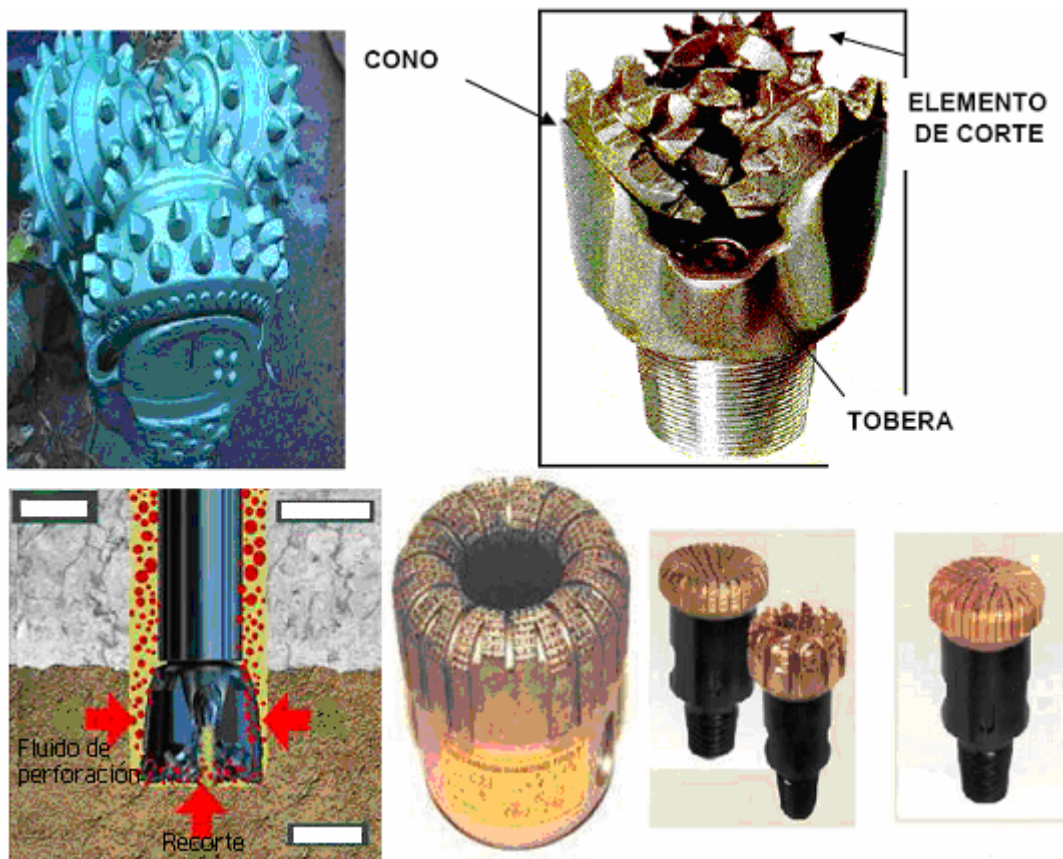


Figura 2.02. Distintos tipos de Barrenas: barrenas desviadoras, barrenas ampliadoras, barrenas monofónicas, barrenas nucleadoras. Tricónicas o de Cortadores Fijos, Con Toberas o sin ellas. Tienen una de las tareas más importantes en la perforación. (©SCHLUMBERGER)

Para que el equipo de perforación cumpla con su objetivo, se necesita de los siguientes equipos funcionando sin inconvenientes.⁶

- Sistema de suministro de energía.
- Sistema de izaje.
- Sistema de circulación.
- Sistema rotatorio.
- Sistema de control.
- Sistema medidor de parámetros de control durante la perforación.

El sistema de circulación tiene como principal función la de extraer los recortes de roca del pozo durante el proceso de perforación. El sistema esta compuesto por equipo superficial y sub superficial (*Figura 2.03*).

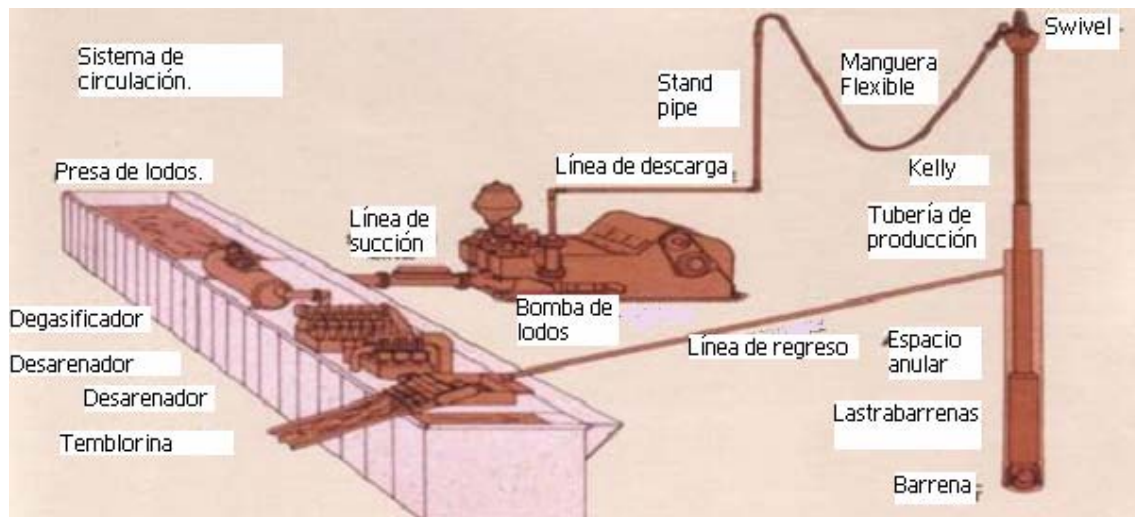


Figura 2.03. Sistema de circulación. (MATERIAL DE ELEMENTOS DE PERFORACIÓN)

Como hemos visto la tarea del lodo de perforación es primordial, y tiene además, los siguientes objetivos adicionales:

- Llevar los recortes a la superficie.
- Enfriar y lubricar la barrena y la sarta de perforación.
- Controlar las presiones de formación.
- Limpiar el fondo del pozo.
- Mantener la integridad del agujero.
- Ayudar a la toma de registros geofísicos.
- Minimizar la corrosión de la TP y la TR.
- Mejorar la velocidad de perforación.

II.2.1. LODOS DE PERFORACIÓN

El fluido de control, es una mezcla de materiales químicos en estado sólido y líquido que proporcionan propiedades físico-químicas adecuadas para una óptima perforación. La elección del fluido de perforación deberá ser realizada con el propósito de evitar riesgos operativos, reducir costos, tiempos de perforación y maximizar la productividad del pozo (**Figura 2.04**).

Las propiedades reológicas, densidad, agua libre, enjarre, cantidad de aditivos, etc. Se llevan a cabo en el laboratorio como en el campo por medio de equipo que usa principios básicos. Se puede obtener un lodo con propiedades predeterminadas para la perforación específica para las necesidades de cada pozo, así como de cada intervalo a perforar.

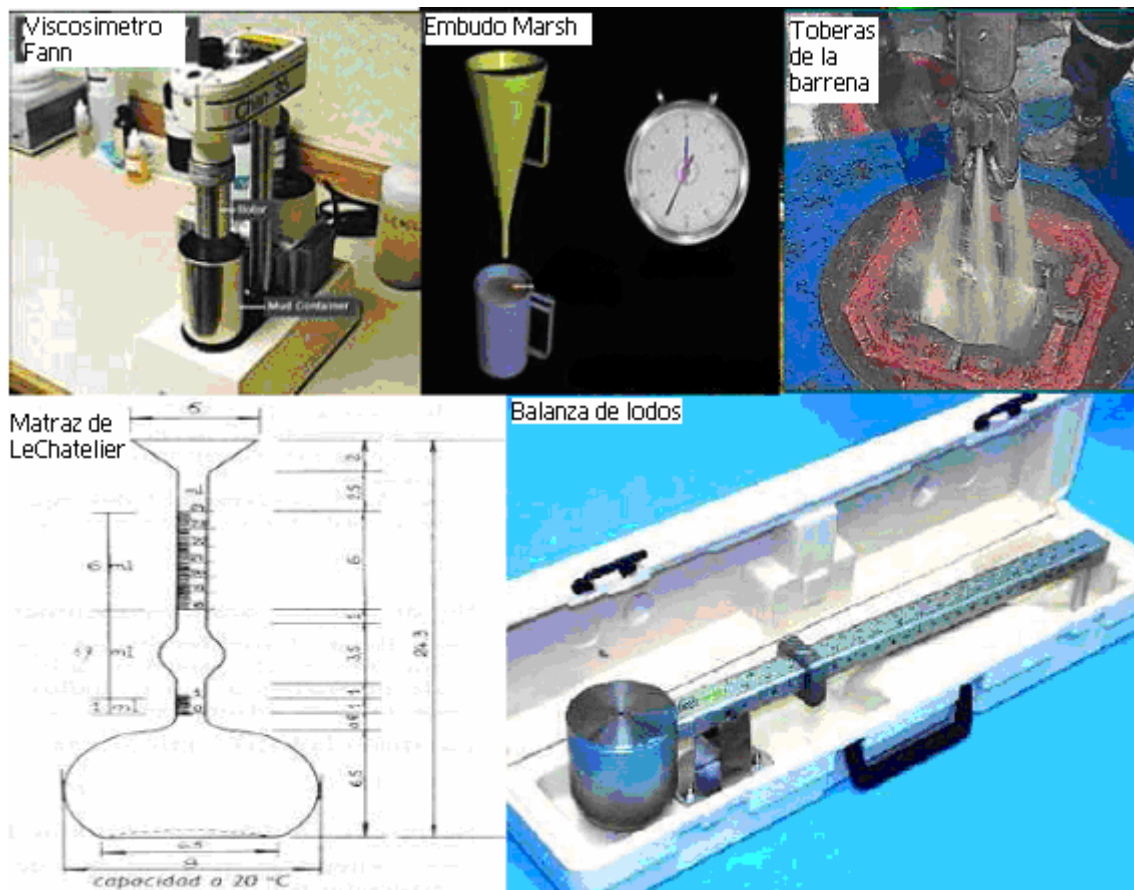


Figura 2.04. Medición de las propiedades del fluido de control. (MATERIAL DE ELEMENTOS DE PERFORACIÓN.)

Durante la perforación del intervalo de interés (productor) se tiene que tener precaución al elegir parámetros que tienen incidencia directa sobre la generación del daño a la formación.

Invasión de la fase líquida de los fluidos de perforación

La fase líquida de un lodo de perforación contiene componentes que pueden dañar las formaciones productoras. Teniendo en cuenta que la invasión de fluidos es mucho más profunda que la invasión de sólidos, el filtrado del lodo de perforación es una de las principales causas en la caída de la producción,⁷ (*Figura 2.05*). Sin embargo, la severidad del daño depende del tipo de lodo, tiempo de exposición, la presión diferencial y la sensibilidad de la formación al filtrado.

Normalmente, en regímenes de penetración muy elevados, la pérdida de la fase líquida puede llegar a ser muy elevada. En lo que respecta al filtrado del lodo de perforación se contempla una caída en la permeabilidad de alrededor de un 40%, aunque este valor puede variar dependiendo del tipo de roca y fluidos del filtrado.

Al tener una reducción de la invasión del fluido dentro de la formación se ayuda a obtener un mejor aislamiento durante la cementación de las tuberías de revestimiento, y

así se evitara un problema mayor sobre el pozo o un posterior daño a la formación por cementación.

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

- Alta presión diferencial, que favorece el ingreso de fluido hacia la formación.
- Prolongado contacto de la formación con el lodo de perforación. Puesto que la profundidad de penetración del filtrado es función del tiempo de contacto.

Invasión de partículas sólidas de los fluidos de perforación.

Las partículas sólidas contenidas en los fluidos de perforación son potencialmente peligrosas desde el punto de vista del daño de formación: arcillas, 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 formación, (*Figura 2.05*), de tal modo que una subsecuente puesta en producción del pozo o inyección de fluidos hacia el yacimiento 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 por la posterior acumulación en las inmediaciones del pozo. Tal daño está limitado a unos pocos centímetros hacia el interior y alrededor del pozo, pero la reducción de la permeabilidad del sistema en la zona dañada puede llegar a ser muy alta.

La invasión de sólidos de los fluidos de perforación está favorecida por⁸:

- Poros de gran tamaño en la roca del yacimiento.
- Presencia de fisuras y fracturas naturales.
- Partículas de pequeño diámetro entre los componentes del lodo de perforación.
- Baja velocidad de perforación, que tendrá como consecuencia la destrucción del enjarre permitiendo contacto entre el lodo y la formación.
- Baja velocidad de circulación, con la consecuente trituración del recorte a partículas más pequeñas debidas a la re-perforación.
- Alta velocidad de circulación, se erosiona el recorte y se pone en contacto el lodo con la formación.
- Alta sobrebalance, como consecuencia de una alta densidad del lodo de perforación, favoreciendo el ingreso de lodo desde el pozo a la formación.

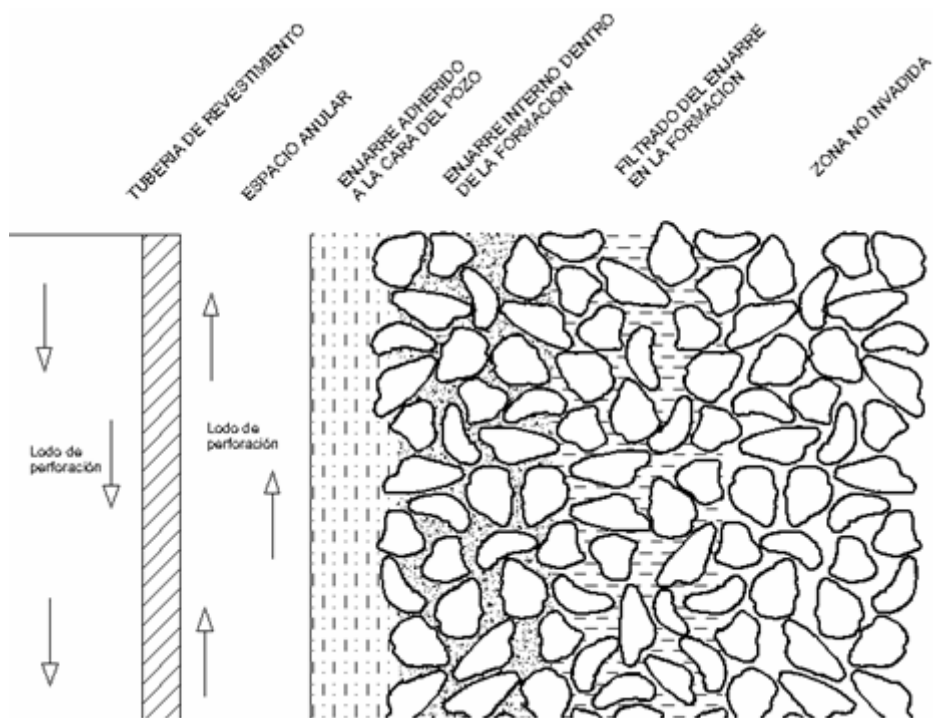


Figura 2.05. Distintas zonas que se ven afectadas en la formación por lodos de perforación. (ROBERT S. SCHECHTER. OIL WELL STIMULATION)

Las formaciones que contienen arcillas, son en general las más sensibles a los fluidos. La mayoría de las formaciones productoras contienen en mayor o menor cantidad arcillas, siendo esta litología potencialmente un factor de daño por su alta sensibilidad a fluidos acuosos, lo que provoca su hinchamiento, dispersión y/o migración.

Un ejemplo de los problemas que presentan arcillas hidrófilas es el bloqueo por agua, ya que este propicia que en la vecindad del pozo se aumente la saturación del agua, disminuyendo la permeabilidad relativa al aceite o gas, según sea el caso. Lo que provoca un área mojada por agua e incrementando la adsorción de esta a las paredes de los poros. Otro fenómeno similar es el que ocurre con los bloques de aceite, este sucede cuando un fluido base aceite invade yacimientos de gas, causando reducciones en la permeabilidad relativa al gas.

El bloqueo por emulsiones se presenta cuando los fluidos de invasión se intermezclan con los contenidos en la formación. Los filtrados pueden emulsificarse con aceites de formación, estas emulsiones suelen tener alta viscosidad. El bloqueo de emulsión puede ser causado por sólidos finos en el filtrado de fluido, unidos a asfaltenos en el aceite, por surfactantes o emulsificantes en el fluido que emulsifica a los fluidos de la formación, o por la exposición de ciertos crudos a un ambiente químico que reacciona y forma emulsiones.⁵

Los fluidos base aceite y sintético pueden modificar la humectabilidad de la formación, liberando agua para la emulsión. En los fluidos base agua, se puede probar y ajustar la compatibilidad del filtrado con otras formulaciones no emulsificantes.

Por lo antes mencionado, se debe de tener precaución al elegir el diseño del programa de fluidos (**Figura 2.06**), para atravesar zonas de interés (productoras), así como la velocidad de perforación y rpm de la barrena.

Un programa de fluidos debe de especificar.

- Los tipos de fluidos de perforación a utilizar por etapa de perforación.
- Los rangos de densidades necesarios para balancear las presiones de los fluidos de la formación en cada etapa.
- Las principales propiedades requeridas para una perforación eficiente.
- Aditivos de los fluidos requeridos para cada etapa.
- Problemas esperados y los procedimientos de control.

Figura 2.06. Programa de fluidos, diseño necesario para realizar la perforación. (MATERIAL DE ELEMENTOS DE PERFORACIÓN)

II.2.2. TIPOS DE LODOS DE PERFORACIÓN

A continuación se muestra una amplia gama de lodos de perforación y sus características para poder realizar la mejor elección para el diseño basada en función de disminuir el factor de daño dependiendo del tipo de formación que se trate, sin descuidar las propiedades reológicas y de densidad que debe de cumplir según la etapa de perforación que se trate.⁹

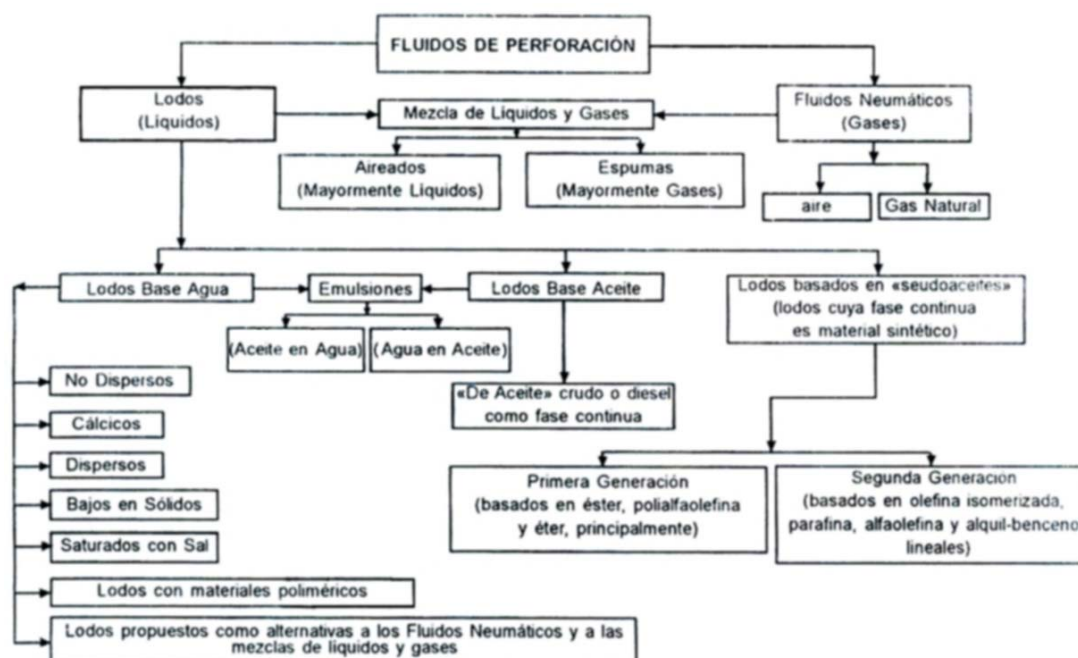


Figura 2.07. Tabla de los distintos tipos de lodos de perforación. (INFOCUENCAS.COM)

Fluidos gas-aire.

Usando como fluido de perforación aire, gas natural, gases inertes o mezclas con agua, se han obtenido grandes ventajas económicas en secciones de rocas consolidadas.

En general el uso de este tipo de fluidos resulta en una alta velocidad de perforación, menor desgaste para la barrena, mayor posibilidad para tomar pruebas de formación, mejores trabajos de cementación y mejores terminaciones.

Este tipo de fluidos se usan cuando una pequeña cantidad de agua entra al sistema, eventualmente agentes espumantes son inyectados en la corriente por tanto disminuyen la tensión interfacial entre el agua, dispersándola dentro del gas, lo cual incrementa la habilidad de eliminar el agua producida por la formación. Agentes anti-corrosión normalmente no son usados pero cuando ocurre o se encuentra agua, un inhibidor tipo amina sirve para proteger la sarta.

Lodos espumosos.

Fabricados mediante la inyección de agua y agentes espumantes dentro de una corriente de aire o gas creando una espuma estable y viscosa o mediante la inyección de una base gel conteniendo un agente espumante, su capacidad de acarreo mejora ya que esta en función de la viscosidad. En cuanto a los lodos aireados en una base gel, tienen el propósito de reducir la presión de la columna hidrostática y prevenir pérdidas de circulación en zonas de baja presión, además de incrementar la velocidad de penetración.

Lodos base agua.

La bentonita es el complemento para lodos base agua para satisfacer las necesidades reológicas del mismo, así como para controlar las pérdidas de fluido; obtiene su mejor desempeño en lodos que contengan menos de 10,000 [ppm] de cloruro de sodio. Los fosfatos son químicos inorgánicos usados para dispersar estos lodos cuyas viscosidades aumentan mediante la contaminación con cemento o con sólidos perforados, sin embargo, no reducen la pérdida de fluido y no son estables a temperaturas superiores a los 150°F.

Rara vez un lodo formado de sólo bentonita es usado, debido a la alta probabilidad de su contaminación.

Lodos no dispersos.

Utilizados para perforar pozos poco profundos o los primeros metros de pozos profundos; en la mayoría de casos compuesto de agua, bentonita y cal apagada (hidróxido de calcio), donde primero se hidrata la bentonita y luego se agrega la cal para aumentar el valor del punto de cadencia, que le da la capacidad de transportar recortes, a bajas velocidades de penetración. Las cantidades requeridas de bentonita y cal dependen del punto de cadencia deseado. El objetivo de este sistema es reducir la cantidad total de sólidos arcillosos. No son muy estables a altas temperaturas, aproximadamente 400 [°F].

Para el control de pérdidas de filtrado en estos lodos se recomienda agregar a la mezcla, un polímero no iónico tal como el almidón o el XC que respeten el punto de cedencia logrado por la cal. No toleran contaminaciones salinas de 10,000 ppm y superiores o contaminaciones de calcio que excedan las 100 ppm.

Lodos de calcio.

Altamente tratados con compuestos de calcio, catión divalente que inhibe el hinchamiento de las arcillas de las formaciones perforadas, muy utilizados para controlar arcillas deleznable. También aplicados en la perforación de secciones de anhídrita de considerable espesor y en estratos con flujos de agua salada. Estos lodos difieren de los otros base agua, en que las arcillas base sodio de cualquier bentonita comercial o la bentonita que aporta la formación es convertida a arcillas base calcio mediante la adición de cal o yeso, tolerando altas concentraciones de sólidos arcillosos con bajas viscosidades.

Lodos dispersos.

Muy útiles cuando se perfora a grandes profundidades o en formaciones altamente problemáticas, pues presentan como característica principal la dispersión de arcillas constitutivas, adelgazando el lodo. Compuestos por bentonita, sólidos perforados y bajas concentraciones de agentes dispersantes, tales como los lignosulfonatos y lignitos; el PH de este lodo está entre 8.5 y 10.5 para mantener estable el NaOH que es requerido para activar el agente dispersante usado.

Lodos saturados con sal.

En este tipo de lodos la característica principal es que la fase agua está saturada (mínimo 189,000 ppm) de cloruro de sodio (inclusive 315,000 ppm @ 68°F). El contenido salino puede provenir propiamente del agua, mediante adición en la superficie de varias sales o aporte de las formaciones perforadas.

Debe considerarse que:

Se hace casi inmanejable cuando se permite que el conjunto de sólidos de gravedad específica baja se vuelva alto.

Después de los lodos base aceite y de los preparados con cloruro de potasio, los lodos saturados con sal son de los mejores para perforar arcillas problemáticas.

No obstante, muchas veces se opta por no usar los lodos saturados con sal por dos razones:

- 1) Requieren de cantidades mayores de materiales para controlar sus pérdidas de filtrados.
- 2) Presentan dificultad para controlar sus propiedades reológicas, por su facilidad de dispersar en el lodo los recortes de la formación, situación debida, principalmente a la caída de la concentración de sal por debajo del punto de saturación o al aumento por encima de los niveles máximos, de sólidos de baja gravedad específica.

Lodos con materiales poliméricos.

Son aquellos base agua dulce o salada, que tienen incorporados compuestos químicos de cadena larga y peso molecular alto, que pueden contribuir: (1) al control de pérdidas de filtrado y de propiedades reológicas, (2) a la estabilidad térmica, (3) a la resistencia ante contaminantes, (4) a la protección de zonas potencialmente productoras, (5) a mantener la estabilidad de las formaciones atravesadas, (6) a dar lubricación a la sarta, prevenir pegaduras y corrosión, (7) a mantener un ambiente limpio, etc.

Entre los materiales poliméricos más usados están: el almidón, la gomas de “Guar”, “Xhantana”, el lignito, la celulosa polianiónica, los poliacrilatos, el copolimero de vinil amida/vinil sulfonato, la poliacrilamida parcialmente hidrolizada, los ácidos poliaminados y la metilglucosa, entre otros.

La desventaja relativa más prominente de los lodos con materiales poliméricos parece ser su alto costo siendo superados en costo por lodos base aceite y base material sintético.

Fluidos limpios.

Las salmueras, también llamadas fluidos limpios por estar libres de sólidos se han utilizado donde no se requieren densidades y viscosidades muy altas o en las etapas de terminación y reparación de pozos. La siguiente tabla muestra las salmueras más utilizadas, su densidad y su viscosidad.

Salmuera	Densidad (gr./cm ³)	Viscosidad (cp)
Cloruro de potasio (KCL)	1.14	2
Cloruro de sodio (NaCL)	1.2	2
Cloruro de calcio (CaCL ₂)	1.39	9
Bromuro de calcio (BrCa ₂)	1.7	32
Cloruro de calcio (CaCL ₂)	1.81	50
Bromuro de calcio (BrCa ₂)		
Cloruro de calcio (CaCL ₂)	2.3	41
Bromuro de zinc (ZnBr ₂)		

La principal ventaja de estos fluidos limpios es que minimiza el daño a la formación.

Lodos base aceite.

Existen dos tipos principales de lodos base aceite:

a) Lodos de aceite; que contienen menos del 5% de agua y contiene mezclas de álcalis, ácidos orgánicos, agentes estabilizantes, asfaltos oxidados y diesel de alto punto de llama o aceites minerales no tóxicos. Uno de sus principales usos es eliminar el riesgo

de contaminación de las zonas productoras. Los contaminantes como la sal o la anhidrita no pueden afectarlos y tiene gran aplicación en profundidad y altas temperaturas.

b) Emulsiones inversas: estos lodos contienen más del 50% en agua, que se encuentra contenida dentro del aceite mediante emulsificantes especiales; este lodo es estable a diferentes temperaturas.

El uso de estos dos tipos de lodos requiere cuidados ambientales debido a su elevado poder contaminante. Pueden pesar 7.5 [lb/gal] sin el uso de materiales pesantes. Estos lodos han sido empleados con éxito para muchas tareas de perforación con: pozos profundos con condiciones extremas de presión y temperatura; problemas de pegaduras de tubería y de estabilidad de pozo; necesidad de atravesar zonas que contienen sales, yeso o anhidrita; presencia de sulfuro de hidrógeno hallazgo de formaciones potencialmente productoras; gran necesidad de minimizar la fricción y los torques (en pozos altamente desviados). Desgraciadamente su carácter contaminante ha restringido su uso.

Lodos cuya fase continua es “Material Sintético” (producido por síntesis química).

En esta clase de lodos –denominados “lodos basados en pseudo-aceite” – poseen la mayoría de propiedades de los lodos con fase continua de aceite y con su uso se podrían disminuir los grandes problemas de contaminación causados, pero muchos de ellos presentan toxicidad acuática. Aun así, algunos autores recomiendan estos nuevos lodos como una alternativa al uso de lodos cuya fase continua es aceite. Otras desventajas son: el costo (varios cientos de dólares por barril) y su poca estabilidad a altas temperaturas. Entre los materiales sintéticos más 8 empleados se encuentran: Ester; Éter, Poli-alfa-olefina, Alquil-benceno-lineal y Alfa-olefina lineal.

Últimos lodos propuestos como alternativa a los fluidos neumáticos.

En momentos en los cuales las técnicas de perforación, de bajo balance de presión tienen gran aplicación, se ha propuesto un nuevo sistema de lodos que han sido probados en campo con éxito y que se constituyen en una buena alternativa al uso de fluidos neumáticos, pues con ellos:

Se puede disponer de un lodo de muy baja densidad e incompresible.
Se eliminan los grandes compresores requeridos por los fluidos neumáticos.
Se pueden utilizar herramientas MWD.

Con estos nuevos lodos se pueden lograr velocidades de perforación altas y disminuir los daños de formación y las pérdidas de circulación. La reducción de densidad en lodos convencionales incluso puede lograrse agregando esferas de vidrio huecas (gravedad específica de 0.37, diámetro promedio de 50 micrómetros y 3,000 [psi] de resistencia al colapso) de fácil remoción y reciclables.

La elección de fluidos de perforación limpios será la mejor forma en como se prevengan invasiones externas de fluido y sólidos hacia la formación productora. Si bien este daño no podrá ser nulo, si debe de pretenderse mantenerlo al mínimo posible por medio de una correcta elección de dicho fluido, así como correcto diseño de velocidades de penetración y esquemas adecuados de presión hidrostática en el pozo.

II.3. CEMENTACIÓN

La operación de cementación de tuberías de revestimiento o tuberías cortas son de los procedimientos más importantes debido a que se desarrolla la creación de una vía estable y duradera para la perforación de las siguientes etapas y aún más importante para la estabilidad del pozo en su etapa productiva. Considerando que en la etapa de cementación de la última tubería de revestimiento, este cemento tendrá un contacto con la formación productora, se debe de tener cuidado al elegirlo para no ocasionar un daño adicional debido a esta actividad.

La cementación de pozos es el proceso que consiste en mezclar y desplazar una lechada de cemento hacia el fondo del pozo, para alojarse en el espacio anular y esperar su fraguado.⁶ En general las cementaciones pueden clasificarse en tres tipos:

Cementación primaria.

Es el proceso de colocar cemento entre la tubería de revestimiento y la formación, se ejecuta inmediatamente después de introducir la tubería de revestimiento y sus principales objetivos son los de aislar formaciones de alta o baja presión, formaciones con flujo de agua, formaciones productoras, formar un sello hidráulico entre la T.R. y la formación, proporcionar un sostén a la T.R. y reducir el proceso de corrosión exterior de la T.R.

Cementación forzada.

Proceso mediante el cual se hace desplazar a presión una lechada de cemento a través de perforaciones realizadas en la T.R., en roturas de esta y a través de la formación. Sus principales objetivos son las de corregir una cementación primaria, abandonar zonas productoras agotadas, obturar roturas en la T.R., para realizar exclusiones de agua, para obturar zonas de pérdida de circulación.

Tapones de cemento.

En esta operación, se desplaza una lechada de cemento de tal manera que quede un volumen de cemento fraguado prediseñado a una profundidad de interés. Y tiene como objetivos los de abandonar o fijar pescados, corregir desviaciones durante la perforación, abandonar intervalos agotados o invadidos, como protección durante operaciones especiales.

Características de las lechadas.

Las principales variables que intervienen en el diseño de una lechada son:

Rendimiento. El rendimiento se refiere al volumen total que rinde un saco de cemento al mezclarlo con el agua y sus aditivos y es función directa de la clase de cemento, la densidad y cantidad de aditivos que se le agreguen.

La siguiente tabla muestra el rendimiento que se obtiene para clase de cemento dependiendo de su densidad y de los aditivos que se le agreguen:

Clase	Agua para mezcla lt/saco	Densidad de lechada g/cm ³	Rendimiento o lt/saco
A	23.03	1.88	39
B	23.03	1.88	39
C	27.09	1.8	43
D	19.04	1.98	34.86
E	19.04	1.98	34.86
F	19.04	1.98	34.86
G-H	22.14	1.9	38

Nota.- Para sacos de 50 kg

El rendimiento se calcula con la siguiente expresión:

$$R = Va + Vs \dots\dots\dots(2a)$$

$$Vs = \frac{P}{Dc} \dots\dots\dots(2b)$$

$$Ns = \frac{V_{Saco}}{R} \dots\dots\dots(2c)$$

$$Va = \frac{P - [(Vs)(D)]}{D - Da} \dots\dots\dots(2d)$$

- D Es la densidad de la lechada [g/cm³]
- Da Es la densidad del agua [g/cm³]
- Dc Es la densidad del cemento 3.15 [g/cm³]
- P Es el peso de un saco de cemento 50 [kg]

R	Es el rendimiento del cemento en [lt/saco]
Va	Es el volumen de agua requerido [lt/saco]
Vs	Es el volumen de un saco de cemento [lt/saco]
Ns	Es el # de sacos de cemento [sacos]
V	Es el volumen total de lechada [lt]

Densidad. Para determinar la densidad en una lechada se deben tomar en cuenta dos propiedades importantes de las formaciones perforadas: La presión de poro y la presión de fractura. Que se traducen en gradientes, los cuales son los extremos de la ventana operativa de la densidad del cemento. Siempre recordando que a mayor presión se proporcionara una mayor resistencia compresiva.

Agua para el mezclado. Las características del agua usada para preparar la mezcla ó lechada de cemento, contiene sales minerales cuya influencia sobre el tiempo bombeable y la resistencia a la compresión del cemento es directa, razón por la cual se recomienda que las pruebas de tiempo bombeable se realicen con el agua que se utilizará para mezclar el cemento evitando con esto fraguados prematuros.

Tiempo bombeable. Es el tiempo en que la lechada puede ser bombeada utilizando presiones razonables y es el factor más importante que interviene en el desplazamiento del cemento y su colocación en el espacio anular. Para obtener el tiempo bombeable se considera:

El tiempo de mezcla + soltar tapones + tiempo de desplazamiento + un tiempo de seguridad (generalmente es el 100% del tiempo calculado).

Resistencia a la compresión. El cemento fraguado deberá desarrollar una resistencia a la compresión para sostener la T.R. y soportar las presiones diferenciales que se desarrollan. Generalmente se recomienda una resistencia a la compresión de 105 a 175 [kg/cm²] en 24 hrs. En la actualidad se han desarrollado cementos con alta resistencia compresiva. Esta característica mucho depende de la densidad.

Filtrado. El filtrado es la pérdida de agua de la lechada hacia la formación, a medida que la lechada pierde agua la densidad y la viscosidad se incrementan disminuyendo el tiempo bombeable. El cemento sin aditivos pierde agua en exceso razón por la cual es indispensable el uso de controladores de filtrado para asegurar una buena cementación

El cemento sin aditivos pierde 1000 [cm³] en cada 30 minutos

En TR'S superficiales e intermedias se recomienda filtrados no mayores de 200 [cm³] en cada 30 minutos.

En complementos de 500 [cm³] en cada 30 minutos.

En liners de 50 [cm³] en cada 30 minutos.

Para evitar canalizaciones de gas 20 [cm³] en cada 30 minutos.

Temperatura. El conocimiento de la temperatura de fondo del pozo es de suma importancia para obtener un diseño adecuado, ya que influye directamente en el tiempo bombeable.

II.3.1. TIPOS DE CEMENTOS

El cemento es una mezcla compleja de caliza, sílice, fierro y arcilla, molidos y calcinados que al entrar en contacto con el agua forma un cuerpo sólido. El cemento fraguado tiene baja permeabilidad y es insoluble en agua, características esenciales para obtener el sello hidráulico entre la T.R. y la formación.

Principales componentes⁶:

- 1.- Silicato tricalcico, es el componente mas abundante y factor principal para producir la consistencia temprana.
- 2.- Silicato dicalcico, proporciona la resistencia gradual después de los 28 días.
- 3.- Aluminato tricalcico, proporciona resistencia al ataque de los sulfatos.
- 4.- Aluminato ferrico tetracalcico.

CLASE	PROFUNDIDAD (M)	CLASIFICACION DE LOS CEMENTOS API	
		TEMPERATURA °C	OBSERVACIONES
A (Tipo I)	1830	77	Donde no se requieren propiedades especiales
B (Tipo II)	1830	77	Moderada resistencia a los sulfuros
C (Tipo III)	1830	77	Donde se requiere alta resistencia a la compresion y moderada o alta resistencia a los sulfuros
D	1830 a 3050	110	Para moderada y alta resistencia a los sulfuros.
E	1830 a 4270	143	Para moderada y alta resistencia a los sulfuros.
F	3050 a 4880	160	Para moderada y alta resistencia a los sulfuros. Alta presion
G y H			Para usarse hasta 2240 m asi como se fabrica y con la adiccion de aditivos puede emplearse a cualquier profundidad y altas temperaturas.
J	3660 a 4880	177	En etapa de experimentacion

Cementos especiales.

Debido a las condiciones cada vez más adversas donde las presiones de poro y de fractura son muy bajas, se tiene la necesidad de utilizar cementos de baja densidad, pero con una resistencia compresiva aceptable (mayor de 1000 [psi]).

La ingeniería de cementaciones ha evolucionado técnicamente y encontrado métodos y diseños especiales para elaborar cementos de baja densidad con buena resistencia compresiva y así tenemos:

1. Cementos esferulíticos ($\rho = 1.45 \text{ [g/cm}^3\text{]}$)
2. Cementos aereados ($\rho = 1.30 \text{ [g/cm}^3\text{]}$).
3. Cementos espumados ($\rho = 1.10 \text{ [g/cm}^3\text{]}$).
4. Cementos con aditivos especiales ($\rho = 0.65 \text{ [g/cm}^3\text{]}$).

Aditivos para cementos

Los aditivos son productos químicos en estado sólido o líquido, que se adicionan a las lechadas para modificar sus características naturales. Los aditivos más utilizados pueden estar dentro de la siguiente clasificación:

Aceleradores. Son productos que reducen el tiempo de fraguado en el cemento, aumenta la resistencia compresiva y son utilizados únicamente en la cementación del conductor y ocasionalmente en T.R. superficiales muy someras. Los de mayor aplicación son:

El cloruro de calcio, en concentraciones del 2 al 4 % en peso del cemento.

El cloruro de sodio, en concentraciones del 2 al 5 % en peso de agua.

Retardadores. Las altas temperaturas crean la necesidad de retardar el fraguado de las lechadas, esto es, aumentar el tiempo bombeable con el objeto de que permita su colocación en el espacio anular.

Retardadores		
Retardador	Concentracion %	Rango de Tem. C
Lignosulfonato de calcio	0.1 al 1	< 94
Acido hidroxil-carboxilicos	0.1 a 0.3	93 a 149
Borax		149 a 260

Densificantes. En pozos donde existen altas presiones es necesario aumentar la densidad de las lechadas y esto se logra disminuyendo el agua de mezcla o adicionando materiales sólidos como: hematina, barita, ilmenita y arena.

Reductores de densidad. En muchos casos la densidad normal de una lechada es demasiado alta para las condiciones del pozo, razón por la cual es necesario bajar la densidad y esto se logra aumentando el agua de mezcla o adicionando aditivos como: Bentonita, Puzolanas, Metasilicato de sodio

Dispersantes. Las lechadas sin tratar presentan altas viscosidades durante su desplazamiento, razón por la cual se tratan con estos aditivos para:

- Disminuir la presión de desplazamiento.
- Alcanzar el flujo turbulento a bajos gastos.

Los más comunes son: *Cloruro de sodio, lignosulfonato calcico y los polímeros.*

Controladores de filtrado. Una lechada normal tiene un filtrado de 1000 cm³ por cada 30 [min], por lo que es necesario limitar la perdida de agua hacia la formación para minimizar la hidratación de las arcillas. Los más comunes son: *Látex, polímeros orgánicos, carboxilmetil celulosa.*

Controladores de pérdida de circulación. Cuando se va a realizar una cementación y se sospecha que puede haber pérdida se recomienda adicionar estos aditivos:

Tipo	Material	Densificantes		
		Naturaleza	Concentracion kg/saco	Agua req. lt/50 kg
Granular	Gilsonita	Granular	2.50 a 25	16.63
	Perlita	De expansion	0.014 a 0.028 m3	534 lt/m3
	Corteza de arbol	Granular	0.5 a 2.5	7.07
	Carbon	Granular	0.5 a 5	16.63
Hojuelas	Celofan	Laminar	0.063 a 0.25	0
Fibroso	Nylon	Fibroso	0.63 a 0.125	0

Aditivos especiales. En la actualidad existe una gran variedad de estos aditivos siendo algunos de ellos:

- Para evitar la retrogradación.
- Generadores de espuma.

II.3.2. DAÑO POR CEMENTACIÓN

El tamaño desordenado de los granos que 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 casos en que puede caer la permeabilidad:

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.

El filtrado del cemento entra en contacto con el agua original de la formación, que contiene grandes cantidades de calcio, provocando la precipitación de carbonatos o silicatos cálcicos hidratados.

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 reduciendo la permeabilidad relativa al aceite en el yacimiento.¹⁰

Compresión del cemento.

La etapa de compresión del cemento produce daños severos en arenas no consolidadas durante la cementación secundaria, 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.

Las causas que generan el daño a la formación por cementación, pueden ser prevenidas por un buen diseño de lechada, así como las propiedades de estabilidad de la misma, antes mencionadas. La operación, resulta una de las más importantes dentro del proceso de comunicación del fondo del pozo con la superficie y por lo tanto del flujo de fluidos, el factor de daño puede minimizarse en gran medida con un correcto diseño de cementación primaria.

II.4. TERMINACIÓN

La terminación de un pozo petrolero es un proceso operativo que se inicia después de cementada la tubería de revestimiento de explotación y se realiza con el fin de dejar el pozo produciendo hidrocarburos comunicando la formación productora con la superficie, o en su caso, taponarlo si así se determina.

El objetivo primordial de la terminación de pozos es obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo. En la elección del sistema de terminación deberá considerarse la información recabada, indirecta o directamente durante la perforación, a partir de: Muestras de canal, núcleos, Pruebas de formación, Análisis petrofísicos, Análisis PVT y los Registros geofísicos de explotación.

El programa de terminación consiste en un plan ordenado de operaciones que incluyen la toma de registros, limpieza del pozo, el diseño de disparos, y la prueba de intervalos productores, con el fin de explotar las zonas de interés de potencial económico.

Para que un pozo petrolero permita extraer con eficiencia los hidrocarburos, debe constituir una salida estable y duradera. Para esto se utiliza un revestimiento metálico, diseñado de acuerdo con los diversos esfuerzos que se presentan, como son la tensión, presión interna, colapso, compresión y torsión, y todo esto con la mejor economía.

Una buena terminación, tiene su antecedente en la operación de cementación primaria de la tubería de revestimiento de explotación. Esta tubería permite aislar la formación productora, para evitar la invasión de fluidos no deseables (agua y/o gas), hacia el pozo, provenientes de zonas vecinas, que contaminan los hidrocarburos producidos y reduzcan su recuperación en formaciones productoras con una zona inferior de agua o un casquete de gas, se presentará la entrada de esos fluidos debido al gradiente de presiones existentes entre el yacimiento y el pozo.

La terminación cubre las herramientas y tuberías que son corridas como parte del aparejo de producción. Esto deberá incluir las mallas de control de arena, las válvulas de seguridad del pozo, los disparos de producción, empacadores, etc.

Las características de la terminación a efectuar esta determinada por las necesidades de cada pozo. El diámetro de la tubería de producción, los tipos de conexiones, los accesorios, etc.; dependen de factores como: el tipo de fluido a ser producido, la relación gas-aceite, el potencial de producción, las técnicas planeadas en la etapa de recuperación terciaria, los requerimientos de control de la arena, etc.

La terminación de pozos se puede clasificar en dos grandes divisiones.¹¹

Terminación de explotación.

Se le denomina así al primer acondicionamiento de pozo perforado en una nueva estructura de capacidades productoras de hidrocarburos.

Terminación de desarrollo

Se le llama así al acondicionamiento de los demás pozos perforados a distintas profundidades, en una nueva estructura o en alguna otra ya probada.

Entre esta última clasificación se presentan variantes, como lo son los pozos de avanzada, que sirven para definir límites del yacimiento y los inyectores de agua, gas y/o vapor, para procesos de recuperación secundaria.

Esta clasificación incluye una serie de actividades que constan de:

- Asegurar el control del pozo.
- Verificar las condiciones de las tuberías de revestimiento y su corrección en caso de falla.
- Introducción del aparejo de producción o de inyección.
- Instalar y probar el sistema superficial de control (árbol de válvulas).
- Disparar los intervalos a probar para comunicar el yacimiento con el pozo.
- Efectuar pruebas de producción o inyección, según sea el caso, incluyendo estimulaciones o inducciones.

Lo anterior mencionado clasifica al pozo como inyector, productor o en última instancia, en abandono o taponamiento.

Otra clasificación surge debido a la actividad que se va a desarrollar. Los tipos de terminación se pueden clasificar en convencionales y no convencionales, teniendo dentro de los no convencionales las terminaciones con tubería flexible, pozos horizontales, multilaterales, terminaciones integrales.¹²

Terminaciones en agujero abierto.

Esta práctica ya no es tan popular últimamente, ya que se pierde la capacidad de retención de los finos que se incorporan al flujo de fluidos y se tiene un pobre manejo en flujos de gas y agua, sin embargo, todavía se efectúa esta terminación en yacimientos

de baja presión en una zona productora, donde el intervalo con gas y aceite tenga una saturación importante. Este tipo de terminación se recomienda para formaciones de calizas.

El procedimiento consiste en introducir y cementar la tubería de revestimiento de explotación arriba de la zona de interés, continuar con la perforación del tramo productor y preparar el pozo para su explotación.

Terminación con tubería de revestimiento disparada.

La preparación del pozo consiste en seleccionar un diseño adecuado de tuberías de revestimiento, que soporten presión interna, colapso, corrosión y tensión, que se introducen y cementan, de acuerdo al programa elaborado para cubrir las profundidades de los tramos productores. Posteriormente se prepara el pozo con el aparejo de producción seleccionado para su explotación.

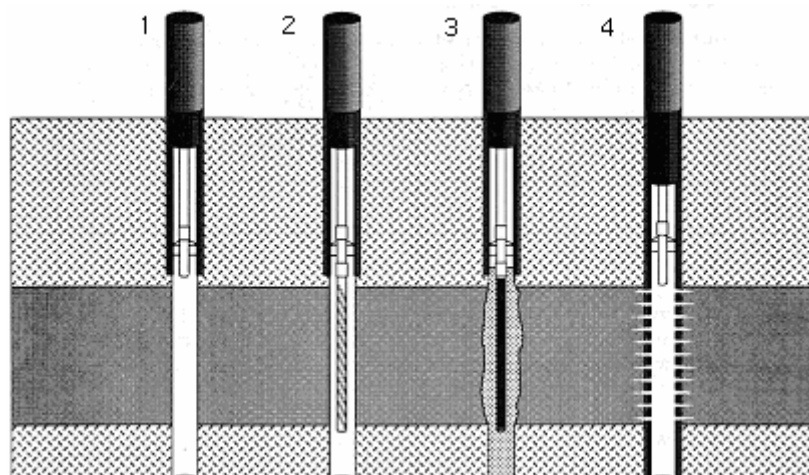


Figura 2.08. Tipos de terminación. (1) Agujero abierto. (2) Tubería de revestimiento corta, Liner. (2) Empacamiento de grava. (3) Tubería de revestimiento cementada y disparada. (MICHAEL J. ECONOMIDES, A. DANIEL HILL, CHRISTINE EHLIG-ECONOMIDES PETROLEUM PRODUCTION SYSTEMS)

Principales puntos a revisar en el diseño de una terminación

- Espacio libre en las operaciones de trabajo entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción u otros accesorios.
- La corrida de accesorios conjuntamente con la tubería de producción, como son los empacadores, nipples, camisas, sellos, etc., deberán contar con el suficiente diámetro exterior dentro de la tubería de revestimiento de explotación.
- En caso de terminaciones dobles o triples, deberá tenerse presente todo lo referente a diámetros interiores y exteriores.
- En pozos direccionales, se deberá tomar en cuenta el máximo ángulo de desviación, principalmente para los trabajos con línea o cable.

Los componentes o accesorios en una terminación deberán ser verificados bajo diferentes condiciones de operación, como son la de presión interna, colapso, tensión,

ambientes corrosivos, altas temperaturas, etc. Estos fenómenos se pueden presentar en las siguientes actividades:

- Corrida de la terminación
- Espaciamento y colgamiento de la tubería
- Pruebas de producción
- Estimulaciones
- Etapas de producción a lo largo de la vida del pozo
- Cementaciones forzadas
- Operaciones de pesca y abandono de pozos

Durante la terminación, un factor que afecta comúnmente a la producción es el daño a la formación (disminución de la permeabilidad) causado por el filtrado del lodo de terminación y más aún al disparar el intervalo productor. Lo anterior ha llevado a tomar en cuenta los efectos perjudiciales que pueden ocasionar los diversos fluidos de control sobre las formaciones por lo que es necesario seleccionarlos cuidadosamente durante la terminación de los pozos.

II.4.1. FLUIDOS DE TERMINACIÓN

A menudo los pozos son disparados y terminados utilizando un fluido a través de un empacador que está diseñado para proteger el pozo durante la etapa de producción. Esto requiere, considerables cuidados y conocimiento para esta etapa de diseño del pozo.

Los fluidos de terminación no deberán causar daño a la formación en lo que sea posible y con esto no se verá comprometida la productividad del pozo. Además de que deberán ser químicamente y físicamente compatibles con el yacimiento, se deberá cuidar que su contenido de sólidos se mantenga lo más bajo posible. Se deberá evitar la formación de emulsiones y precipitados por reacciones químicas entre los fluidos de la formación y el filtrado de los fluidos de perforación, lo cual se deberá prevenir, desde el diseño.

Otro aspecto a cuidar es el hinchamiento y dispersión de las arcillas, bloqueo por agua y emulsiones debido al tipo de fluido de terminación.

La reología y las propiedades de pérdida de fluido deberán ser controladas.

La utilización de aditivos que no causen daño o que en caso de su utilización puedan ser removidos fácilmente.⁸

II.4.2. DISPAROS

Durante la etapa de terminación de los pozos, el disparo es la fase más importante, debido a que establece la comunicación de los fluidos entre la formación productora y la tubería, ya que un disparo bien diseñado permitirá el flujo de los fluidos en forma eficiente.

En la etapa de terminación, los disparos siempre ocasionan daños adicionales en la formación, puesto que cualquiera que sea el método de disparo que se utilice, éste compacta la roca alrededor de la zona atravesada por el proyectil (*Figura 2.09*), aumentando la dureza de la superficie y reduciendo la porosidad local.

Investigaciones llevadas a cabo por Exxon descubrieron la importancia de los taponamientos creados por los disparos con lodo o residuos de las cargas preformadas, disparar con una presión hidrostática mayor a la presión de yacimiento y el efecto de la resistencia a la compresión de la formación sobre el tamaño del agujero de los disparos y su penetración.¹¹

Por lo cual dicho trabajo condujo a desarrollar cargas preformadas no obturantes; de pistolas disparables a través de la tubería de producción (T.P.), pistolas a chorro efectivas para mejorar la penetración en formaciones y cementos de alta resistencia a la compresión y tuberías de alta resistencia con espesor considerable.

Por la importancia del diseño de disparos se requiere que en la práctica generalizada la elección de pistolas y tipo de disparos tenga prioridad la calidad no tan sólo en función del precio.

Tipos de disparo.

Disparos de bala.

Los disparos con bala no son más que dispositivos tipos cañones de arma de mano, diseñados para bajar a la profundidad deseada que se disparan eléctricamente. La penetración de la tubería, cemento y la formación se logra por medio de altas velocidades de proyectiles o balas. El equipo actual permite el disparo selectivo a un tiempo dado o simultáneamente según sea el caso del diseño.¹²

Existe una cantidad importante de tipos de bala, cada uno de ellos diseñados para propósitos particulares. (*Figura 2.081*)













TIPO DE BALA.		TAMAÑOS DISPONIBLES.	CARACTERÍSTICAS TÍPICAS DE LOS DISPAROS		ENTREGA.	USADO PARA.
NUMERO.	NOMBRE.		REMANENTE	DIAMETRO DE AGUJERO		
1	STEELFLO 	1/4" 3/8" 15/32" 9/16"		1/4" 3/8" 15/32" 9/16"	Máxima penetración. Mejora en el remanente. Estructura fuerte. Estabilidad en el canal.	Penetración profunda de la formación
2	BURRFREE 	1/4" 3/8" 15/32" 9/16"		1/4" 3/8" 15/32" 9/16"	Eliminación del remanente, menor penetración que el SteelFlo. Por lo demás posee todas las ventajas del SteelFlo.	Todos los trabajos donde se requiere que la superficie de la tubería quede lisa, y sea de importancia secundaria la penetración
3	SEMI-MUSHROOM 	15/32" 9/16"		9/16" 5/8" ⁽²⁾	Agujero en tubería de revestimiento mayor que la bala. Fracturamiento del cemento considerable. Penetración reducida.	Remover la tubería de revestimiento. Fracturar el cemento
4	FULL MUSHROOM 	15/32" 9/16"		5/8" 7/8" ⁽²⁾	Agujero considerable en tubería de revestimiento, mas grande que el de la bala. Fracturamiento extensivo del cemento. Penetración considerablemente reducida.	Remover la tubería de revestimiento. Fracturar el cemento
5	NEEDLE 	1/16" 1/8"		1/16" 1/8"	Penetración simple de la tubería	Establecer circulación en la tubería taponada o con cualquier otro propósito donde un pequeño orificio sea necesario.
6	PUNCH 	15/32" 9/16"		15/32" 9/16"	Revanche despreciable. Penetración controlable. Agujero del mismo tamaño que el de la bala	Perforación de la parte interna de las sartas sin dañar la parte externa.

Figura 2.081. Tipos de bala para disparos y sus características. (CARL GATLIN. DRILLIND AND WELL COMPLETION.)

Las pistolas de bala de 3 ½“ de diámetro o mayores se utilizan en formaciones con resistencia a la compresión inferior a 6000 [psi²], los disparos con bala de 3 ¼ “ o mayores, pueden proporcionar una penetración mayor que muchas pistolas a chorro en formaciones con resistencia a la compresión inferior a 2000 [psi²]. La velocidad de la bala en el cañón es de aproximadamente 3300 [ft/s].

Una aplicación interesante del tipo de disparos es el fracturamiento por un tipo especial de equipo, (bear gun) que se muestra en la (**Figura 2.082**) este equipo dispara un proyectil de 1 ½ [pg] de diámetro

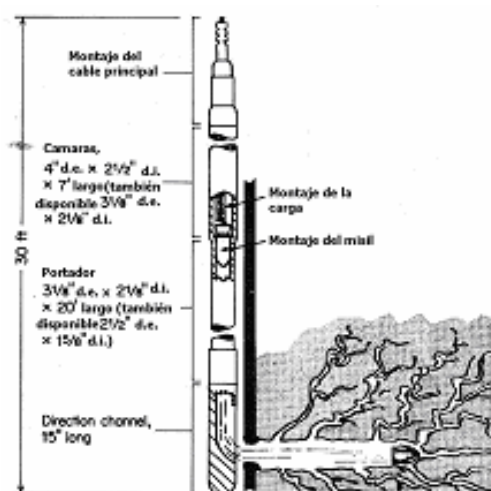


Figura 2.082. Herramienta que también se usa para fracturar la formación. (CARL GATLIN. DRILLIND AND WELL COMPLETION.)

Pistolas hidráulicas.

Una acción cortante se obtiene lanzando a chorro un fluido cargado de arena, a través de un orificio, contra la TR. La penetración se reduce grandemente a medida que la presión en el fondo del pozo aumenta de 0 a 300 [psi]. La penetración puede incrementarse apreciablemente adicionando nitrógeno a la corriente.¹¹

Disparos Jet.

El proceso de de los disparos jet se detonan eléctricamente iniciando una reacción en cadena que detona sucesivamente el cordón explosivo, la carga intensificada de alta velocidad y finalmente el explosivo principal, la alta presión generada por el explosivo original el flujo del recubrimiento metálico separando sus capas interna y externa. El incremento continuo de la presión sobre el recubrimiento provoca la expulsión de un chorro de partículas finas, en forma de aguja, a una velocidad aproximada de 30 000 [ft/s] con una presión estimada de 4 millones de [psi].

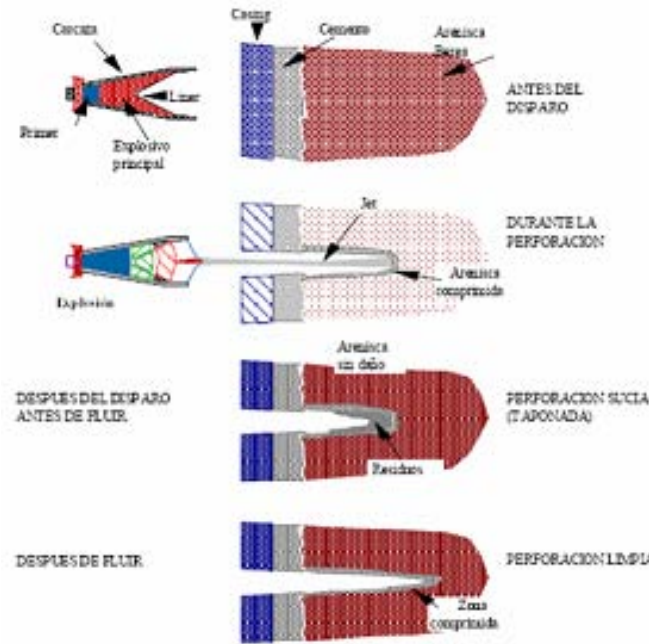


Figura 2.09. Daño a la formación causado por el disparo. (UN SIGLO DE LA PERFORACIÓN EN MÉXICO).

Tipo de explosivos.

Las cargas para perforar la tubería dependen de los explosivos que se utilizan para generar la energía necesaria para obtener una penetración efectiva. Por esto, el desempeño de la carga está relacionado directamente con el desempeño del explosivo. Los explosivos, de acuerdo a su velocidad de reacción se clasifican en:

Explosivo bajo.

- No detonan, se queman.
- Velocidad de reacción de 300 a 1500 [m/s]
- Deben ser confinados.
- Ejemplo: Pólvora Negra.

Explosivo alto.

- Detonan.
- Velocidad de reacción > a 1500 [m/s]
- Iniciados por calor o percusión.
- La potencia generada es mucho mayor.
- Ejemplo: Azida de plomo, Tacot, RDX, HMX, HNS, PSF y PYX.

Sensibilidad del explosivo. Es una medida de la energía mínima requerida para iniciar un explosivo¹³.

Sensibilidad al Impacto: Altura mínima de la cual puede dejarse caer un peso sobre el explosivo para que detone.

Sensibilidad a la Chispa: Indica la cantidad de energía que debe de tener una chispa para detonar el explosivo.

Estabilidad del explosivo. Es la habilidad de un explosivo para perdurar por largos periodos de tiempo expuestos a altas temperaturas (*Figura 2.10*).

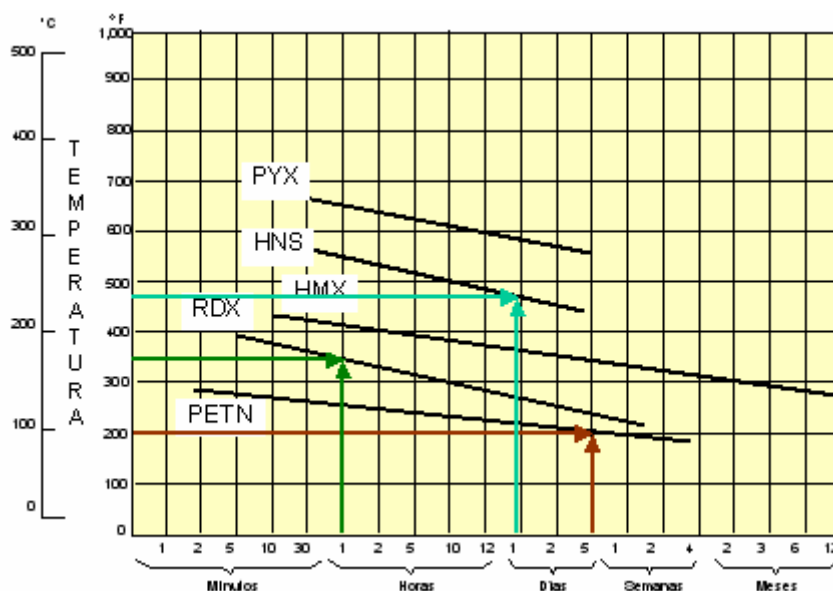


Figura 2.10.- Muestra la estabilidad del explosivo con respecto a la temperatura. (OILPRODUCTION.COM)

Sistema de disparo. Esta compuesto por la carga moldeada, el cordón explosivo, el estopín eléctrico y el porta cargas.

Estopín. Es el que inicia la detonación cuando se le envía corriente eléctrica desde superficie.

Cordón explosivo. Proporciona la energía necesaria (por percusión) para detonar las cargas.

Carga moldeada revestida. Es el componente más importante de una pistola, esta utiliza un explosivo alto secundario para impulsar un chorro de partículas metálicas a altas velocidad que penetra la TR, el cemento y la formación (*Figura 2.11*).

Porta cargas. Es el dispositivo que se utiliza para montar las cargas y se clasifican en: Tubo portador, lámina y alambre. Dependiendo del medio de transporte y del porta cargas el sistema de disparos se divide en: Recuperables, Semidesechables y Desechables. En los sistemas recuperables, (no expuestas) todos los residuos son recuperados y los explosivos no están expuestos a la presión. La desventaja de este sistema es que reduce la penetración.

En los sistemas desechables, el cordón explosivo, estopín y el sistema portador se quedan dentro del pozo. Las desventajas de este sistema son: los explosivos están

expuestos a la presión y al fluido de terminación y la cantidad de basura que dejan. Su ventaja es que son de mayor penetración.

El sistema semidesechable es similar al anterior con la ventaja de que dejan menos residuos debido a que el porta cargas se recupera.



Figura 2.11. Componentes del sistema de disparo. (OILPRODUCTION.COM)

Medio de transporte: Las pistolas bajadas con tubería sólo utilizan portacargas entubadas y el objetivo principal es favorecer la productividad del pozo creando agujeros de mayor diámetro y mayor penetración. También existen las pistolas bajadas con cable que son utilizadas en caso de ser recuperables. (*Figura 2.12*).

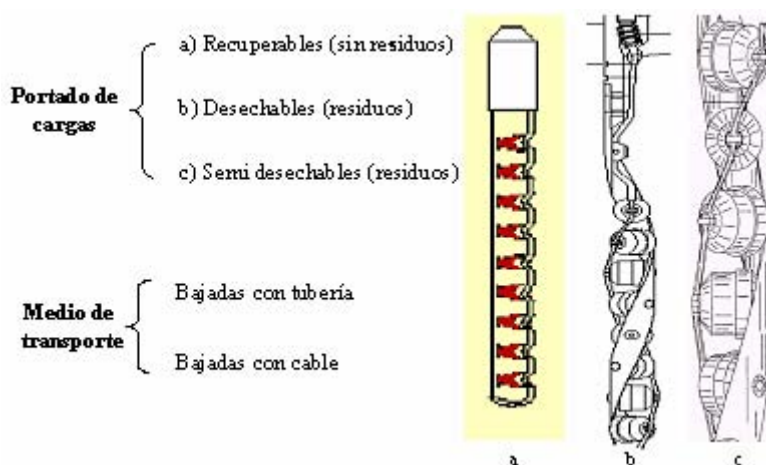


Figura 2.12. Tipos de portadores de carga y la forma en como bajan hasta el intervalo de interés. (OILPRODUCTION.COM)

Componentes de la carga.

Cubierta o carcaza: Aloja a los otros componentes y debe de ser resistente a la temperatura y abrasión. Los materiales comunes que se usan para las cubiertas incluyen el acero maquinado, acero forjado en frío, aluminio fundido al troquel y cerámica.

Revestimiento o Liner: Provee de la masa necesaria para que el jet penetre en la TR, cemento y formación. Las presiones ejercidas sobre el revestimiento cuando detona el explosivo provocan que este se colapse y forme un chorro o jet. La forma, grosor y composición del revestimiento influyen de manera importante en la longitud, diámetro y efectividad de la perforación.

Explosivo principal: Provee de la energía necesaria para producir el jet. La masa, distribución y velocidad de detonación del explosivo principal, afectan de manera considerable el desempeño de la carga.

Primer: Esta compuesto de una pequeña cantidad de explosivo más sensitivo que el explosivo principal. El primer, se conoce también como carga de transferencia, ya que su principal propósito es transferir el choque del cordón detonante al explosivo principal. La onda de choque en el cordón, genera una onda de choque en el primer que a su vez detona el explosivo principal (*Figura 2.13*).

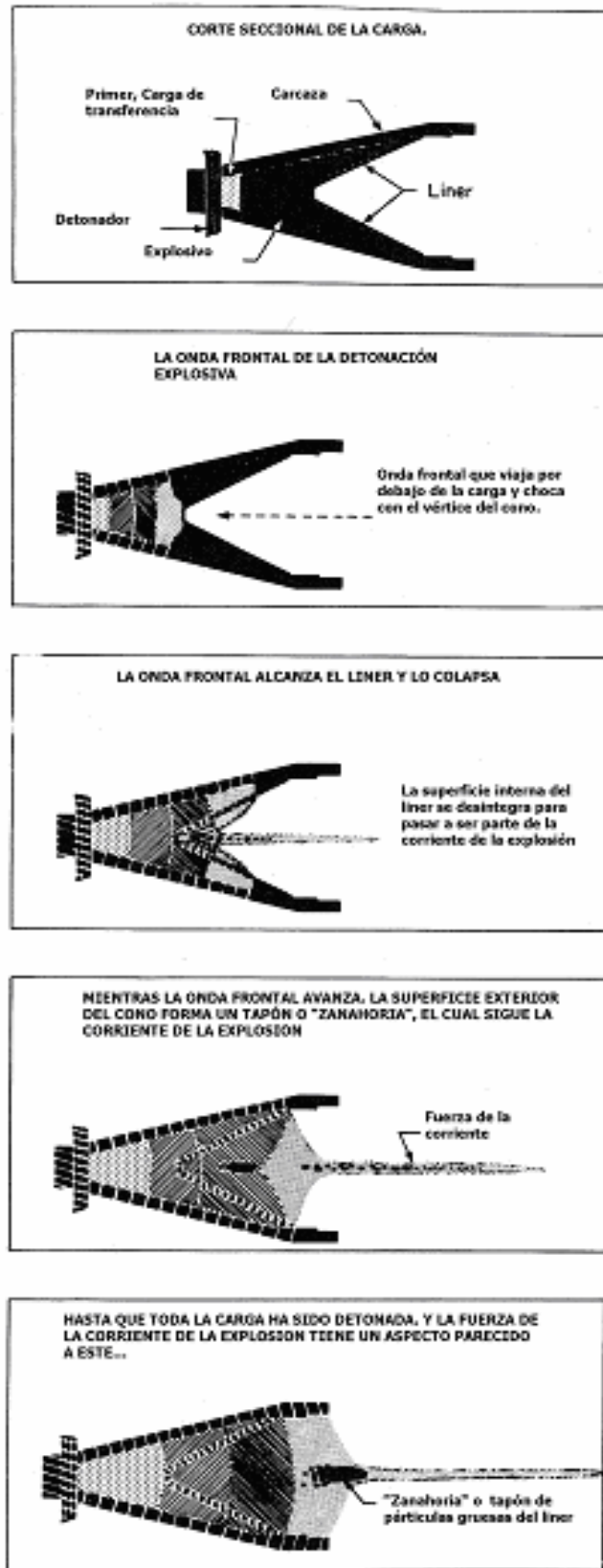


Figura 2.13. Componentes de la carga, y proceso de la detonación. (CARL GATLIN. DRILLIND AND WELL COMPLETION.)

Efecto de la penetración y la densidad de cargas en la relación de productividad.

En la (Figura 2.14) se muestra el efecto que tiene la penetración de los disparos y la densidad de cargas sobre la productividad del pozo. En un ejemplo se puede observar, que para obtener una productividad de 1 con 13 [cargas/m] se requiere una penetración menor a 6 [pg] y para una densidad de 3 [cargas/m] se requiere una penetración mayor de 15 [pg].

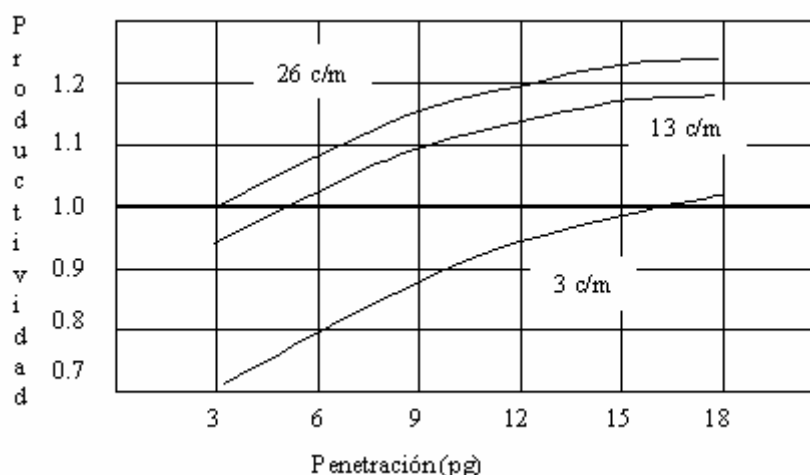


Figura 2.14. Relación de la productividad con respecto a la penetración y la densidad elegida. (CARL GATLIN, DRILLIND AND WELL COMPLETION.)

Efecto de la fase.

La fase angular entre perforaciones también es importante, debido a que se causan reducciones significativas en la relación de productividad de hasta un 12% al pasar de un sistema de 0° a uno de 90°. En la siguiente gráfica se puede observar que para un sistema de 0° y una penetración de 6 [pg] se obtiene una productividad de 0.9, mientras que para un sistema de 90° se obtiene una productividad de 1.02; lo que representa el 11%. (Figuras 2.15, 2.16)

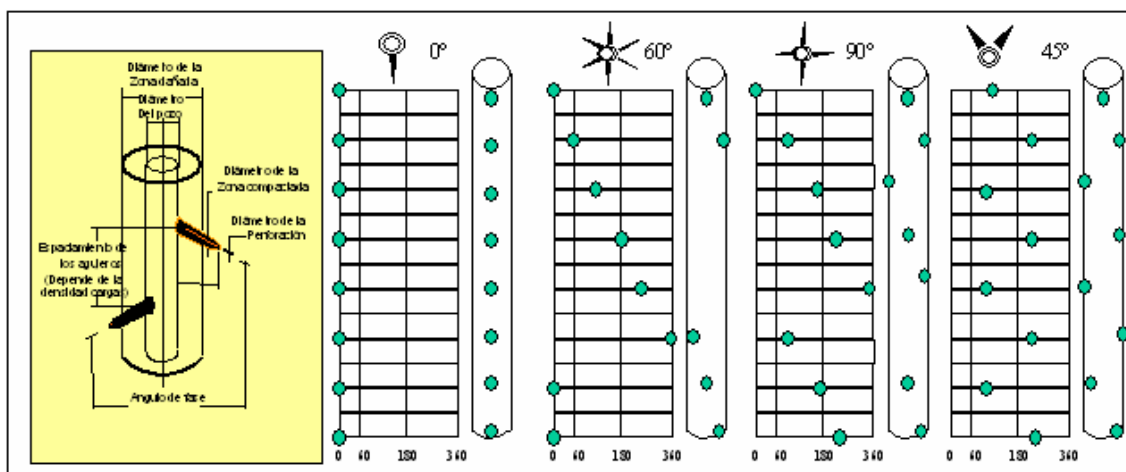


Figura 2.15. Los modelos para la densidad de cargas para 0, 60, 90 y 45°. (UN SIGLO DE PERFORACIÓN EN MÉXICO)

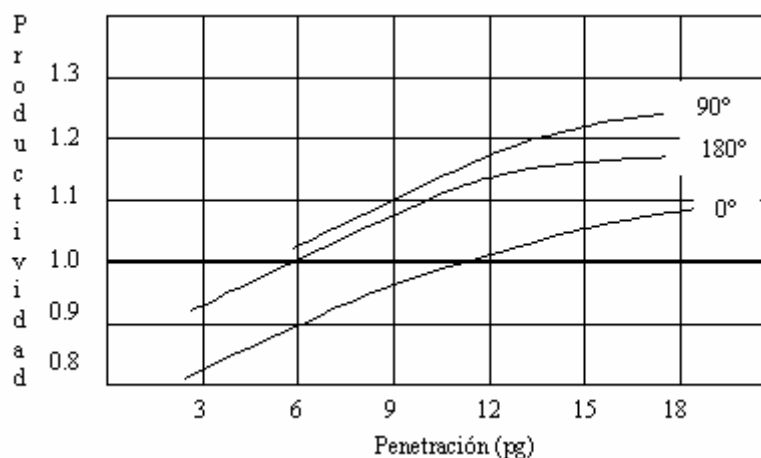


Figura 2.16. La relación de la productividad con la penetración, para distintas fases (CARL GATLIN. DRILLIND AND WELL COMPLETION.).

Las causas más comunes de daño ocasionado durante la terminación de un pozo, y más en particular en los disparos, son las siguientes:

- Taponamiento de la formación por residuos de la explosión de los disparos, que tienden a bajar la permeabilidad de la formación.
- Ingreso de partículas sólidas a los poros de la formación por una alta presión hidrostática, superior a la de yacimiento, condiciones de sobre balance.

II.4.3. DISEÑOS DE LOS DISPAROS

Al planear un trabajo de disparos se deben de considerar, el estado mecánico del pozo, el tipo de formación y las condiciones de presión esperadas después del disparo.

Factores importantes en el comportamiento de un sistema de disparos son: densidad de cargas, penetración, fase (ángulo entre disparos) y diámetro de agujero, estos son conocidos como factores geométricos (*Figura 2.17*).

El estado mecánico del pozo, determinara el diámetro máximo de las pistolas y la forma de llevar las mismas hasta la formación productora (Cable, tubería Flexible, tubería de Producción, etc.).

Las características de la formación tales como; Profundidad, Litología, Parámetros de Formación (Densidad, Resistencia compresiva, Esfuerzo efectivo, Permeabilidad, Porosidad, etc.) dan inicio del comportamiento de la pistola en el pozo.

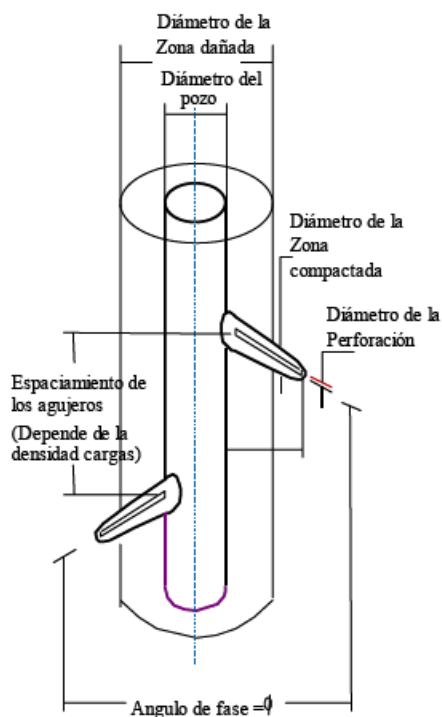


Figura 2.17. Factores geométricos a considerar en el diseño de los disparos. (UN SIGLO DE PERFORACIÓN EN MÉXICO)

Desempeño de las cargas.

La penetración que proporcionan las pistolas disminuye al aumentar la resistencia compresiva de la formación.

Thompson en 1962 desarrollo un método para calcular la penetración en los disparos.

$$Pen = (Pen_{sup}) e^{(0.086(C_r - C_f))} \dots\dots\dots 2e$$

Donde:

- Pen Penetración.
- Pen_{sup} Penetración en superficie, según API RP 43.
- C_r Compresibilidad en superficie en condiciones de prueba, [psi⁻¹]
- C_f Compresibilidad de la formación. [psi⁻¹]

Las condiciones posterior al disparo son las que dan la pauta para decidir en que forma es que se llevara a cabo el disparo, y esto se refiere, a las condiciones de balance, sobre balance o bajo balance, los cuales a su vez están influenciadas por los fluidos en los poros, presión de poro y la presión hidrostática ejercida por los fluidos de terminación.

En una terminación sobrebalanceada, la presión de formación es menor que la hidrostática en el pozo, esta diferencia de presión puede ocasionar que los agujeros se taponen con residuos de cargas al momento del disparo. Por otro lado en una terminación bajo balanceada, la presión de formación es mayor que la ejercida por la

columna de fluidos en el pozo, en este caso los residuos de las cargas y la zona comprimida por el disparo pueden ser expulsados del agujero; las condiciones de balance son difíciles de lograr y en este caso no tienen una gran aplicación.

Por lo anterior mencionado, en un aspecto general se recomiendan las condiciones de bajo balance debido a la limpieza en los conductos. Sin embargo, usar presiones diferenciales muy significativas provoca aportación de partículas finas de la formación hacia el pozo.

La magnitud de la presión diferencial, para disparar en condiciones de bajo balance, depende directamente de la permeabilidad de la formación adyacente, y el tipo de fluido de terminación empleado.

A continuación se muestra la forma en como se calculan los valores de presión diferencial óptima de forma empírica para pozos de aceite y gas.

Para pozos de Aceite
$$P_{dif} = \frac{2500}{k^{0.17}} \dots\dots\dots 2f$$

Para pozos de Gas
$$P_{dif} = \frac{3500}{k^{0.37}} \dots\dots\dots 2g$$

Donde:

P_{dif} Presión diferencial [lb/pg²]

k Permeabilidad de la formación [md]

Pasos prácticos para realizar la operación de disparos de manera óptima¹¹.

1.- Seleccionar la pistola con base en la carta API RP-43. Corregir los resultados de los datos de las pruebas API de acuerdo con la resistencia a la compresión de la formación que se va a disparar.

2.- El claro de las pistolas debe ser considerado en cada operación para optimizar la penetración y el tamaño del agujero. Las pistolas para disparar a través de las tuberías están normalmente diseñadas para dispararse con un claro igual a cero cuando no están desfasadas. Si estas pistolas son detonadas con claros mayores a cero, la penetración estimada debe de corregirse por el claro de la pistola y por la resistencia a la compresión de la formación.

3.- En medida de lo posible disparar con fluidos limpios, libres de sólidos, no dañantes y manteniendo una presión diferencial hacia el pozo.

4.- En calizas o dolomías, puede ser conveniente disparar en HCl o ácido acético, con una presión diferencial a la formación.

5.- Cuando se dispare con lodos relativamente sucios debe de reconocer que:

Los tapones de lodo o sedimentos no son fácilmente removibles.

6.- Usar Software técnico para el diseño de disparos, ya que gracias a él, de manera sencilla se realiza el diseño de los disparos para escoger el tipo y la pistola, densidad de las cargas, la fase, la penetración y el diámetro del agujero óptimo.

Entendiendo de manera general, se puede concluir que la técnica de disparos bajo balance suele ser la más recomendada para minimizar el daño. Sin embargo existen algunas aclaraciones respecto a esta técnica que se explican con más detalle a continuación.

II.4.4. DISPAROS BAJO BALANCE¹⁴

La optimización de la producción o de la inyección demanda diseños de terminación cuidadosos, planeación previa a los trabajos e implementación en el campo, para obtener disparos conductores limpios que se extiendan más allá del daño de la formación, penetrando en la roca inalterada del yacimiento.

Lamentablemente, los disparos con explosivos no sólo atraviesan la tubería y el cemento sino también pulverizan los granos de roca de la formación generando una zona triturada de baja permeabilidad en la formación alrededor de las cavidades de los disparos. Este proceso también deja algunos detritos residuales de la detonación dentro de los túneles de los disparos. El rebote elástico de la formación alrededor de los túneles recién creados genera daño por las vibraciones adicionales de los disparos y el material suelto.

La técnica de disparar con un bajo balance de presión es la técnica más difundida de optimización de las terminaciones disparadas. Este método establece una presión estática de pozo antes de los disparos, que es inferior a la presión de la formación adyacente. Según la teoría convencional, la oleada inicial (flujo instantáneo) originada por una reducción de la presión de poro en la región vecina al pozo mitiga el daño de la zona triturada y barre la totalidad o parte de los detritos que se encuentran en los túneles de los disparos.

Mediante pruebas de laboratorio, realizadas por científicos de Schlumberger se descubrió que el bajo balance estático por sí solo no garantiza la obtención de disparos limpios. Los resultados indicaron que lo que realmente rige la limpieza de los disparos son las fluctuaciones producidas en la presión del pozo inmediatamente después de la detonación de las cargas huecas y no la diferencia de presión inicial como se pensaba anteriormente.

El proceso PURE utiliza operaciones de disparos diseñadas a la medida de las necesidades, cargas huecas especiales y configuraciones de pistolas diseñadas con un fin específico, para generar un alto nivel de bajo balance dinámico, partiendo de bajos balances o sobre balances de presión moderados.

Esta técnica, PURE, es aplicable a portacargas, o pistolas, operados con cable o con línea de acero, y a sistemas de pistolas bajados con tubería flexible o con la tubería de

producción, ya sea en terminaciones de pozos verticales o muy inclinados, incluyendo los pozos horizontales.

Las cargas huecas constan de cuatro componentes básicos: el iniciador de la detonación y los explosivos principales, el revestimiento cónico y un casco. La cavidad cónica y el Liner minimizan la penetración a través de la tubería de revestimiento de acero, el cemento y la roca. Al detonar las cargas, el revestimiento colapsa y se forma un chorro de alta velocidad de partículas de metal fluidizado (*Figura 2.18*). Las ondas de choque generadas por los disparos y la presión de alto impacto fragmentan los granos de la roca, descomponen la cementación de minerales intergranulares y producen la pérdida de adherencia de las partículas de arcilla, creando una zona triturada de baja permeabilidad en la formación, alrededor de los túneles de los disparos. Los disparos dañan la permeabilidad local fundamentalmente porque trituran el material de la formación impactado por el chorro y reducen los tamaños de las gargantas de los poros.

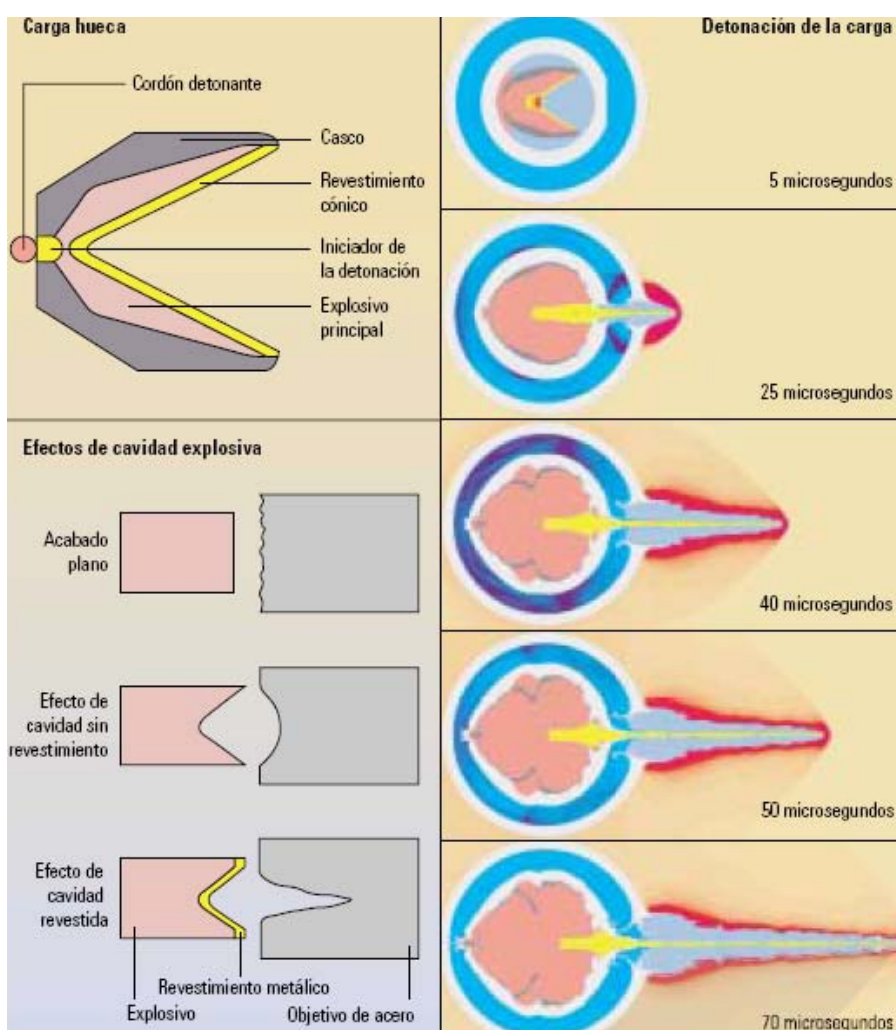


Figura 2.18. Proceso de disparo en cargas huecas. © Schlumberger.

Las fotomicrografías muestran la roca sin dañar y las microfisuras en la zona triturada (*Figura 2.19*).

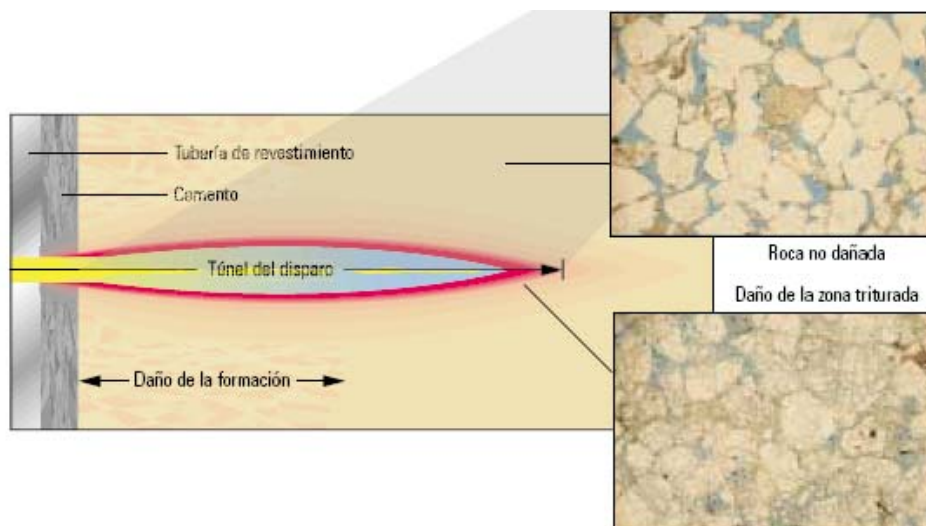


Figura 2.19. Operaciones de disparos y daños producidos por los disparos. ©Schlumberger.

Después de las operaciones de disparos en condiciones de sobre balance o balance y antes de la limpieza, los túneles de los disparos son taponados por la roca fracturada y los detritos, quedando rodeados por una zona triturada de baja permeabilidad (*Figura 2.20. extremo superior*). Antes de la introducción de las operaciones de disparos PURE, la teoría convencional sostenía que la oleada inicial generada por una diferencia de presión estática—presión del pozo inferior a la presión de la formación—en el momento de los disparos eliminaba el daño de la zona triturada además de la totalidad o parte de los detritos de los túneles de los disparos (*Figura 2.20. extremo inferior*).

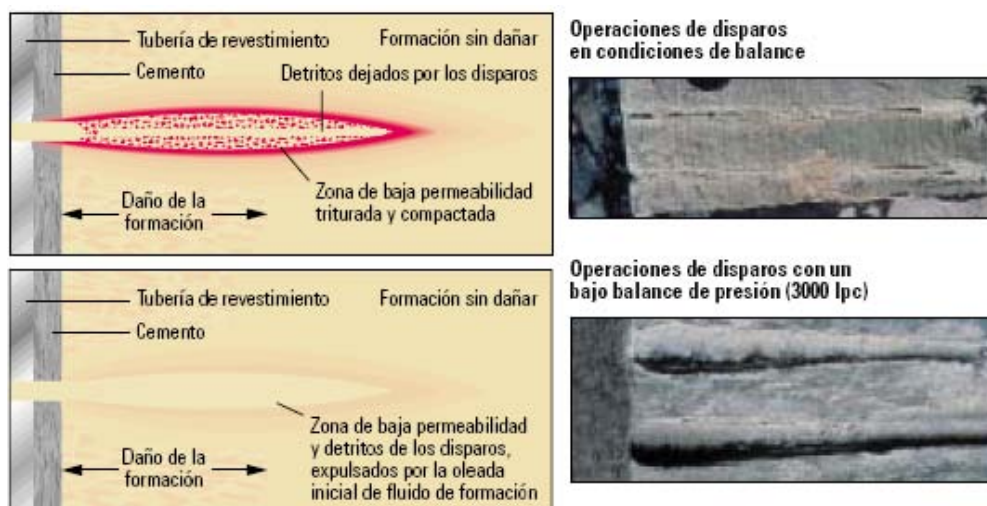


Figura 2.20. Operaciones de disparos con sobre balance y bajo balance de presión. ©Schlumberger.

Inmediatamente después de la detonación de la carga, la presión de poro cae y los fluidos de yacimiento se descomprimen alrededor de los nuevos disparos, provocando un súbito influjo de fluido. Este golpe de presión instantáneo reduce la invasión de las gargantas de poros por los fluidos y sólidos de la terminación, afloja la roca dañada y elimina parte del material suelto de los túneles de los disparos.

Las pruebas de laboratorio indican que el cuidado en la turbulencia no es una condición necesaria para eliminar el daño provocado por los disparos. Una teoría sugiere que la limpieza de los disparos está más relacionada con el arrastre del fluido viscoso durante la oleada inicial. No obstante, la mayoría de los datos indican que se necesitan valores de bajo balance de presión más altos que los utilizados habitualmente en el pasado, para minimizar o eliminar efectivamente el daño de los disparos. Los bajos balances subóptimos pueden generar regímenes de flujo variables por cada disparo y diferentes grados de eliminación del daño.

Las fuerzas dinámicas, diferencia de presión y arrastre, son más pronunciadas inmediatamente después de detonar las cargas. Éste es el punto de partida para el desarrollo de ecuaciones semiempíricas relacionadas con el bajo balance de presión y el daño de los disparos, o daño mecánico, a partir de conjuntos de datos históricos. Los factores clave son la máxima diferencia de presión transitoria y el posterior arrastre provocado por el flujo de fluidos.

Las investigaciones más recientes indicaron que la ruptura por cizalladura (esfuerzo de corte) de la zona triturada, y no la erosión debida a la oleada inicial, elimina el daño causado por los disparos. La ruptura por cizalladura depende de la resistencia de la roca y del esfuerzo de formación efectivo. A su vez, los esfuerzos de corte se relacionan con la magnitud de la diferencia de presión existente durante las operaciones de disparos en condiciones de bajo balance. Por lo tanto, el bajo balance de presión controla la limpieza, pero la magnitud requerida depende de la resistencia de la roca más que de su permeabilidad.

Investigación experimental.

Los investigadores recolectaron datos de presión con resolución de un microsegundo (rápido) y con resolución de un milisegundo (lento) bajo condiciones de fondo de pozo simuladas para comprender mejor las presiones transitorias resultantes. En la primera serie de pruebas, los investigadores dispararon cuatro núcleos de arenisca Berea estándar con cargas huecas idénticas y un bajo balance inicial de presión de 1000 [psi] (*Figura 2.21*).

En otra serie de pruebas, se dispararon tres núcleos Berea similares a los cuatro primeros con un sobre balance de presión estática de 500 [psi] (*Figura 2.22*).

En cada prueba, la presión del pozo simulada aumenta después de registrarse impulsos transitorios extremadamente rápidos asociados con la propagación de las ondas de choque, y luego disminuye a medida que los líquidos ingresan en las pistolas usadas. La presión del pozo aumenta nuevamente a medida que los fluidos de yacimiento fluyen hacia el interior del pozo y el fluido del pozo de campo lejano se descomprime (*Figura 2.21 y 2.22*).

Se obtuvieron imágenes por rayos X de cada núcleo mediante tomografía computada (CT), después de la ejecución de las operaciones de un sólo disparo y una vez concluidas las pruebas de flujo. Estos barridos CT proporcionaron un análisis cualitativo de las longitudes y las condiciones de los disparos, (*Figura 2.23*).

Por otra parte, se analizó la eficiencia de flujo en los núcleos (CFE) para evaluar cuantitativamente los efectos del bajo balance dinámico, (*Figura 2.23*).

El parámetro CFE mide la relación entre el flujo en régimen estacionario, a través de un núcleo disparado, y el flujo teórico a través de un agujero perforado de iguales dimensiones que los disparos. Un código numérico de diferencias finitas patentado por Schlumberger permite calcular el flujo a través de un agujero perforado porque el mismo núcleo no puede ser disparado y perforado.

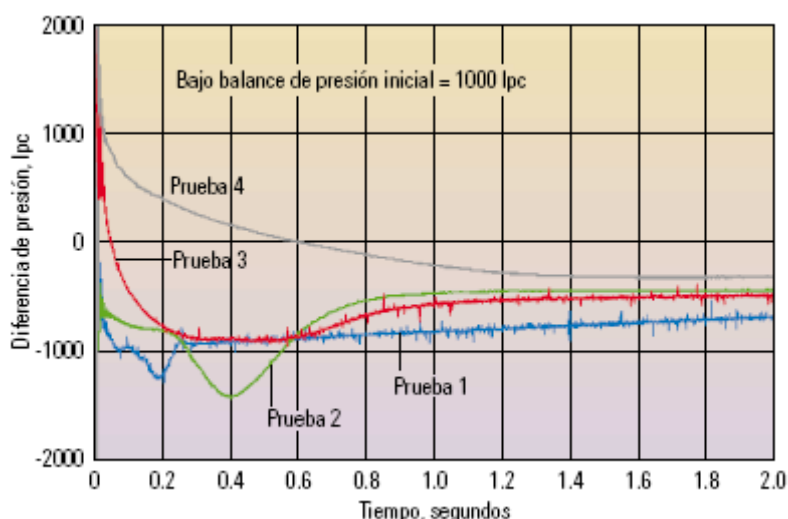


Figura 2.21. Pruebas de un solo disparo con bajo balance estático inicial de 1000 [psi] para 4 muestras. Partiendo de un bajo balance estático inicial de 1000 [psi], el bajo balance dinámico máximo en las Pruebas 1 a 4 osciló entre 200 y 1300 [psi]. En cada prueba, con núcleos estándar similares y cargas idénticas, la presión del pozo aumentó inmediatamente después de la detonación, pero las cuatro pruebas mostraron diferentes respuestas de la presión a través del tiempo. En las Pruebas 1 y 2 se alcanzaron valores de bajo balance de presión dinámicos superiores a las presiones diferenciales estáticas iniciales y se mantuvieron en esas condiciones a lo largo de todo el desarrollo de la prueba. Las Pruebas 3 y 4 demostraron un breve período de sobre balance y una lenta declinación hasta alcanzar un bajo balance de presión. Las condiciones de bajo balance estático no eran indicativas de las presiones del pozo durante la ejecución de los disparos o del grado de limpieza de los mismos. ©Schlumberger.

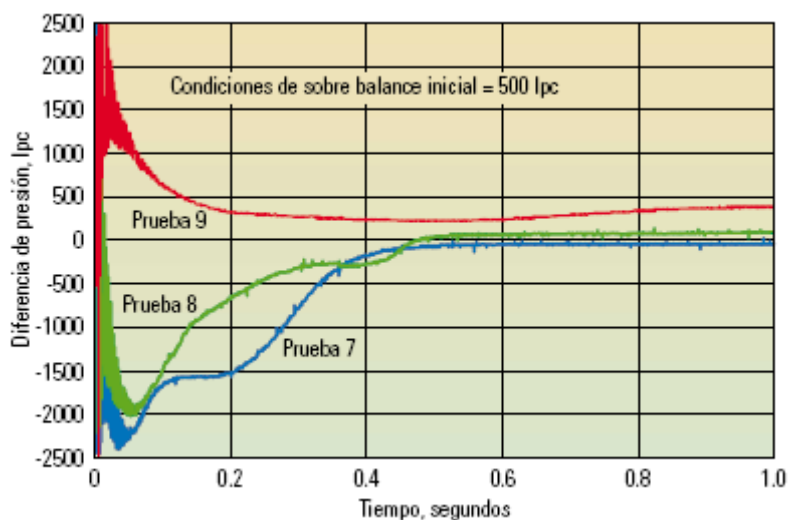


Figura 2.22. Pruebas de un solo disparo, en condiciones de sobre balance estático inicial de 500 [psi] para 3 muestras. En las Pruebas 7, 8 y 9 se utilizaron núcleos y cargas similares a las de las Pruebas

1 a 4 inclusive, pero estas pruebas comenzaron con condiciones de sobre balance estático inicial de 500 [psi]. En la Prueba 9, la presión del pozo simulada aumentó hasta alcanzar 2500 [psi] después de la detonación de la carga y se mantuvo en condiciones de sobre balance. Inmediatamente después de la detonación, las presiones del pozo en las Pruebas 7 y 8 cayeron bruscamente a 2400 [psi] y 2000 [psi], respectivamente. La Prueba 7 conservó un bajo balance de presión a lo largo de toda su duración pero la Prueba 8 pasó a condiciones de sobre balance en forma repentina (efecto de ariete hidráulico) a los 0.45 segundos, taponando el túnel de los disparos. Estos resultados indicaron que podían lograrse un bajo balance dinámico efectivo a partir de condiciones de sobre balance estático inicial. ©Schlumberger.

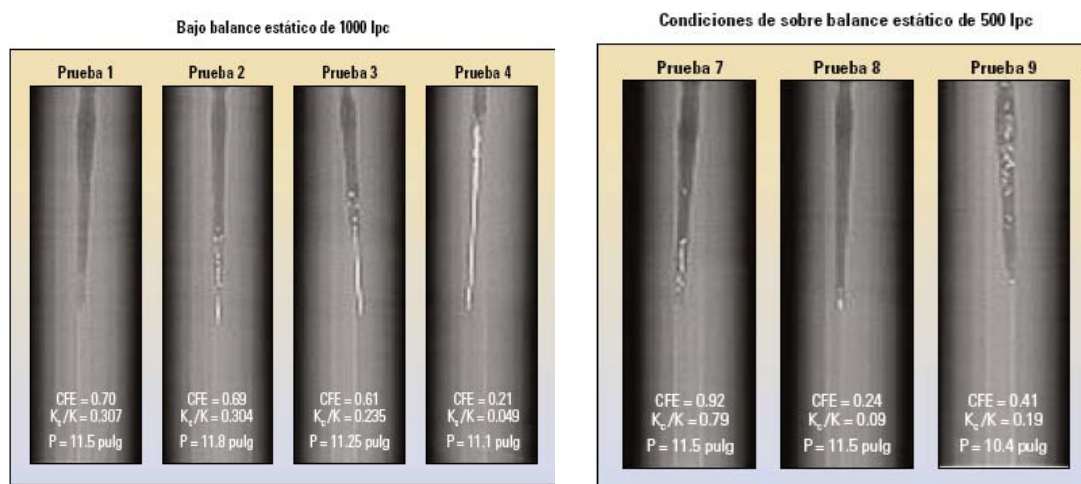


Figura 2.23. Barridos mostrados en (CT) de un núcleo disparado y análisis de productividad para (CFE) y (K_c / K). Las cuatro pruebas de un solo disparo con bajo balance de presión (*izquierda*) y las tres pruebas de un solo disparo en condiciones de sobre balance (*derecha*) demostraron que la productividad de los disparos depende de algo más que las condiciones estáticas iniciales del pozo. Las profundidades de los disparos (P) son similares para las dos series de pruebas, lo que indica la alta calidad de las cargas huecas, pero difieren los detritos (material blanco) que quedan dentro de los disparos. Las Pruebas 1, 2 y 3 tienen una eficiencia de flujo en los núcleos (CFE) similar, pero no idéntica, porque este material suelto no deteriora significativamente la productividad del pozo. No obstante, el volumen de detritos es indicativo de la magnitud y la velocidad de la oleada inicial. El valor de CFE en la Prueba 4 indicó una baja productividad debido al prolongado tiempo necesario para alcanzar una presión baja en condiciones de bajo balance. Las condiciones de sobre balance existentes durante las Pruebas 8 y 9 parecen haber causado daños. La Prueba 7 alcanzó el nivel más alto de un bajo balance dinámico y el mejor valor de (CFE) de todas las pruebas, incluyendo las cuatro realizadas con un bajo balance estático. Los investigadores llegaron a la conclusión de que las respuestas de las presiones transitorias máximas del pozo inciden directamente en las variaciones de la productividad de los núcleos disparados. Los valores más altos de la relación entre la permeabilidad de la zona triturada y la permeabilidad de la formación (K_c / K) son mejores. ©Schlumberger.

El valor de bajo balance de presión necesario para eliminar completamente el daño inducido por los disparos es de aproximadamente 2400 [psi] para los núcleos Berea bajo estas condiciones de prueba. En consecuencia, el valor de CFE promedio de 0.67 para las primeras tres pruebas se ajustan bastante bien a las expectativas para bajos balances de presión de 1000 [psi]. Los bajos balances de presión dinámica pronunciados, (más de 2400 [psi]), alcanzados durante la Prueba 7, que se inició con un sobre balance estático de 500 [psi], se tradujeron en un valor de CFE de 0.92. Este nivel de productividad del núcleo disparado fue mejor que el logrado en cualquiera de las pruebas efectuadas en condiciones de bajo balance estático.

Ahora, la limpieza del daño de los disparos parece estar directamente relacionada tanto con un bajo balance dinámico máximo como con la velocidad de la oleada inicial instantánea, no con la presión estática inicial del pozo; ya sea en condiciones de bajo balance, balance o sobre balance de presión.

Los resultados y las conclusiones de este proyecto sugirieron un nuevo procedimiento de limpieza de los disparos y sirvieron de base para el desarrollo de una nueva técnica de disparos. Este proceso PURE establece configuraciones de pozos y pistolas únicas para optimizar la brusca caída de presión, o un bajo balance dinámico, que tiene lugar después de la detonación de la carga.

La innovadora tecnología PURE optimiza los diseños de las pistolas, los tipos de cargas y la configuración de las terminaciones, lo que se traduce en disparos limpios. La técnica PURE provee control sobre el valor verdadero del bajo balance porque toma en cuenta las propiedades del yacimiento, los parámetros de la terminación y las configuraciones de las pistolas. Este enfoque ayuda a los operadores a lograr un bajo balance dinámico y disparos más efectivos.

La terminación de pozos resulta de importancia vital para el daño a la formación, pues se tendrá por primera vez, comunicación de fluidos desde el yacimiento hasta el pozo de forma controlada dependiendo del tipo de terminación elegida, sin embargo en esta etapa también se presenta el daño por disparos e invasión de fluido de terminación, una vez más la decisión de prevenir debe ser la premisa para atacar este suceso negativo, con fluidos de terminación limpios y con un diseño correcto de disparos que no obturen el espacio poroso de la formación.

II.5. PRODUCCIÓN

La producción de hidrocarburos como objetivo principal de la industria petrolera, busca maximizar las ganancias y reducir costos operacionales. Esta producción debe de satisfacer necesidades económicas de proyectos, pero esto se debe de lograr sin dejar de lado aspectos importantes sobre el cuidado del yacimiento, aspectos técnicos que pueden decidir si un pozo se cierra ó se mantiene produciendo.

Algunas veces los yacimientos que son expuestos a altos gastos de producción o lo que se traduce en elevadas caídas de presión en el yacimiento, se encuentran relacionados a fenómenos adversos.

La producción de los pozos generan cambios en las propiedades termodinámicas en la vecindad del pozo, provocando desequilibrios en los fluidos, aceite, agua y gas, con la consecuente precipitación y depositación de sólidos orgánicos e inorgánicos, generando taponamientos en las gargantas del poro y generando el daño a la formación.

La migración de las partículas finas de la formación, areniscas, en formaciones deleznable, provocan taponamientos de los canales de flujo, esto se provoca por el ritmo de producción que se maneje en el pozo.⁵

La reducción en la presión de yacimiento durante la producción, y muchas veces el enfriamiento provocado por la expansión del gas, resulta en un taponamiento por precipitación orgánica o inorgánica. Y se presentan casos en que pueden reducir la permeabilidad de la formación. Hay arcillas específicas que pueden favorecer la deposición de materiales orgánicos en el sistema poroso o la precipitación de soluciones salinas muy saturadas como el CO_3Ca , SO_4Ca .

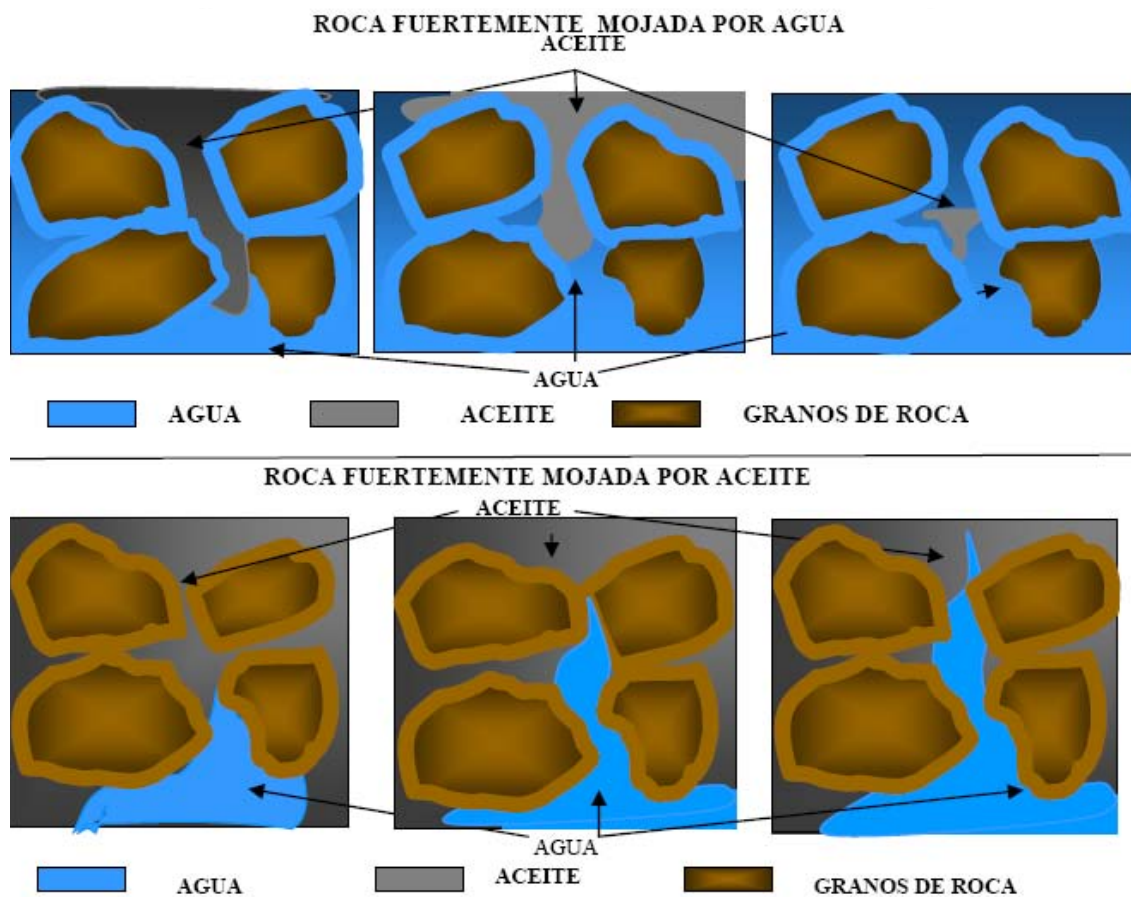


Figura 2.24. Sistemas agua - aceite, que presentan mojabilidad al agua (*arriba*) y al aceite (*abajo*).
(TESIS: FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS)

La deposición de asfáltenos en las gargantas de los poros pueden afectar de forma significativa, ya que la roca pasa a estar mojada por aceite en lugar de por agua, (*Figura 2.24*), que es como usualmente y preferentemente ocurre para el flujo de aceite en forma ideal, esto disminuye de forma significativa la permeabilidad al aceite (*Figura 2.25*), y, bajo ciertas condiciones, favorece el bloqueo por emulsión.

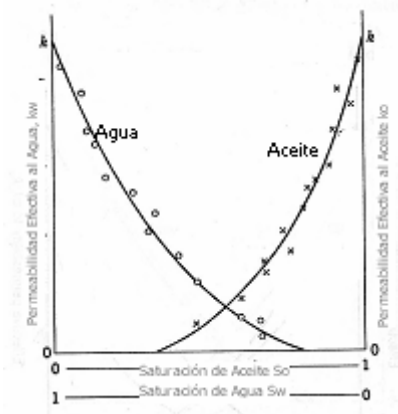


Figura 2.25. Grafica de permeabilidades relativas en un sistema Aceite – Agua. (T. E. W. NIND. FUNDAMENTOS DE PRODUCCION Y MANTENIMIENTO DE POZOS PETROLEROS.)

Cuando la caída de presión es excesiva en yacimientos productores de gas y condensado, conduce a una presión de flujo por debajo del punto de rocío, ocurriendo una destilación in-situ de los componentes más ligeros, mientras que los hidrocarburos más pesados permanecen en la formación causando una caída de la permeabilidad relativa al gas.

En pozos de aceite, la conificación de agua y gas provoca la reducción en la producción del aceite, e incluso siendo una de las causas más comunes para cierre de pozos.

La producción de un pozo siempre será la finalidad de los procesos anteriores, y cabe recordad que la prevención del daño al yacimiento en esta etapa no debe ser descartada, ya que los ritmos de producción acelerados, provocan caídas de presión excesivas, que generaran cambios químicos en los fluidos ah producir, así como aportación de finos, y en algunas veces, taponamiento por dichos sólidos en movimiento.

II.6. FENÓMENOS FÍSICOS INVOLUCRADOS EN EL DAÑO A LA FORMACIÓN

Hasta este punto, se han explicado las operaciones que generan daño de igual manera estas operaciones llevan relacionadas fenómenos físicos más amplios y complejos que se han estudiado para llegar a comprender de mejor manera la minimización del daño a la formación y la posterior maximización de la producción.

Fenómenos físicos que intervienen en el daño a la formación:⁴

- Taponamiento por partículas sólidas
- Reducción de permeabilidad relativa
- Alteración de la mojabilidad de la roca
- Alteración de la viscosidad de los fluidos

II.6.1. TAPONAMIENTO POR PARTÍCULAS SÓLIDAS

Dentro de los más comunes tipos de daño se encuentra el taponamiento por partículas sólidas, causado por componentes sólidos en los fluidos de perforación, cementación, terminación, reparación y estimulación, así como efectos químicos que ocurren durante la producción y generan sólidos obturantes.

Los sólidos mencionados quedan perpetrados a través del espacio poroso, provocando un taponamiento parcial o incluso total, que impide el flujo de los fluidos del yacimiento, y por lo mismo un daño muy severo a la permeabilidad de la formación.

Como ya se había mencionado en el daño por perforación, el daño por partículas sólidas, se limita a unos pocos centímetros. Sin embargo es mucho más difícil de remover, y depende de algunos factores de entre los que se encuentra el tamaño de partículas y de poros.

Dentro de las partículas sólidas más comúnmente relacionadas con el daño, se encuentran las siguientes:

- Parafinas y asfaltenos.
- Arcillas.
- Agentes densificantes, viscosificantes y minimizadores de pérdidas de circulación.
- Agentes Ferrosos por desgaste de la barrena.

II.6.1.1. PARAFÍNAS Y ASFALTENOS

Las parafinas y asfaltenos son componentes de muchos aceites crudos. El depósito de parafinas y asfaltenos en equipo superficial y de fondo es uno de los mayores problemas en las operaciones de producción. Dicha depositación depende de la composición del aceite crudo, de la profundidad del pozo, temperatura de la formación, caída de presión, y procedimientos de producción. Cualquier depósito orgánico asociado con la producción de aceite es usualmente llamado parafina o cera parafinica. Mientras que los compuestos de la parafina son el mayor componente de estos depósitos, usualmente son una mezcla de parafinas y asfaltenos. Muchos crudos con densidad baja en °API tienen asfaltenos como su principal componente.⁵

Las razones más significantes para la separación de parafinas del aceite crudo son:

1. El enfriamiento que se presenta por la expansión del gas a través de un orificio o restricción.
2. El enfriamiento resultado de la expansión del gas, forzando el aceite desde la formación hacia el pozo y levantándolo hacia la superficie.
3. El enfriamiento debido a la radiación del calor del aceite y gas hacia las formaciones adyacentes debido al flujo desde el fondo hasta la superficie.
4. El enfriamiento debido a que el gas disuelto comienza a liberarse del aceite.
5. El cambio en la temperatura por un acuífero activo.

6. La pérdida en volumen y cambio en la temperatura debido a la vaporización de los componentes ligeros.

Las condiciones anteriores son resultado del enfriamiento del aceite, la cual es la primera causa de la depositación de parafinas.

Debido a que las características de las parafinas y asfáltenos varían significativamente de yacimiento en yacimiento, los problemas en la producción y sus posibles soluciones también variarán. La remoción de parafinas y métodos de remoción que son efectivos en un sistema de producción no son siempre aplicables en otros yacimientos o incluso en distintos pozos dentro del mismo yacimiento.

Es posible de clasificar los problemas asociados con asfáltenos en 4 grupos generales¹⁵:

- Extracción
- Transportación
- Procesamiento
- Ganancia económica del crudo

Con respecto a la extracción, los asfáltenos tienen una gran capacidad de depositarse en los espacios porosos y bloquearlos, provocando una reducción en la permeabilidad y un importante decremento en el flujo de salida del aceite.

Cuando se transporta petróleo a través de tuberías metálicas y equipo en general, estos compuestos tienden a precipitar y provocar la formación de sólidos conocidos como “lodos asfaltenicos”, los cuales se depositan, provocando una obstrucción al libre paso del flujo del crudo. Cuando este tipo de lodos se encuentran, solventes como el tolueno y xileno son aplicados para disolver dicho lodo.

Durante el procesamiento se presenta el mismo fenómeno que en la transportación, teniendo un costo superior su remoción.

Con respecto a la ganancia económica por el crudo, depende de la composición química, de tal manera que un crudo con un contenido de asfáltenos entre 18 y 22 % se considera como crudo pesado y por lo tanto una menor calidad del producto. Debido a que esto representa mayor dificultad en la extracción y refinación, las ganancias económicas se ven disminuidas.

II.6.1.2. ARCILLAS⁵

Casi todas las arenas productoras contienen depósitos de arcilla algunos como capas intercaladas y algunos otros con distribuciones más erráticas. Las rocas carbonatadas también contienen arcillas, Sin embargo, frecuentemente esas arcillas son encapsuladas dentro de la matriz de la roca y los fluidos invasores no afectan severamente. Una arena que contiene de 1 a 5 % de arcilla es usualmente llamada “arena limpia”. Una “arena sucia” puede llegar a tener desde 5 o más de 20% de arcilla.

Las arcillas más comúnmente relacionadas con zonas de hidrocarburos son las smectitas (bentonita), ilita, capas mezcladas de arcillas (ilita y smectita), kaolinita, y clorita.

Los paquetes de arcilla son frecuentemente concentrados en zonas de confluencia de granos arenosos y son aún más concentrados cerca de cuerpos lenticulares. La kaolinita es usualmente encontrada en puntos aislados; la smectita como manchas a lo largo del área donde se presentan; la illita como vetas cercanas a esquistos lenticulares; y la mezcla de arcilla en cuerpos irregulares dentro del cuerpo arenoso.

Migración de la arcilla: Todos los tipos de arcilla son capaces de migrar cuando una fuente de agua externa altera el ambiente iónico. Los ejemplos más claros de dichas aguas son la pérdida de filtrado durante la perforación, cementación, durante operaciones de reparación, terminación y estimulación. En el caso de la smectita y las capas mezcladas de smectita con illita, se presenta un cambio en el tamaño de la arcilla debido a su hinchamiento o por la retención del agua, provocando las probabilidades de su migración.

La (**Figura 2.26**) muestra partículas de arcilla en sistemas arenosos. Del lado izquierdo en condiciones estables, partículas sin expandirse, y del lado derecho en condiciones inestables, y con partículas expandidas.

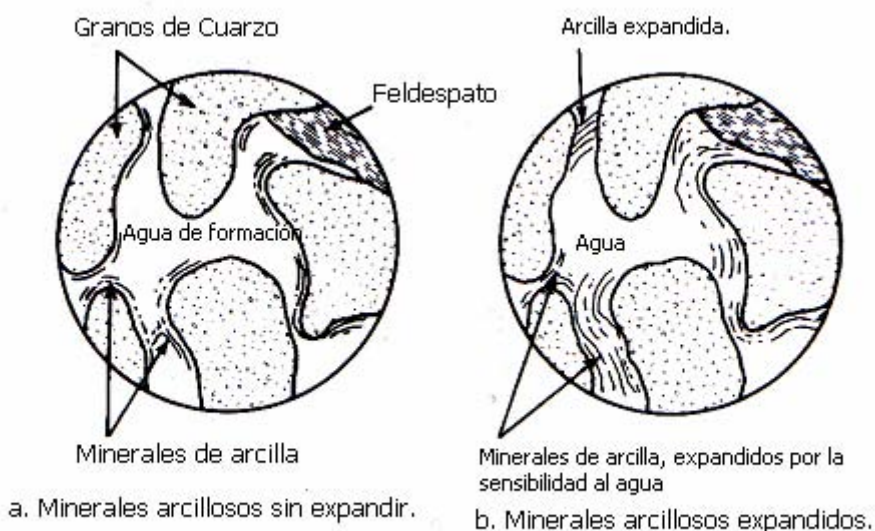


Figura 2.26.- Presencia de arcilla dentro de arenisca. (THOMAS O. ALLEN, ALAN P. ROBERTS. PRODUCTION OPERATIONS VOLUME 2)

Una partícula no hidratada de arcilla tiene un diámetro de alrededor 4 micrones comparada al tamaño de poro de las arenas de 10 a 100 micrones.

Debe recordarse que el gasto a altas velocidades por si solo (incluso sin cambio de las condiciones in situ) es suficiente para provocar la migración de las partículas.

Por lo anterior, en cualquier momento que una arcilla o cualquier fino de la formación se encuentre presente puede ocurrir una disminución de la permeabilidad presentándose el daño a la formación. El grado de dicho daño dependerá del tipo y concentración de las partículas arcillosas, su posición relativa a la roca, la severidad del cambio iónico dentro del ambiente, y del gasto del fluido producido o inyectado.

Estructura de la arcilla.

Los cristales de las arcillas se presentan como delgadas láminas las cuales bajo condiciones normales de depositación son orientadas en forma de paquetes simulando cartas apiladas. El área de la superficie donde se encuentran los paquetes de las arcillas puede llegar a ser muy alto. La smectita dispersada puede llegar a tener una superficie de área de $750 \text{ m}^2/\text{gm}$, mientras que los granos de arena tienen una superficie de área de $150 \text{ a } 200 \text{ cm}^2/\text{gm}$.

La arcilla está constituida por agregados de silicatos de aluminio hidratado, procedente de la descomposición de minerales de aluminio. Es decir que desde el punto de vista químico está compuesta de silicio (Si), aluminio (Al), oxígeno (O) e hidrógeno (H). Presenta diversas coloraciones según las impurezas que contenga, siendo blanca cuando es pura. Surge de la descomposición de rocas que contienen feldespato, originada en un proceso natural que dura decenas de miles de años.

Efecto del agua.

La smectita es la única arcilla que se hincha permitiendo la adsorción de agua entre las paredes de los cristales laminares. La mezcla de arcilla también se hinchará, por la presencia de smectita, pero la porción de ilita tiende en mucho menor grado a hincharse. La kaolinita, clorita e ilita pueden clasificarse como arcillas con un grado menor a hincharse. Sus cristales tienden a mantenerse en paquetes en lugar de dispersarse como los cristales de la smectita; sin embargo, si absorben cantidades de agua.

A continuación se explicarán 4 fenómenos que se presentan por la presencia de agua en las arcillas.

1.- Capacidad del cambio de catión. Todas las arcillas se encuentran negativamente cargadas. Con la smectita, estas cargas son predominantes en las caras de los cristales, mientras que en los bordes se encuentran positivamente cargados. La densidad de la carga negativa en un cristal de arcilla se conoce como la capacidad del cambio de catión de la arcilla. La smectita tiene una gran capacidad para el cambio de catión mucho mayor que cualquier otro tipo de arcilla.

2.- Hidratación de cationes. El hinchamiento de las arcillas en contacto con el agua se debe a la hidratación de cationes de la arcilla y enlace de hidrogeno. El grado de hinchamiento depende de la adsorción del catión en la arcilla y la cantidad de sales disueltas en el agua que está en contacto con la arcilla.

3.- Efecto del tipo de catión y su concentración. Cuando una arcilla smectita en equilibrio con una salmuera de la formación se encuentran en contacto con agua de una diferente salinidad, se presenta un cambio de catión. Este cambio de catión puede causar el cambio de tamaño de la partícula de arcilla.

4.- La dispersión de la arcilla debido a pH. Estudios con microscopios avanzados (Scanning electrón microscopes) han confirmado el efecto del pH. en el disturbio de la partícula de arcilla. Las partículas de arcilla en espacios porosos del núcleo son significativamente alterados y por lo tanto se hacen movibles en contacto con un fluido

de pH. de 8. Este efecto fue más notable cuando se trataba de un fluido de pH. de 10. Virtualmente no se notaron alteraciones con muestras de núcleos similares en contacto con fluido de pH. de 4.

II.6.1.3. AGENTES DENSIFICANTES, VISCOSIFICANTES Y MINIMIZADORES DE PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN

Durante la perforación, se usan aditivos para el lodo de control para que mantenga sus propiedades reológicas, que muchas veces debido al tiempo de paro, altas temperaturas o presencia de fluidos de la formación, se ven disminuidas.

Sin embargo, muchos de los aditivos ingresados al lodo de perforación pueden ser líquidos, por lo que el problema que se presentaría sería la creación de reacciones químicas con fluidos propios del yacimiento¹⁶, pero en el caso de sólidos, también pueden presentarse taponamientos por tratarse de partículas sólidas. Lo recomendable en este caso es mantener el fluido lo más limpio posible y si es necesario el uso de estos aditivos, usar aquellos que podamos remover en una etapa posterior, o en su caso tratar sin mayor problema en la etapa de producción.

El llevar el registro de los aditivos usando las profundidades de contacto, será de gran ayuda para el posterior análisis de daño a la formación por taponamiento de sólidos.

II.6.1.4. AGENTES FERROSOS POR DESGASTE DE LA BARRENA

Durante la perforación de zonas con una dureza mayor, el desgaste de la barrena (tónicas o de cortadores fijos) se hace más exhaustivo llevando en la corriente del lodo de perforación fragmentos sólidos que en muchas de las ocasiones se entranpan en la zona primaria conocida como enjarre, aunque si se fragmenta la barrena de forma muy fina por altos rpm y bajas tasa de penetración, se pueden hallar finos que se encuentran dentro de los poros por condiciones de sobrebalance que llevaron por inyección al fluido con sus sólidos involucrados.

Para seleccionar el tipo de barrena correcta para la litología adecuada, se usa un método de energía específica. Dicha energía específica no sólo es función de la litología a atravesar, sino que esta ligada con las condiciones de operación de la barrena.⁶

$$E_s = \frac{13415WN}{dR_p} \dots\dots\dots(2h)$$

Donde:

- W Peso sobre barrena [ton]
- N Velocidad de rotación [rpm]
- D Diámetro de la barrena [pg]
- R_p Ritmo de penetración [min/m]

Factores que desgastan las barrenas:

Factores geológicos.- El factor más importante para la selección y operación de una roca, ya que materiales abrasivos en la roca son la causa del desgaste prematuro de toda la estructura de la barrena.

Factores operativos.- Estos factores deben ser diseñados de acuerdo con la geología a atravesar y la geometría del agujero. Los principales factores son:

1. Peso sobre barrena: A medida que la barrena perfora, los cortadores se van desgastando por lo que se requiere de más peso, si el peso aplicado no es el correcto, la barrena tendrá desgaste prematuro.
2. Limpieza en el fondo del pozo.- Una limpieza eficiente debe evitar embolamiento de la barrena y desgaste prematuro por exceso de temperatura por fricción.

Manejo y transporte.- Sin importar el tipo de barrena debe de moverse su embalaje y colocarse sobre madera, nunca se debe rodar sobre la cubierta metálica del piso de perforación, sobre todo las de diamante pues son frágiles y los elementos de corte se pueden dañar y reducir la vida de la barrena.

Es necesario tener en cuenta la evaluación del desgaste de las barrenas usadas, el inicio y termino de la perforación, condiciones de operación, toberas, rpm, tasas de penetración, pérdidas de circulación, utilización de materiales de fondo, presencia de gases amargos, etc. Pues todas estas características servirán en el dado caso que se presente daño por partículas sólidas y puedas ser atribuido o no al caso del desgaste de la barrena.

II.6.2. REDUCCIÓN DE PERMEABILIDAD RELATIVA⁵

Debido a la invasión del filtrado, barrido o conificación de agua de la formación se aumenta la saturación de agua en las cercanías del fondo del pozo. La invasión del filtrado es comúnmente nombrada como bloqueo por agua. La progresión en la afectación de la productividad del aceite depende del grado de saturación de agua y el radio de la zona afectada.

La (**Figura 2.27**) muestra una curva típica de permeabilidad relativa aceite-agua. La permeabilidad de éste núcleo en particular a un sólo fluido es de 214 [md]. La permeabilidad relativa de la fase no mojante (el aceite), se representa por la curva señalada como k_{ro} . La permeabilidad relativa de la fase mojante (agua) se representa por la curva señalada como k_{rw} . Con un sistema aceite-agua (siendo el agua la fase mojante), un aumento en la saturación de agua entre el 30 al 50 % reduce la permeabilidad al aceite de 135 [md] a 28 [md], como se muestra en este ejemplo.

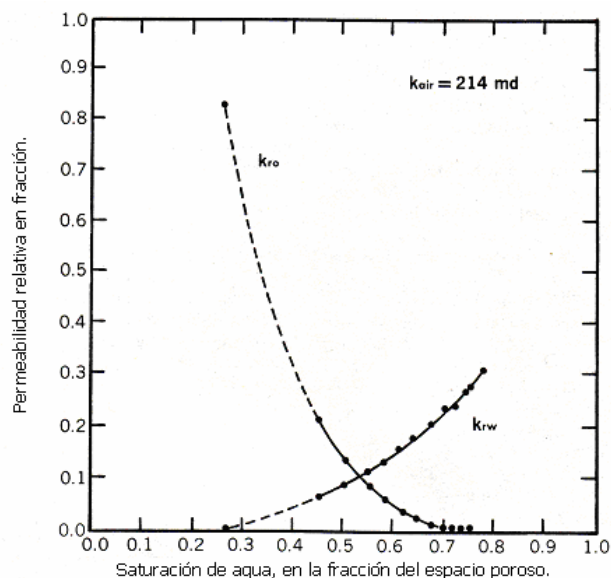


Figura 2.27. Permeabilidad relativa, sistema aceite-agua. (Núcleo mojado por agua). (THOMAS O. ALLEN, ALAN P. ROBERTS. PRODUCTION OPERATIONS VOLUME 2)

El fenómeno cuando la roca es mojada por aceite resulta del acarreamiento de materiales tensoactivos durante las operaciones de perforación y terminación o incluso en pozos que se sometieron a tratamientos con fluidos. La mayoría de surfactantes cationicos y algunos no ionicos causan que la superficie de las rocas sílice se vuelvan mojadas por aceite.

Del ejemplo de la (**Figura 2.27**) se cambia el sistema de mojado por agua a mojado por aceite, con una saturación de agua del 35%, reduciría su permeabilidad al aceite de 100 [md] a tan solo 40 [md]. De nuevo, el efecto de este cambio de productividad depende del radio afectado así como de la reducción de la permeabilidad relativa al aceite. Los antecedentes indican que las más significativas reducciones en la permeabilidad ocurren en las rocas con menor permeabilidad.

II.6.3. ALTERACIÓN DE LA MOJABILIDAD DE LA ROCA

La mojabilidad es la capacidad que posee un líquido para aumentar el área de contacto sobre una superficie dada. La mojabilidad es una función del tipo de fluido, tensión interfacial y de la superficie sólida.

La tensión interfacial es la fuerza que tiende a reducir el área de contacto entre dos fases existentes en contacto. La energía interfacial se obtiene de la diferencia entre la atracción interior de las moléculas en el interior de cada fase y estas en la superficie en contacto. La energía interfacial se manifiesta como tensión interfacial (**Figura 2.28**).

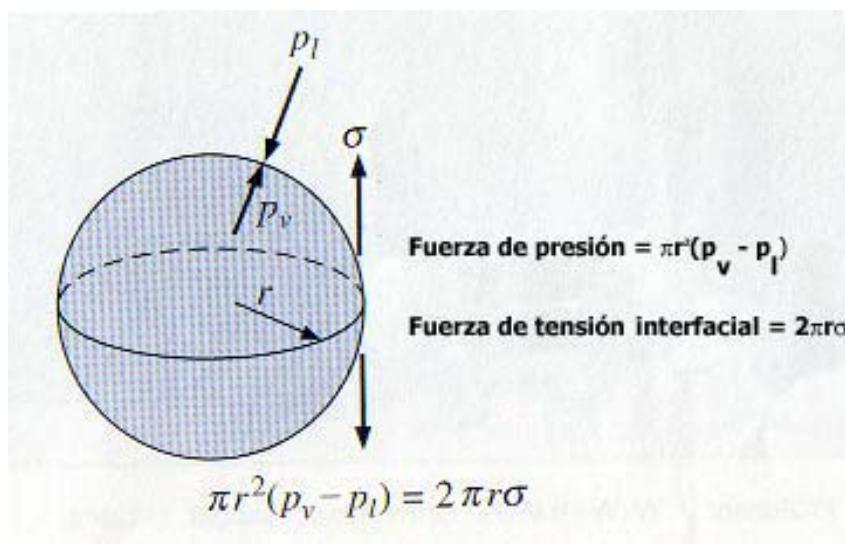


Figura 2.28. Diagrama de fuerzas para deducir la tensión interfacial. (ARTICULO: ADSORCIÓN Y MOJABILIDAD)

Es la diferencia de presiones que existe en la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferentemente a la roca.¹⁷

También se define la presión capilar como la capacidad que tiene el medio poroso de succionar el fluido que la moja y de repeler al no mojante (**Figura 2.29**).



Figura 2.29. Superficie mojada por agua y aceite, el ángulo de contacto cambia por la tensión interfacial distinta. (ARTICULO: ADSORCIÓN Y MOJABILIDAD)

Para poder medir la mojabilidad se usa el método de medición de ángulo de contacto, el cual está basado en la ecuación de Young¹⁸ (**Figura 2.30**).

$$\sigma_{SV} = \sigma_{SL} + \sigma_{LV} \cos \theta \dots\dots\dots(2i)$$

Donde:

σ_{SV} : Es la tensión interfacial del sólido con el vapor.

σ_{SL} : Es la tensión interfacial del sólido con el líquido

σ_{LV} : Es la tensión interfacial del líquido con el vapor.

θ : Es el ángulo de contacto medido de la tangente que forma el líquido con el sólido.

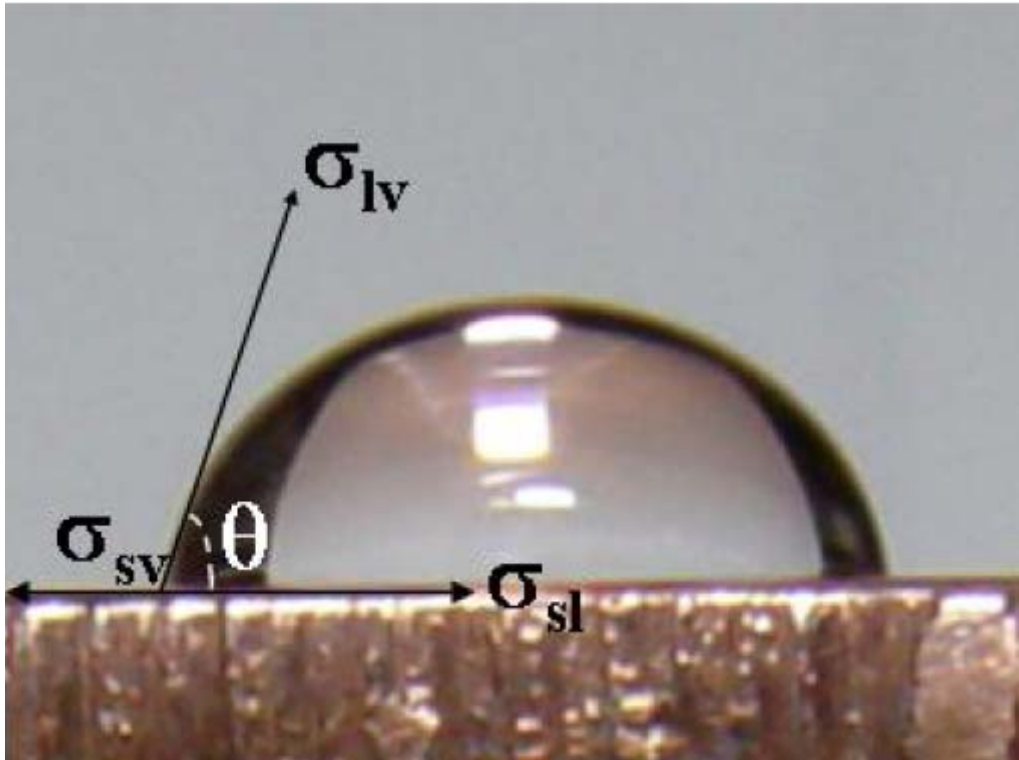


Figura 2.30. Ejemplo de medición de las variables en el laboratorio por el método de Young. (ARTÍCULO: ADSORCIÓN Y MOJABILIDAD)

El ángulo que se denomina *ángulo de contacto*. Cuando $\theta < 90^\circ$, el fluido moja al sólido y se llama fluido mojante. Cuando $\theta > 90^\circ$, el fluido se denomina fluido no mojante.

La alteración en la mojabilidad de la roca se presenta por cambios en la saturación de los fluidos en la formación que provoca que el área mojada por agua o por aceite cambie, y las permeabilidades relativas al fluido de interés (aceite o gas) disminuyan y se manifiesten los bloqueos por emulsión como se explico anteriormente.

En la etapa de producción, se hablo sobre las fuerzas y fenómenos que se presentan durante los cambios de presión y temperatura debido al gasto producido, se presentan depositaciones de asfáltenos que afectan de forma significativa pues la roca pasa a estar mojada por aceite en lugar de por agua, fenómeno que favorece el bloqueo por emulsión.

II.6.4. ALTERACION DE LA VISCOSIDAD DE LOS FLUIDOS

El taponamiento de la formación se puede presentar debido a presencia de emulsiones en los poros.

En flujo radial, los alcances sobre la reducción de la productividad dependen de la viscosidad de la emulsión y del radio del área afectada. Emulsiones de agua en aceite

generalmente exhiben viscosidades mucho más altas que las viscosidades de las emulsiones de aceite en agua.

Evidencia actual indica que difícilmente, el aceite y agua originales del yacimiento crean bloques de emulsión. Dichas emulsiones probablemente ocurren cuando el aceite es inyectado a la formación y emulsiona con agua congénita o en el otro caso, el agua proviene de una fuente externa y comienza a mezclarse con el aceite de la formación. Usualmente, se necesita de energía para que se forme una emulsión, y un mecanismo estabilizador es requerido para mantener dicha emulsión. Esa energía necesitada proviene de la restricción del flujo que tiene como recorrido las áreas cercanas al fondo del pozo donde el flujo de todas las direcciones convergen y se mueven hacia los disparos.

Las emulsiones se estabilizan por materiales tensoactivos y por pequeñas partículas sólidas como lo son los finos de la misma formación, arcillas provenientes de fluidos de perforación o terminación, o partículas sólidas de hidrocarburos.

Surfactantes cationicos (inhibidores de corrosión y sarro, biocidas, e incluso destructores de emulsiones) usualmente tienden a estabilizar las emulsiones de agua en aceite.

La presencia y características de los finos contribuyen significativamente a la estabilidad de la emulsión. Estos finos se presentan por las características de la formación, o bien pueden ser liberados por efecto de un tratamiento de estimulación o cuando se tiene la formación en contacto con un fluido externo. Generalmente la mojabilidad de las partículas finas es un factor importante en la estabilidad de las emulsiones y en la determinación de la fase continua de la emulsión. Partículas finas fuertemente mojadas por agua tienden a disminuir la estabilidad de la emulsión.

La mojabilidad de la formación es un factor significativo en la estabilidad de la emulsión. Las emulsiones exhiben mucha mayor estabilidad y viscosidad en formaciones fuertemente mojadas por aceite. En experimentos de laboratorio se comprobó que aceites crudos ligeros tienen mayor capacidad de formar emulsiones con salmueras en capilares, incluso cuando no hay agitación o mezcla de fluidos. El mismo tipo de crudo, normalmente con contenido significativo de asfáltenos pueden también desarrollar una película dura de material orgánico entre el aceite crudo y la salmuera o la solución ácida. Ambas, la emulsión espontánea y la película orgánica pueden ser un problema de bloqueo para la producción. Dicho bloqueo puede ocurrir en los espacios porosos de la formación cuando una solución acuosa entra en la roca y subsecuentemente el fluido permanece en condiciones estáticas por un periodo de tiempo.

Los bloques de emulsión exhiben un comportamiento similar al efecto de una válvula check, el cual se puede detectar en la comparación entre las prueba de inyectividad y productividad.

La formación de emulsiones se puede prevenir usualmente por la correcta selección de tratamientos con surfactantes.⁵

CAPÍTULO III

DISCRETIZACIÓN DEL DAÑO²

Matemáticamente, el efecto de daño no tiene dimensiones. Convencionalmente la caída de presión adicional asociada al efecto de daño se define en términos del mismo grupo de constantes como las soluciones adimensionales para la caída de presión en medios porosos. El efecto de daño puede ser añadido como $\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)$ para el estado estacionario, $\ln\left(0.472\frac{r_e}{r_w}\right)$ para el estado pseudo estacionario, o p_D para soluciones del estado transitorio. Por lo tanto, la suma es proporcional a la caída total de presión.

Los componentes del efecto de daño son varios. En general, cualquier fenómeno que cause una distorsión a las líneas de flujo de la formación hacia el pozo o restricciones de dicho flujo pueden resultar en valores positivos del factor de daño.

El daño positivo puede ser generado mecánicamente, causas como penetración parcial (la altura perforada es menor que la altura del yacimiento), un número inadecuado de disparos que causan una distorsión en las líneas de flujo, por cambios de fase (reducción de la permeabilidad del fluido principal), turbulencia.

Un daño negativo denota que la caída de la presión cerca del fondo del pozo es menor que el que debería de tener de los mecanismos de flujo del yacimiento sin que se haya perturbado. Dicho daño negativo puede ser el efecto de tratamientos de estimulación, (la permeabilidad cercana al fondo del pozo excede el valor natural), fracturamiento hidráulico o un pozo altamente inclinado.

Como se mencionó el factor de daño depende de varios aspectos que deben ser analizados de manera independiente.

III.1. COMPONENTES DEL DAÑO TOTAL

El daño total, s , consiste en un numero de componentes. Generalmente estos pueden ser sumados de manera conjunta, y por lo tanto:

$$s_t = s_d + s_{c+\theta} + s_p + \sum s_{pseudo} \dots \dots \dots (3a)$$

Donde:

- s_t Daño total.
- s_d Daño a la formación mecánico.
- $s_{c+\theta}$ Daño debido a penetración parcial e inclinación.

s_p Daño debido al efecto de los disparos.

Todos los valores de pseudo daño son agrupados dentro de la sumatoria $\sum S_{pseudo}$ y son dependientes de los efectos del flujo.

Los factores de daño en la (**Ecuación 3a**) son aquellos que generan una alteración del flujo cerca de un pozo vertical o inclinado en un yacimiento radial. Cabe destacar que otros factores de daño han sido introducidos para otras configuraciones de flujo, especialmente asociados con fracturas.

III.1.1. FACTOR DE DAÑO MECÁNICO

El daño alrededor en las cercanías del fondo del pozo causa una caída de presión adicional y reduce la productividad del pozo. Para evaluar el impacto del daño alrededor del fondo del pozo en un pozo vertical, Hawkins propuso representar la zona dañada como un cilindro concéntrico al pozo. La zona dañada tiene como características una permeabilidad uniforme de k_s , y radio r_s , que se definen por:

$$s_d = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right) \dots\dots\dots(3b)$$

La caída adicional de presión debida al daño antes mencionado se puede cuantificar por medio de:

$$\Delta p_s = \frac{141.2q\mu B}{kh} s_d \dots\dots\dots(3c)$$

La expresión del daño mecánico ignora el impacto de la terminación del pozo e implícitamente asume que existe una dimensión del flujo radial alrededor del pozo abierto.¹⁹

III.1.2. FACTOR DE DAÑO POR PENETRACIÓN PARCIAL E INCLINACIÓN

Frecuentemente, los pozos son parcialmente perforados; esto es, la altura al que está abierta la formación es menor que la altura del espesor del yacimiento. Esto es conocido como penetración parcial. Esta situación puede presentarse como un resultado de un mal trabajo de perforación o deliberadamente para evitar o retardar efectos de conificación de fluidos no deseados. En prácticas más recientes se usa la penetración parcial para crear un tipo de flujo esférico en tiempos tempranos que permite el cálculo de la permeabilidad vertical. Para tiempos posteriores el flujo radial deberá tener las características que distinguen una penetración parcial. Si el pozo no está terminado a la mitad del intervalo del yacimiento, el problema se agravará más tarde.

En todos estos casos, la subsiguiente curvatura de las líneas de flujo resulta en un efecto de daño denominado s_c , mientras más pequeño sea el intervalo penetrado comparado con el espesor del intervalo, más disturbio se tendrá en la terminación y el factor de daño por penetración parcial será mayor. Si el intervalo penetrado es de 75 % el intervalo del yacimiento o más, el efecto de daño se vuelve despreciable.

Mientras que la penetración parcial genera un daño positivo, por la falta de exposición del pozo al yacimiento, la inclinación del pozo es exactamente lo opuesto. Mientras más alto sea el grado de inclinación, más grande será la contribución del factor de daño negativo. El efecto de daño debido a la inclinación se denota como s_θ , y el efecto de daño compuesto debido a la penetración parcial y a la inclinación está dado por $s_{c+\theta}$.

Cinco Ley resolvió este problema de manera semi analítica y presento tablas de estos efectos de daño para varias combinaciones de penetración parcial, elevación, y desviación del pozo. La (**Figura 3.01**) muestra variables relevantes. Donde h_w es la longitud disparada, z_w es la distancia vertical desde la base del yacimiento hasta el punto medio de los disparos, θ es el ángulo de inclinación del pozo y r_w es el radio del pozo.

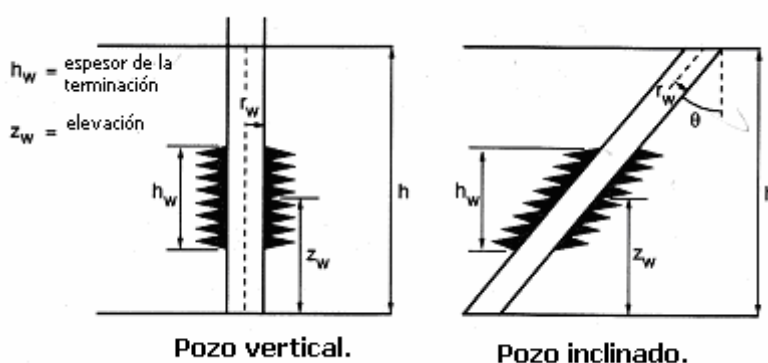


Figura 3.01. Configuraciones de pozos inclinados y verticales, parcialmente penetrados. (MICHAEL J. ECONOMIDES, A. DANIEL HILL, CHRISTINE EHLIG-ECONOMIDES PETROLEUM PRODUCTION SYSTEMS)

Las Tablas 1 y 2 en el (**Apéndice A**) dan los resultados para un yacimiento con espesor adimensional, $h_D = (h/r_w)$ de 100 y 1000 respectivamente. Las relaciones pertinentes de z_w/h (relación de elevación) y h_w/h (relación de penetración). Son listados: el factor compuesto por $s_{c+\theta}$ y sus componentes, s_c y s_θ . Como se puede observar, el valor absoluto de s_θ aumenta con el ángulo de inclinación y en ciertos casos pueden resultar $s_{c+\theta}$ negativo debido a s_c positivo asociado a penetración parcial. Finalmente, los daños correspondientes por las relaciones de penetración y elevación son mayores cuando $h_D = 1000$ que cuando $h_D = 100$, mostrando la mayor penetración en la distorsión en las líneas de flujo.

III.1.3. FACTOR DE DAÑO POR DISPAROS

Karakas y Tariq (1988) presentaron una solución semianalítica para el cálculo del factor de daño por disparos, el cual se divide en los siguientes componentes: El efecto de flujo plano s_H ; el efecto vertical convergente, s_V ; y el efecto del fondo del pozo, s_{wb} . El factor de daño por efecto de disparos queda de la siguiente manera:

$$s_p = s_H + s_V + s_{wb} \dots\dots\dots(3d)$$

Las variables relevantes para el calculo del factor de daño por disparos incluyen el radio del pozo, r_w , el radio de disparo, r_{perf} , la longitud del disparo, l_{perf} , el ángulo de fase entre disparos, θ , y muy importante, la distancia entre los disparos, h_{perf} , la cual es exactamente inversamente proporcional a la densidad de los disparos (por ejemplo: 2 disparos por pie, resulta en $h_{perf} = 0.5[ft]$). (**Figura 3.0 2**)

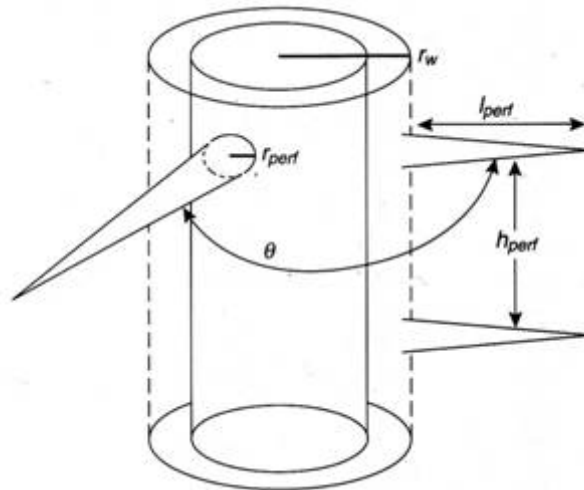


Figura 3.02. Variables del pozo para el cálculo del factor de daño por disparos. (MICHAEL J. ECONOMIDES, A. DANIEL HILL, CHRISTINE EHLIG-ECONOMIDES PETROLEUM PRODUCTION SYSTEMS)

Cálculo de s_H

$$s_H = \ln\left(\frac{r_w}{r_w'(\theta)}\right) \dots\dots\dots(3e)$$

Donde:

$$r_w'(\theta) = \begin{cases} \frac{l_{perf}}{4} \dots para \theta = 0 \\ a_\theta (r_w + l_{perf}) \dots para \theta \neq 0 \end{cases}$$

La constante a_θ depende del ángulo de fase de los disparos y se puede obtener de la tabla 3 del (*Apéndice A*)

Este factor de daño es negativo (excepto para $\theta = 0$), pero su contribución total suele ser pequeña.

Calculo de s_V

Para obtener s_V , se deben de calcular dos variables adimensionales:

$$h_D = \frac{h_{perf}}{l_{perf}} \sqrt{\frac{k_H}{k_V}}$$

Donde:

k_H y k_V son las permeabilidades horizontal y vertical respectivamente, y

$$r_D = \frac{r_{perf}}{2h_{perf}} \left(1 + \sqrt{\frac{k_V}{k_H}} \right)$$

el efecto vertical convergente, s_V , queda:

$$s_V = 10^a h_D^{b-1} r_D^b \dots\dots\dots(3f)$$

con

$$a = a_1 \log r_D + a_2$$

y

$$b = b_1 r_D + b_2$$

La constante a_1 , a_2 , b_1 y b_2 son funciones del ángulo de fase de los disparos y pueden ser obtenidos de la tabla 3 del (*Apéndice A*). El efecto vertical convergente, s_V , es potencialmente el que más contribuye al valor de, s_p ; para densidades pequeñas, los valores de h_{perf} , s_V pueden ser muy grandes.

Calculo de s_{wb}

Para el cálculo de s_{wb} , primero se obtiene la siguiente variable adimensional:

$$r_{wD} = \frac{r_w}{l_{perf} + r_w}$$

Entonces:

$$s_{wb} = c_1 e^{c_2 r_w D} \dots\dots\dots(3g)$$

Las constaten c_1 y c_2 también se pueden obtener de la tabla 3 del (*Apéndice A*)

III.1.4. FACTOR DE DAÑO DEBIDO AL FLUJO (PSEUDO DAÑO)

El pseudo factor de daño es dependiente del gasto de producción. Este efecto de daño es igual a Dq , donde D es el coeficiente no - Darciano. El factor de daño obtenido por medio de pruebas de presión para distintos gastos. En un pozo de gas a alta velocidad puede llegar a ser muy alto, en algunos casos, mucho mayor que la sumatoria de los demás factores de daño. Por lo tanto, de una prueba de pozo, un valor aparente de daño s' puede obtenerse por medio de:

$$s' = s + Dq \dots\dots\dots(3h)$$

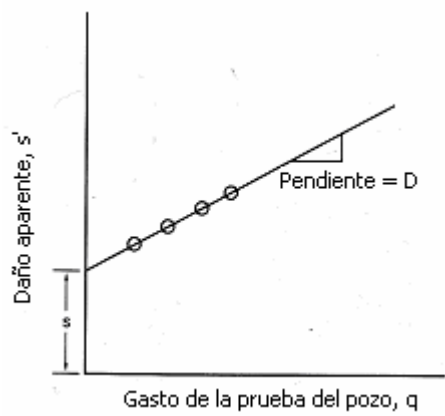


Figura 3.03. Determinación del efecto de daño y el coeficiente de flujo no- Darciano de pruebas de variación de gasto. (MICHAEL J. ECONOMIDES, A. DANIEL HILL, CHRISTINE EHLIG-ECONOMIDES PETROLEUM PRODUCTION SYSTEMS)

Las pruebas llevadas a cabo a diferentes gastos pueden ser usadas para aislar el efecto de daño, s . Mediante una grafica como la de la (*Figura 3.03*) se obtiene el valor de D y el pronostico del impacto que se tendrá en el daño debido a efectos del gasto de producción en la subsiguiente vida del pozo.

III.1.5. FACTOR DE DAÑO DEBIDO A CAMBIO DE FASES (PSEUDO DAÑO)

Los efectos de daño dependientes de la fase se asocian al cambio de fase debido al gradiente de presión en el fondo del pozo.

En el caso de pozos de aceite, si la presión de fondo se presenta debajo del punto de presión de burbuja, entonces se tendrá una saturación de gas, causando una reducción en la permeabilidad efectiva al aceite, incluso cuando la fase del gas no es movable.

Una versión de la formula de Hawkins con k/k_s substituida por la relación de las permeabilidades efectivas.

Un fenómeno similar puede observarse en el caso de yacimientos de gas y condensado, donde el liquido se forma alrededor del pozo, causando una reducción en la permeabilidad al gas.

Como se pudo corroborar, la discretización del daño resulta importante ya que podemos hablar de aportaciones significativas, ya sea positiva o negativamente por distintos aspectos. Como medidas preventivas, se deben reconocer las siguientes: realizar diseños de disparos que permitan la mayor productividad, perforación con inclinación, evitar penetraciones parciales y aumentar el área de exposición del yacimiento al pozo, cuidar que no se presente flujo no-Darcyano, no permitir presiones bajas en el yacimiento que permitan cambios de fases.

CAPÍTULO IV

DETERMINACIÓN DEL DAÑO

IV.1. CUANTIFICACIÓN DEL DAÑO

Durante operaciones como las ya antes mencionadas se crea un daño a la formación que disminuye la capacidad productora del intervalo de interés. Para la remoción de dicho daño se requiere su evaluación y cuantificación.

Para la evaluación del daño se requiere de la revisión de las operaciones previas del pozo. Esta revisión se basa en tener en cuenta las condiciones en que se perforó la zona productora, teniendo mayor importancia el tipo y las características del fluido de perforación y terminación, así como las pérdidas y las manifestaciones de fluidos del yacimiento; correr registros para conocer las condiciones de cementación de la tubería de revestimiento, así como de las operaciones posteriores tales como la reparación, limpieza y estimulación.

La cuantificación del daño se hace con la finalidad de definir las condiciones del intervalo productor, para lo cual es necesario contar con datos de producción así como pruebas de variación de presión y análisis nodal.

De igual manera se debe de conocer el comportamiento histórico de la producción desde la terminación hasta las condiciones actuales, para esto es necesario contar con el análisis de pruebas de formación y producción, así como su correlación y comparación con pozos vecinos.

El valor del factor de daño nos da indicios del estado que predomina alrededor del pozo:

$S > 0$: Pozo dañado. Existen restricciones de flujo hacia las caras del pozo. Se interpreta como un diámetro efectivo menor que el real.

$S = 0$: Pozo sin daño. El daño es nulo, no existen restricciones de flujo hacia el pozo.

$S < 0$: Pozo estimulado. El pozo estará produciendo más de lo esperado, este valor puede tener que ver con alguna estimulación provocada por fracturamiento hidráulico o estimulación con ácido. Se interpreta en este caso, que el pozo produce con un diámetro efectivo mayor que el real.⁴

A continuación se muestra el análisis matemático para poder comenzar con el análisis de las pruebas de presión.

Solución línea fuente.²⁰

Partiendo de la ecuación que gobierna el flujo de fluidos en medios porosos, Ley de Darcy, y su posterior incorporación a un sistema de balance de materia más complejo

donde intervienen la presión y el tiempo así como las propiedades del fluido y de la formación, se llega a una ecuación llamada ecuación de difusión.

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi\mu c}{0.000264k} \frac{\partial p}{\partial t} \dots\dots\dots(4a)$$

Cuando el pozo produce a gasto constante, el yacimiento presenta una presión uniforme, p_i , antes de que la producción comience, y se maneja como yacimiento infinito, es decir, si $p \rightarrow p_i$ entonces $r \rightarrow \infty$. Se habla que se puede tener la solución a la Ecuación (4a) por medio de la solución línea fuente.

$$p = p_i + 70.6 \frac{qB\mu}{kh} Ei\left(\frac{-948\phi\mu c_i r^2}{kt}\right) \dots\dots\dots(4b)$$

Donde:

$$Ei(-x) = -\int_x^\infty \frac{e^{-u}}{u} du \dots\dots\dots(Apendice)$$

En la práctica se encuentra que en la mayoría de los pozos tienen una zona de menor permeabilidad en las periferias del pozo (daño) debido a las operaciones ya antes mencionadas. En muchos de los casos este aspecto se trata con estimulación con acido y fracturamientos. Por lo anterior mencionado, parece lógico pensar que la ecuación (4b) no represente el fenómeno del daño, ya que en su derivación se establece que la permeabilidad permanece uniforme desde el radio de drene hasta las cercanías con el pozo. Hawkins señala que si la zona dañada es considerada como una zona de permeabilidad uniforme k_s , radio externo r_s y la caída de presión adicional Δp_s , se puede modelar por medio de la ecuación de flujo radial para el estado estacionario. (Figura 4.01)

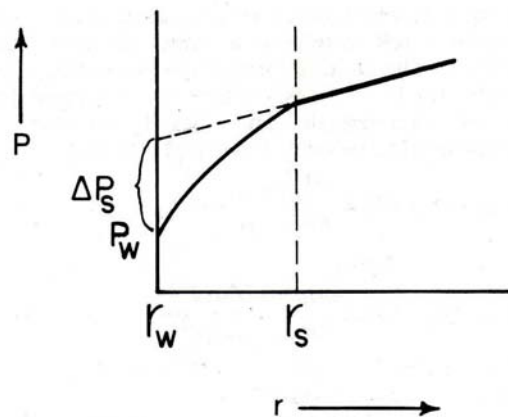


Figura 4.01.- Representación de la caída de presión adicional en la zona alterada, r_s . (WELL TESTING)

Por lo tanto.

$$\Delta p_s = 141.2 \frac{qB\mu}{k_s h} \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right) - 141.2 \frac{qB\mu}{kh} \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right) = 141.2 \frac{qB\mu}{kh} \left(\frac{k}{k_s} - 1\right) \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right) \dots (4c)$$

La **ecuación (4c)** establece que la caída de presión en la zona alterada es inversamente proporcional a la permeabilidad de dicha zona k_s . Combinando las ecuaciones **(4b)** y **(4c)**; se encuentra la caída total de presión en el fondo del pozo.

$$p_i - p_{wf} = -70.6 \frac{qB\mu}{kh} Ei\left(-\frac{948\phi\mu c_t r_w^2}{kt}\right) + \Delta p_s = -70.6 \frac{qB\mu}{kh} \left[Ei\left(-\frac{948\phi\mu c_t r_w^2}{kt}\right) - 2\left(\frac{k}{k_s} - 1\right) \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right) \right]$$

Para un valor de radio $r = r_w$, el argumento de la función Ei es lo suficientemente pequeño después de un tiempo corto por lo tanto se puede usar la aproximación logarítmica; por lo tanto la caída de presión se representa de la siguiente manera.

$$p_i - p_{wf} = -70.6 \frac{qB\mu}{kh} \left[\ln\left(\frac{1688\phi\mu c_t r_w^2}{kt}\right) - 2\left(\frac{k}{k_s} - 1\right) \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right) \right]$$

Resulta conveniente el definir el factor de daño, s , en términos de las propiedades equivalentes a la zona alterada:

$$s = \left(\frac{k}{k_s} - 1\right) \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right) \dots (4d)$$

Por lo tanto la caída de presión es:

$$p_i - p_{wf} = -70.6 \frac{qB\mu}{kh} \left[\ln\left(\frac{1688\phi\mu c_t r_w^2}{kt}\right) - 2s \right] \dots (4e)$$

Se debe de tener precaución en cuanto al uso de la ecuación **(4d)**, pues se trata de una ecuación con fines cualitativos, ya que con un modelo tan simple raramente se podrá caracterizar pozos de una manera exacta.

Solución para el estado pseudo estacionario.

Esta solución es de gran importancia para la introducción en el análisis de las pruebas de presión. Esta solución no es nueva y se obtiene limitando la ecuación que describe el comportamiento de la presión con respecto al tiempo para un pozo centrado en el yacimiento cilíndrico de radio r_e . Para tiempos grandes, por lo tanto las sumatorias que

involucraban funciones exponenciales y de Bessel se vuelven despreciables para tiempos $\left(t > \frac{948\phi\mu c_i r_e^2}{k} \right)$.

Por lo que:

$$p_{wf} = p_i - 141.2 \frac{qB\mu}{kh} \left(\frac{2t_D}{r_{eD}^2} + \ln r_{eD} - \frac{3}{4} \right)$$

O

$$p_{wf} = p_i - 141.2 \frac{qB\mu}{kh} \left(\frac{0.000527kt}{\phi\mu c_i r_e^2} + \ln r_{eD} - \frac{3}{4} \right) \dots\dots\dots(4f)$$

Otra forma de representar la ecuación (4f) es la de reemplazar la presión original del yacimiento p_i , por una presión promedio, \bar{p} , en el volumen de drenaje del pozo.

La presión promedio en la zona de drenaje de un pozo puede ser encontrado por un balance de materia. La caída de presión $(p_i - \bar{p})$ resultante de la remoción de $5.615qB(t/24)[ft^3]$.

$$p_i - \bar{p} = \frac{\Delta V}{c_i V} = \frac{5.615qB(t/24)}{c_i (\pi r_e^2 h \phi)} = \frac{0.0744qBt}{\phi c_i h r_e^2} \dots\dots\dots(4g)$$

Substituyendo en la ecuación (4f).

$$p_{wf} = \bar{p} + \frac{0.0744qBt}{\phi c_i h r_e^2} - \frac{0.0744qBt}{\phi c_i h r_e^2} - 141.2 \frac{qB\mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right]$$

o

$$\bar{p} - p_{wf} = 141.2 \frac{qB\mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right] \dots\dots\dots(4h)$$

Las ecuaciones (4h) y (4f) se vuelven más útiles si se incluye el factor de daño a la formación, s .

$$\bar{p} - p_{wf} = 141.2 \frac{qB\mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right] + (\Delta p)_s$$

$$\bar{p} - p_{wf} = 141.2 \frac{qB\mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + s \right]$$

y

$$p_i - p_{wf} = 141.2 \frac{qB\mu}{kh} \left[\frac{0.000527kt}{\phi\mu c_i r_e^2} + \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + s \right] \dots\dots\dots 4(i)$$

Ecuación de flujo para yacimientos de geometría generalizada.

La ecuación (4i) se encuentra limitada a que la geometría del yacimiento sea un cilindro que se encuentra perforado en el centro. Por lo que se propone una ecuación que maneja una variedad de formas geométricas conocidas y arreglos para distintas localizaciones del pozo que se perfora, por medio de la introducción de un factor de forma (C_A). Tabla 2. (**Apéndice B**)

$$\bar{p} - p_{wf} = 141.2 \frac{qB\mu}{kh} \left[\frac{1}{2} \ln\left(\frac{10.06A}{C_A r_w^2}\right) - \frac{3}{4} + s \right] \dots\dots\dots (4j)$$

Donde:

A Área de drene en [ft²]

C_A Factor de forma para un área específica de drene y localización del pozo. Este valor es adimensional.

De manera análoga el índice de productividad puede ser expresado en términos de la geometría del área de drene como:

$$IP = \frac{q}{\bar{p} - p_{wf}} = \frac{0.00708kh}{B\mu \left[\frac{1}{2} \ln\left(\frac{10.06A}{C_A r_w^2}\right) - \frac{3}{4} + s \right]} \dots\dots\dots (4k)$$

Estimación del radio efectivo del pozo.

El radio efectivo del pozo r_{wa} se encuentra definido como:

$$r_{wa} = r_w e^{-s} \dots\dots\dots (4l)$$

Para entender el significado del radio de pozo efectivo se usara la ecuación (4e).

$$p_i - p_{wf} = -70.6 \frac{qB\mu}{kh} \left[\ln\left(\frac{1688\phi\mu c_i r_w^2}{kt}\right) - 2s \right] = \dots$$

No se afecta la ecuación insertando el logaritmo natural de la función exponencial.

$$= -70.6 \frac{qB\mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{1688\phi\mu c_i r_w^2}{kt} \right) + \ln(e^{-2s}) \right] = \dots$$

$$= -70.6 \frac{qB\mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{1688\phi\mu c_i r_w^2 e^{-2s}}{kt} \right) \right] = \dots$$

$$p_i - p_{wf} = -70.6 \frac{qB\mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{1688\phi\mu c_i r_w^2 r_{wa}^2}{kt} \right) \right] \dots \dots \dots (4m)$$

La ecuación (4m) muestra que el efecto del daño, *s*, en la caída de presión total es la misma si se usa un valor de radio de pozo efectivo.

Esto propone que no existe una zona alterada solo si se usa un radio de pozo r_{wa} .

IV.2. PRUEBAS DE PRESIÓN

Las pruebas de presión consisten básicamente en generar y medir variaciones de presión en el fondo de los pozos, y su objetivo es obtener información del sistema roca- fluido.

Una prueba de variación de presión, se define como una prueba en la que se generan y se miden cambios de presión, en función del tiempo, siempre tomando en cuenta el gasto producido.

Los registros de las variaciones de presión durante la producción de un pozo son de suma importancia, pues dependiendo del comportamiento de dichas variaciones se puede determinar si el yacimiento esta dañado, conocer parámetros como la permeabilidad, conductividad del yacimiento y características estructurales así como fronteras del mismo.

Estos parámetros se pueden determinar mediante el análisis de presiones registradas en el fondo del pozo fluyente o cerrado.²¹

Las pruebas de referencia se pueden clasificar en dos grandes grupos.

1) Pruebas de un solo pozo

Las pruebas de un solo pozo (decremento, incremento, inyección, decaimiento y gasto variable) permiten evaluar las condiciones del yacimiento alrededor del pozo y dan

como resultado los patrones de flujo y valores promedio de las propiedades en las vecindades del pozo, así como las condiciones de la eficiencia de la terminación del pozo (factor de daño).

2) Pruebas multipozos.

Las pruebas multipozos (interferencia, pulsos) proporcionan información sobre el grado de conectividad entre diversas partes del yacimiento, a demás se puede determinar la compresibilidad total y la permeabilidad.

IV.2.1. INCREMENTO²¹

Dentro de las pruebas de un solo pozo que se destacan por la importancia para la caracterización de las propiedades del yacimiento se encuentran las pruebas de incremento de presión.

Es una de las pruebas más usadas en la caracterización de yacimientos. Básicamente, la prueba se lleva a cabo en un pozo produciendo a un gasto constante por cierto tiempo, posteriormente se cierra el pozo (usualmente en la superficie), permitiendo que la presión en el fondo aumente para poder medirla en función del tiempo. De esta información, es posible estimar la permeabilidad de la formación y la presión media a lo largo del área de drene, y caracterizar daño ya sea positivo o negativo y de igual manera las heterogeneidades o fronteras del yacimiento.

Uno de los métodos se encuentra basado en graficar por medio del método de Horner. Aunque este procedimiento estrictamente sólo es correcto cuando se supone yacimiento infinito, la interpretación de dicha grafica también se puede llevar a cabo de manera correcta para yacimientos con frontera evidente, enfatizando la correcta interpretación de dicha grafica.

El procedimiento sistemático para una prueba de incremento de presión incluye:

- 1) Efectos y duración del flujo después del cierre.
- 2) Determinación de la permeabilidad.
- 3) Cuantificación del daño a la formación.
- 4) Determinación del nivel de presión en la formación.
- 5) Fronteras del yacimiento.

Para fines del tema principal sólo se analizara el modelo propuesto por Horner, su solución, interpretación y la forma en como se cuantifica el daño.

Asumiendo que el pozo está produciendo como un yacimiento infinito, es decir, que las fronteras no perciben los efectos del flujo), la formación y los fluidos tienen propiedades uniformes, así que la función Ei (y por lo tanto su aproximación logarítmica) es aplicable, de igual manera la aproximación de Horner para el efecto de pseudo producción (-q).

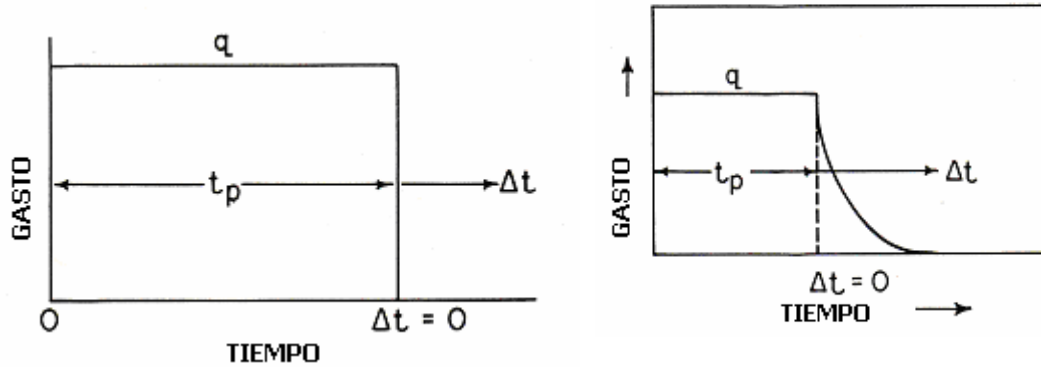


Figura 4.02. Representación grafica del tiempo de cierre t_p , y tiempo transcurrido después del cierre Δt . Para una prueba de incremento de presión. Del lado izquierdo se ve un comportamiento idealizado con respecto al lado derecho que muestra un comportamiento más real posterior al cierre del pozo. (JHON LEE. WELL TESTING)

Si el pozo ha producido por un tiempo t_p a un gasto q antes de ser cerrado, y si se llama al tiempo posterior al cierre Δt . (Figura 4.02). Entonces se puede usar la superposición para describir la presión que se va incrementando por el cierre del pozo.

$$p_i - p_{ws} = -70.6 \frac{qB\mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{1688\phi\mu c_i r_w^2}{k(t_p + \Delta t)} \right) - 2s \right] - 70.6 \frac{(-q)B\mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{1688\phi\mu c_i r_w^2}{k\Delta t} \right) - 2s \right]$$

Simplificando:

$$p_{ws} = p_i - 70.6 \frac{qB\mu}{kh} \ln \left[\frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} \right]$$

O

$$p_{ws} = p_i - 162.6 \frac{qB\mu}{kh} \log \left[\frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} \right] \dots\dots\dots(4n)$$

La forma de la ecuación (4n) sugiere que se puede representar de manera grafica, en una escala semilogaritmica, siendo una línea recta, con pendiente $m = -162.6 \frac{qB\mu}{kh}$.

Resulta conveniente usar el valor absoluto de la pendiente $|m| = 162.6 \frac{qB\mu}{kh}$, y por lo tanto obtener el valor de la permeabilidad. Además si extrapolamos esta línea recta a un valor infinito de cierre por ejemplo. $[(t_p + \Delta t) / \Delta t = 1]$, la presión a este tiempo será la presión original de la formación p_i . (Figura 4.03).

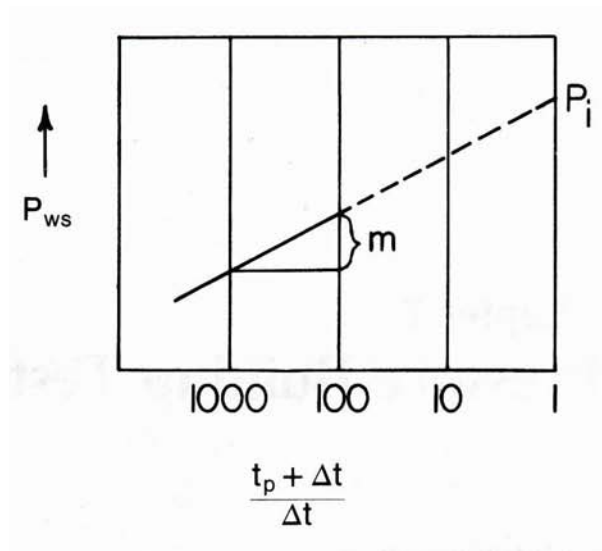


Figura 4.03. Ejemplo de como se grafican los datos de p_{ws} , con respecto al $(t_p + \Delta t) / \Delta t$. El valor de la pendiente se obtiene fácilmente entre dos ciclos de la grafica semilogaritmica. (JHON LEE. WELL TESTING)

Convencionalmente en la practica se grafica p_{ws} vs. $(t_p + \Delta t) / \Delta t$, yendo de mayor a menor de izquierda a derecha. La pendiente se obtiene por la simple resta de valores de presión entre dos ciclos logarítmicos. (Figura 4.04).

Tiempo después del cierre horas Δt	p_{ws} (psig)
0	1,150
2	1,794
4	1,823
8	1,850
16	1,876
24	1,890
48	1,910

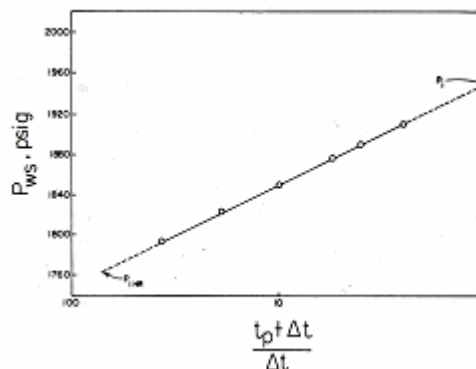


Figura 4.04.- Ejemplo real donde se obtiene el valor de la p_i , al extrapolar la línea de comportamiento al valor de $(t_p + \Delta t) / \Delta t = 1$. (JHON LEE. WELL TESTING)

Cabe mencionar que la sección de línea a elegir no siempre es tan fácil de observar, aunque por efecto de almacenamiento y de frontera, se suele elegir una tendencia que se presenta en los tiempos medios de la prueba (Figura 4.05).

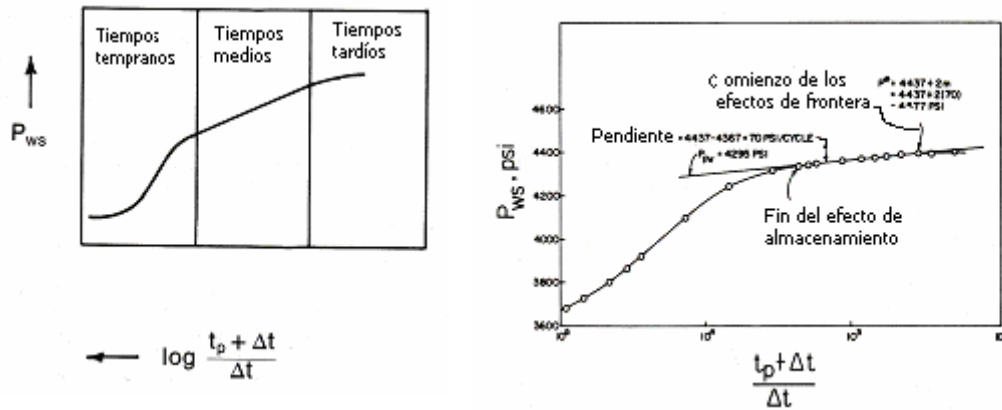


Figura 4.05.- Tipos de tendencias que toma la curva de presiones a distintos tiempos, la figura de la derecha muestra la forma en como se elige una zona de la línea para un ejemplo real. (JHON LEE. WELL TESTING)

Como se ha mencionado también se puede obtener el valor del factor de daño de la información disponible de la prueba de incremento de presión. Al momento del cierre del pozo, la p_{wf} es:

$$p_{wf} = p_i + 70.6 \frac{qB\mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{1688\phi\mu c_t r_w^2}{kt_p} \right) - 2s \right] = p_i + 162.6 \frac{qB\mu}{kh} \left[\log \left(\frac{1688\phi\mu c_t r_w^2}{kt_p} \right) - 0.869s \right]$$

Que a su vez es igual a:

$$p_{wf} = p_i + m \left[\log \left(\frac{1688\phi\mu c_t r_w^2}{kt_p} \right) - 0.869s \right]$$

Para una prueba de incremento de presión, con un tiempo de cierre de Δt

$$p_{ws} = p_i - m \log \left[(t_p + \Delta t) / \Delta t \right]$$

Combinando estas ecuaciones y despejando el factor s , tenemos:

$$s = 1.151 \left(\frac{p_{ws} - p_{wf}}{m} \right) + 1.151 \log \left(\frac{1688\phi\mu c_t r_w^2}{k\Delta t} \right) + 1.151 \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{t_p} \right) \dots \dots \dots (40)$$

Es una práctica convencional en la industria petrolera elegir una hora de cierre de 1hr para ser usada en la ecuación (40), como p_{1hr} , cabe destacar que cualquier valor de tiempo y su correspondiente presión de cierre servirían de igual forma. Este valor que se elige de p_{1hr} , debe de encontrarse sobre la línea extrapolada (Figura 4.04). Y por último se asume que el valor de $\log(t_p + \Delta t) / t_p$ es despreciable, por lo que la ecuación (40) queda de la siguiente forma:

$$s = 1.151 \left[\left(\frac{p_{1hr} - p_{wf}}{m} \right) - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right] \dots\dots\dots(4p)$$

Nótese que el valor de la pendiente sigue siendo positivo.

En resumen, de una prueba de incremento de presión, podemos determinar la permeabilidad de la formación (de la pendiente de la línea recta graficada), la presión original del yacimiento, y el factor de daño.

IV.2.2. DECREMENTO²¹

Una prueba de decremento de presión es llevada a cabo mediante un pozo en producción, iniciando idealmente con una presión uniforme en el yacimiento. Gasto y presión son registrados como función del tiempo.

Los objetivos de una prueba de decremento usualmente incluyen obtener la permeabilidad, factor de daño, y, en ocasiones, el volumen del yacimiento (límite de yacimiento). Estas pruebas son particularmente aplicables a nuevos pozos, pozos que han estado cerrados lo suficiente para permitir que la presión se estabilice, y pozos en los cuales la presión después del cierre sea difícil de registrar para una prueba de incremento. Los pozos exploratorios son frecuentemente los mayores candidatos para pruebas de decremento.

Una prueba de decremento idealizada a gasto constante considerando yacimiento infinito es modelada por el logaritmo de la aproximación de *Ei* :

$$p_{wf} = p_i + 162.6 \frac{qB\mu}{kh} \left[\log \left(\frac{1688\phi\mu c_t r_w^2}{kt} \right) - 0.869s \right] \dots\dots\dots(4q)$$

En contraste con las pruebas de incremento, las pruebas de decremento se vuelven un poco más complejas pues presentan etapas de temprana, mediana y tardía respuesta para los datos de presión, volviendo más difícil la tarea de reconocer la tendencia de la línea recta a extrapolar (**Figura 4.06**).

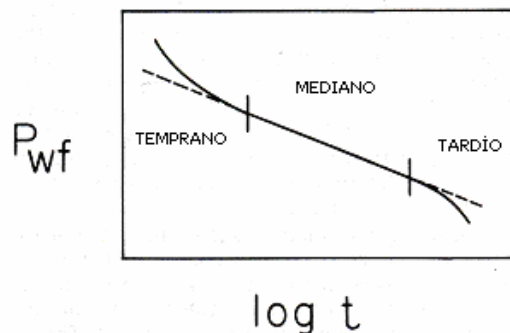


Figura 4.06.- Típica grafica de una prueba de presión con los tres estados de respuesta, (Temprano, Mediano y Tardío). (JHON LEE. WELL TESTING)

La etapa temprana usualmente esta dominada por la poca capacidad del pozo para remover los fluidos del yacimiento (el gasto al cual el fluido es removido de la formación excede el gasto al cual el fluido entra al pozo, lo que se conoce como efecto de almacenamiento), finalmente, el equilibrio se alcanza. Hasta ese tiempo, el gasto constante requerido por la ecuación (4q) no se logra, y la línea recta que se debe tener en la grafica p_{wf} vs. $\log t$ no es la sugerida en la ecuación (4q).

La duración de la etapa temprana puede ser estimada por la ecuación empírica, que depende del fenómeno de almacenamiento C_s .

$$t_{wbs} = \frac{(200000 + 12000s)C_s}{kh/\mu} \dots\dots\dots(4r)$$

El periodo medio comienza justo cuando el temprano termina (a menos que fronteras o heterogeneidades importantes se encuentren cerca del pozo). En el periodo medio, una grafica de p_{wf} vs. $\log t$ es una línea recta con pendiente, m , dada por:

$$m = 162.6 \frac{qB\mu}{kh} \dots\dots\dots(4s)$$

Por lo tanto, la permeabilidad efectiva de la formación puede ser estimada de dicha pendiente:

$$k = 162.6 \frac{qB\mu}{mh} \dots\dots\dots(4t)$$

Después de que el periodo medio se identifico, el factor de daño se puede determinar. La ecuación que usualmente resulta de resolver la ecuación (4q) establece el tiempo de una hora permitiendo que $p_{wf} = p_{1hr}$ sea la presión en el periodo medio después de haber comenzado el flujo, el resultado es:

$$s = 1.151 \left[\frac{(p_i - p_{1hr})}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right] \dots\dots\dots(4u)$$

El periodo tardío comienza cuando el radio de investigación alcanza una porción del yacimiento que se encuentra influenciado por fronteras o heterogeneidades masivas. Para un pozo que se encuentra centrado dentro de un área circular de drene ocurre a un tiempo aproximado dado por:

$$t_{tt} \cong \frac{380\phi\mu c_t A}{k} \dots\dots\dots(4v)$$

Donde A es el área de drene del pozo.

El tiempo adimensional se define como:

$$t_{DA} = \frac{0.000264kt}{\phi\mu c_t A}$$

Para un caso más general entonces

$$t_{lt} \cong \frac{380\phi\mu c_t A t_{DA}}{k} \dots\dots\dots(4w)$$

Por lo tanto, la típica grafica de prueba de decremento tiene la forma mostrada en la (Figura 4.06).

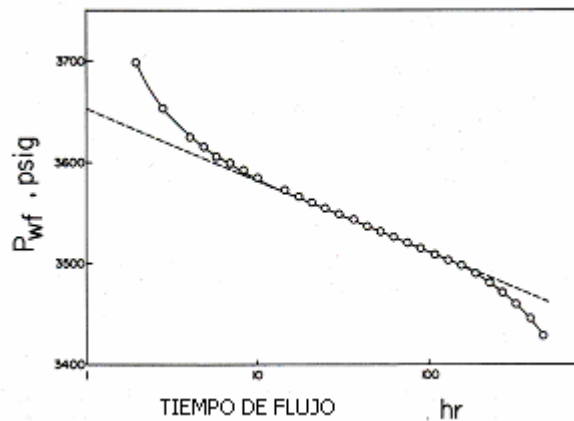


Figura 4.07. Ejemplo de la grafica semilogaritmica para la prueba de decremento. (JHON LEE. WELL TESTING)

Para analizar la típica prueba de decremento, se sugieren los siguientes pasos:

1. Graficar la presión de fondo fluído con respecto al tiempo en una grafica semilogaritmica p_{wf} vs. $\log t$ (Figura 4.07).
- 2.-Estimar t_{wbs} . Esto solamente marca el inicio del periodo medio, ecuación (4r) (excepto para yacimientos fracturados).
- 3.-Estimar el inicio del periodo tardío, usando el tiempo t_{lt} para el cual se encuentran las fronteras o heterogeneidades masivas, ecuación (4w). Debemos de ser cautos en el uso de pruebas de decremento de presión, debido a que incluso pequeños cambios en el gasto pueden causar que la curva se deforme justo como sucede en el periodo tardío en presencia de fronteras.
- 4.-Determinar la pendiente del que sea más probable el periodo medio, y estimar la permeabilidad de la formación de la ecuación (4t).
- 5.-Estimar el factor de daño de la ecuación (4u).

IV.2.3. PRUEBAS DE PRESIÓN PARA POZOS DE GAS¹⁷

Las ecuaciones usadas en las pruebas para pozos de aceite, en general, no resultan adecuadas para el caso de gas. La compresibilidad del gas es usualmente un valor alto, no un fluido incompresible o casi incompresible como se considera el caso del aceite. La viscosidad de un gas puede variar ampliamente con la presión, mientras que las viscosidades de los líquidos resultan insensibles a cambios en la presión en un amplio rango.

Existen investigaciones que consideran lo anterior de manera más completa, sin embargo para los fines de este trabajo, se considerará simplemente: el factor de compresibilidad (Z), la compresibilidad del gas (κ), y la viscosidad del gas (μ), que todas son constantes y pueden ser evaluadas a la presión original del yacimiento. Se sabe que ésta resultaría una aproximación un tanto pobre y que existen mejores aproximaciones, sin embargo, los objetivos de éste trabajo no abarcan de manera extensa las pruebas de presión, por lo que se considera que es una buena aproximación con fines didácticos para el tema principal, el de daño a la formación.

El volumen de gas producido, medido a condiciones estándar de temperatura T_{STD} y presión p_{STD} , esta relacionado al flujo volumétrico en el fondo del pozo por la ecuación (4x)

$$q = q_B \left(\frac{p_{wf} T_{STD}}{p_{STD} TZ} \right) \dots\dots\dots(4x)$$

Donde:

q_B Gasto de flujo volumétrico evaluado a condiciones de fondo.

Asumiendo lo anterior y la ecuación (4x), se puede obtener:

$$p_{wf}^2 = p_i^2 - \left(\frac{Zq p_{STD} T \mu}{4\pi h k T_{STD}} \right) \left[\ln \left(\frac{4kt}{1.781 \phi \mu \kappa r_w^2} \right) + 2s \right] \dots\dots\dots(4y)$$

La aplicación de la ecuación (4y) para una prueba en pozos de gas es valida para yacimientos de baja presión generalmente menor a $1.4 \times 10^5 [kPa]$ (20 000 [psi]). A presiones mayores, el uso de propiedades pseudo parece dar mejores resultados. A una alta presión las variaciones en la compresibilidad del gas pueden ser mínimas, por lo que las mismas ecuaciones usadas en las pruebas para aceite pueden ser usadas. Debe de hacerse hincapié en que la viscosidad, factor de compresibilidad, y compresibilidad son evaluados a condiciones iniciales de yacimiento. También hay que recordar que la

temperatura del yacimiento y la temperatura estándar, ambas, deben de ser expresadas en unidades absolutas.

El uso de pruebas de presión es una herramienta muy útil para la cuantificación del factor de daño, sin embargo, requiere de practica para su correcta interpretación pues algunos datos no siempre son curvas idealizadas como las que se estudiaron en este capitulo, se requiere de técnicas de suavización y filtración de datos por medio de software que ayuda a obtener unos valores más representativos y útiles para los fines de la interpretación de las pruebas de presión. De igual manera, algunas veces se requiere de graficas especializadas como de la derivada que ayuda a identificar los periodos en los que se encuentra la prueba, e identificar los tiempos donde los datos se encuentran perturbados por efectos de almacenamiento, frontera., discontinuidades, cambio de facie, etc.

Unidades usadas para el análisis de pruebas de presión.

$p_{wf}, p_{ws}, \bar{p}, \Delta p, \Delta p_s$		$\left[\frac{lb}{pg^2} \right] [psi]$
μ		$[cp]$
q		$[bl/día]$
k, k_s		$[mdarcys]$
h, r, r_w, r_s		$[ft]$
$t, t_p, \Delta t$		$[hr]$
c_t		$[psi^{-1}]$
A		$[ft^2]$
ϕ, B, S, C_A		$[1]$

IV.3. REGISTROS GEOFÍSICOS¹¹

Los registros geofísicos forman una parte importante en la caracterización del daño a la formación y posteriores tratamientos para su remoción. Aunque los registros geofísicos no entregan un valor puntual del daño a la formación, si ofrecen muchas herramientas para conocer propiedades importantes de lecturas indirectas por parte de las mediciones en los registros.

Los registros geofísicos se dividen en dos grandes clasificaciones

Registros en agujero descubierto:

- Inducción
- Doble Laterolog
- Neutrón compensado
- Densidad compensada
- Sónico digital
- Imágenes de pozo

Registros en agujero entubado:

Evaluación de la cementación

Pruebas de formación

Desgaste de tubería

Otra clasificación se da por el principio físico que miden:

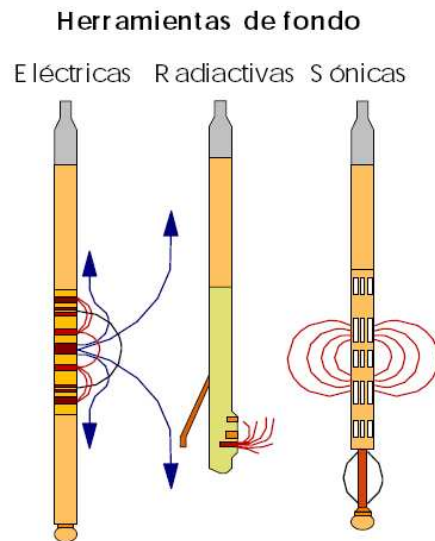


Figura 4.08 Tipos de herramientas según su principio físico. (UN SIGLO DE LA PERFORACIÓN EN MÉXICO)

Registros resistivos

Los parámetros físicos principales para evaluar un yacimiento son: porosidad, saturación de hidrocarburos, espesor de la capa permeable y permeabilidad.

Para deducir la resistividad de formación en la zona no invadida, las medidas de resistividad se usan solas o en combinación. Es decir, atrás de la zona contaminada por los fluidos de control del pozo. También se usan para determinar la resistividad cercana al agujero. Ahí, en gran parte, el filtrado del lodo ha reemplazado los fluidos originales. Las medidas de resistividad junto con la porosidad y resistividad del agua de formación se usan para obtener la saturación de agua. La saturación obtenida de las resistividades somera y profunda se compara para evaluar la productividad de la formación. La resistividad de una formación pura saturada con agua, es proporcional a la resistividad del agua con la que se encuentra saturada.

$$R_o \propto R_w \qquad R_o = F * R_w \qquad F = \frac{R_o}{R_w} \dots\dots\dots 4z$$

Donde:

F Factor de formación.

- Rw Resistividad del agua de formación.
 Ro Resistividad de la roca saturada con agua.

La resistividad de una formación depende del fluido contenido en la misma y del tipo de formación.

Para medir la resistividad de la formación se cuenta con dos herramientas:

Inducción y Doble Laterolog.

Generalmente, se prefiere usar la herramienta de inducción cuando la resistividad de la formación es baja, del orden de 500 [Ohms] Cuando se tienen formaciones altamente resistivas la herramienta de doble Laterolog proporciona información más confiable. En las formaciones de carbonatos de baja porosidad se tienen resistividades muy altas. Por esto, sí se requiere hacer una interpretación cuantitativa, se debe tomar un registro doble Laterolog. Sin embargo, se necesita de un medio conductor entre la herramienta y la pared del pozo. Por ello, no es posible tomar un registro doble Laterolog en lodos no conductivos, como lo son los base aceite.

Doble inducción fasorial.

La herramienta doble inducción fasorial realiza medidas de resistividad a tres diferentes profundidades de investigación. De esta manera, proporciona información para determinar las resistividades de la zona virgen, la zona barrida y la zona de transición, (*Figura 4.09*) (en su caso). Con esta información se pueden obtener datos de saturación y movilidad de fluidos (complementada con información de otras herramientas).

El sistema fasorial permite obtener datos más exactos para diferentes valores de resistividad. La herramienta cuenta con un sistema de autocalibración que mejora la precisión de la respuesta. Además, el sistema de transmisión de datos en forma digital del fondo a la superficie permite una mayor capacidad de señales libres de ruidos.

Aplicaciones principales:

1. Interpretación de formaciones con diámetros grandes de invasión.
2. Formaciones con contraste medio-altos de resistividades.
3. Gráficos de invasión.
4. Pozos con lodos no conductivos.

Doble Laterolog telemétrico.

La herramienta Doble Laterolog proporciona dos mediciones con la mayor profundidad de investigación, de tres mediciones necesarias que se requieren para tratar de determinar la resistividad de la zona invadida (R_{xo}) y de la zona virgen (R_t), (*Figura 4.09*), a éstas se les conocen como Lateral Somera (Lls) y Lateral Profunda (Lld).

La tercera medición requerida se puede obtener de correr la herramienta de Enfoque Esférico o Microesférico (MSFL) en forma independiente o combinada.

En la herramienta DLL se permite que varíe tanto el voltaje emitido como la corriente (pero manteniendo el producto potencial constante), con lo cual brinda un rango de mediciones.

Aplicaciones principales:

1. Resistividad en la zona virgen y zona lavada.
2. Perfiles de invasión.
3. Correlación.
4. Detección de vista rápida de hidrocarburos.
5. Control de profundidad.
6. Indicador de hidrocarburos móviles.

Microesférico enfocado.

Esta herramienta surge de la necesidad de conocer Rxo para realizar correcciones a las lecturas de otras herramientas y tener un valor adecuado de Rt. (*Figura 4.09*)

Durante el desarrollo de las herramientas de registros se han pasado por varias etapas hasta llegar al SRT (Spherically Focused Resistivity Tool). Previos a esta generación podemos citar microlog, microlaterolog y proximidad.

La herramienta actual se conoce genéricamente como registro Microesférico (Micro Spherical Focused Log). Se basa en el principio de enfoque usado en los equipos de inducción pero con un espaciamiento de electrodos mucho menor. En este caso los electrodos se ubican en un patín de hule que se apoya directamente sobre la pared del pozo. El arreglo Microesférico reduce el efecto adverso del enjarre del fluido del pozo. De esta manera se mantiene una adecuada profundidad de investigación.

Aplicaciones principales:

1. Resistividad de la zona lavada.
2. Localización de poros y zonas permeables.
3. Indicador de hidrocarburo móvil.
4. Calibrador.

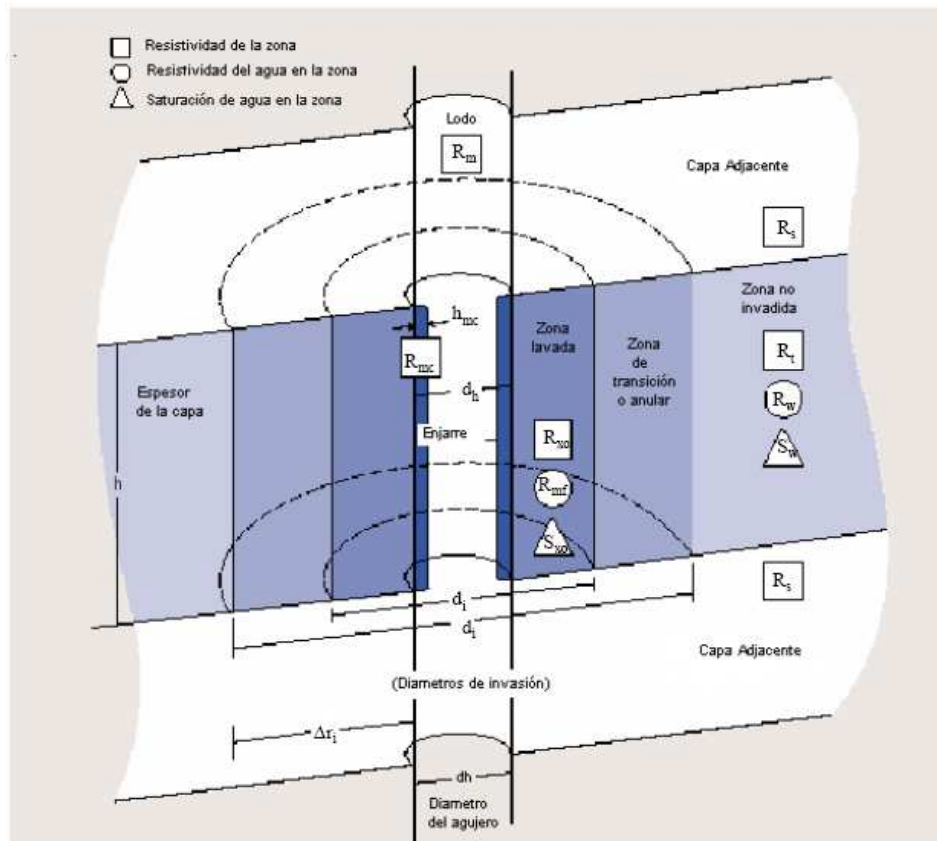


Figura 4.09. Muestra las resistividades y las distintas zonas de interés. (TESIS: ADMINISTRACIÓN INTEGRAL DE YACIMIENTOS PETROLEROS)

Registros nucleares

La determinación de la porosidad de la formación se puede hacer de manera indirecta a través de las medidas obtenidas de herramientas nucleares o acústicas.

Las herramientas nucleares utilizan fuentes radioactivas. Mediante la medición de la forma de interactuar, con la formación de las partículas irradiadas por la fuente, se pueden determinar algunas características.

Se tienen tres tipos de herramientas nucleares:

- | | |
|----------------------|-----------------------------|
| 1. Radiación natural | Rayos Gamma, espectroscopia |
| 2. Neutrones | Neutrón compensando |
| 3. Rayos gamma | Litodensidad compensada |

Las herramientas para medir radiación natural no requieren de fuentes radioactivas y la información que proporcionan es útil para determinar la arcillosidad y contenido de minerales radioactivos de la roca.

Las herramientas de neutrón compensado y litodensidad requieren de fuentes radioactivas emisoras de neutrones rápidos y rayos gamma de alta energía, respectivamente.

Dada la forma diferente en que las partículas interactúan con la materia, resulta útil la comparación directa de las respuestas obtenidas para la detección de zonas con gas, arcillosas, etc.

De manera general tenemos:

$\Phi_N \approx \Phi_D$	Caliza
$\Phi_N \gg \Phi_D$	Arcillas
$\Phi_N \ll \Phi_D$	Gas
$\Phi_N > \Phi_D$	Arenas
$\Phi_N < \Phi_D$	Dolomías

En donde:

Φ_N Porosidad del registro de neutrón compensado.

Φ_D Porosidad del registro de litodensidad compensada.

Neutrón compensado.

La herramienta de neutrón compensado utiliza una fuente radioactiva (emisor de neutrones rápidos) y dos detectores. Su medición se basa en la relación de conteos de estos dos detectores. Esta relación refleja la forma en la cual la densidad de neutrones decrece con respecto a la distancia de la fuente y esto dependen del fluido (índice de hidrógeno) contenido en los poros de la roca y por lo tanto, de la porosidad.

La herramienta es útil como indicador de gas. Esto es porque mide el índice de hidrógeno y el gas contiene un bajo índice, entonces la porosidad aparente medida será baja. Al comparar esta porosidad aparente con la determinada por otras herramientas tales como el Litodensidad o el sónico, es posible determinar la posible presencia de gas.

Aplicaciones principales:

1. Determinación de la porosidad.
2. Identificación de la litología.
3. Análisis del contenido de arcilla.
4. Detección de gas.

Litodensidad compensada.

El equipo de litodensidad es una herramienta que utiliza una fuente radioactiva emisora de rayos gamma de alta energía y se usa para obtener la densidad de la formación e inferir con base en esto la porosidad; así como efectuar una identificación de la litología.

Para obtener la densidad, se mide el conteo de rayos gamma que llegaron a los detectores después de interactuar con el material. Ya que el conteo obtenido es función del número de electrones por $[\text{cm}^3]$ y éste se relaciona con la densidad real del material, lo que hace posible la densidad. La identificación de la litología se hace por medio de la medición del “índice de absorción fotoeléctrica”. Éste representa una cuantificación de la capacidad del material de la formación para absorber radiación electromagnética mediante el mecanismo de absorción fotoeléctrica.

Aplicaciones principales:

1. Análisis de la porosidad.
2. Determinación de litología.
3. Calibrador.
4. Identificación de presiones anormales.

Espectroscopia de rayos gamma.

La respuesta de una herramienta de rayos gamma depende del contenido de arcilla de una formación. Sin embargo, la herramienta de rayos gamma naturales no tiene la capacidad de diferenciar el elemento radioactivo que produce la medida. La mayor parte de la radiación gamma natural encontrada en la tierra es emitida por elementos radioactivos de la serie del uranio, torio y potasio. El análisis del contenido de uranio puede facilitar el reconocimiento de rocas generadoras.

En rocas de carbonatos se puede obtener un buen indicador de arcillosidad si se resta de la curva de rayos gamma la contribución del uranio.

Aplicaciones principales:

1. Análisis del tipo de arcilla.
2. Detección de minerales pesados.
3. Contenido de potasio en evaporitas.
4. Correlación entre pozos.

Rayos Gamma naturales.

El registro de rayos gamma naturales es una medición de la radioactividad natural de las formaciones. En las formaciones sedimentarias el registro normalmente refleja el contenido de arcilla de las formaciones porque los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas. Las formaciones limpias generalmente tienen un nivel muy bajo de radioactividad, a menos que contaminantes radioactivos como cenizas volcánicas o residuos de granito estén presentes o que las aguas de formación contengan sales radioactivas disueltas.

El registro de rayos gamma puede ser corrido en pozos entubados, lo que lo hace muy útil como una curva de correlación en operaciones de terminación o modificación de pozo. Con frecuencia se usa para complementar el registro del SP y como sustituto para la curva SP en pozos perforados con lodo salado, aire o Iodos a base de aceite. En cada caso, es útil para la localización de capas con y sin arcilla y, lo más importante, para la correlación general.

Aplicaciones principales:

1. Indicador de arcillosidad.
2. Correlación.
3. Detección de marcas o trazadores radiactivos.

Registros Acústicos

En su forma más sencilla, una herramienta sónica consiste de un transmisor que emite impulsos sónicos y un receptor que capta y registra los impulsos. El registro sónico es simplemente un registro en función del tiempo, t , que requiere una onda sonora para atravesar un pie de formación. Este es conocido como tiempo de tránsito, Δt ; t es el inverso de la velocidad de la onda sonora. El tiempo de tránsito para una formación determinada depende de su litología y su porosidad. Cuando se conoce la litología, esta dependencia de la porosidad hace que el registro sónico sea muy útil como registro de porosidad. Los tiempos de tránsito sónicos integrados también son útiles al interpretar registros sísmicos. El registro sónico puede correrse simultáneamente con otros servicios.

Sónico digital.

La energía sónica emitida desde el transmisor impacta la pared del pozo. Esto origina una serie de ondas en la formación y en su superficie. El análisis del tren de ondas complejo, proporciona la información concerniente a la disipación de la energía de sonido en el medio.

La herramienta sónico digital permite la digitación del tren de ondas completo en el fondo, de tal manera que se elimina la distorsión del cable. La mayor capacidad de obtención y procesamiento de datos permite al análisis de todos los componentes de la onda de sonido (ondas compresionales, transversales y Stoneley).

Aplicaciones principales:

1. Correlación de datos sísmicos.
2. Sismogramas sintéticos.
3. Determinación de porosidad primaria y secundaria.
4. Detección de gas.
5. Detección de fracturas.
6. Características mecánicas de la roca.
7. Estabilidad del agujero.
8. Registro sónico de cemento.

Efecto de invasión.

Cuando se perfora el pozo dentro de una formación, la roca y sus fluidos contenidos en ella (sistema roca-fluidos) son alterados en la vecindad del agujero. El agujero del pozo perforado y la roca que rodea a este se contaminan por el lodo de la perforación, el cual afecta las mediciones de los registros de pozo.

El lodo de perforación ayuda a eliminar los recortes del agujero del pozo hacia la superficie, lubrica y enfría la barrena de perforación. Asimismo, mantiene la presión del pozo por arriba de la presión de la formación. El excedente de esta presión previene los brotes. La densidad del lodo de perforación se mantiene lo suficientemente alta permitiendo que la presión hidrostática en la columna del lodo sea siempre mayor que la

presión de la formación. Esta diferencia de presión provoca que cierto volumen del lodo de perforación invada las formaciones permeables y porosas.²²

Conforme la invasión del lodo se presenta, bastante cantidad de partículas sólidas (por ejemplo, minerales arcillosos del lodo de perforación) se entrapan sobre la pared del agujero del pozo y forman el enjarre del lodo, mc. El fluido que se filtra dentro de la formación durante la invasión se denomina filtrado del lodo, mf. Los valores de resistividad para el lodo de perforación, el enjarre del lodo, y el filtrado del lodo son registrados en el encabezado del registro.

Los fluidos originales cercanos a la pared del pozo son desplazados por el filtrado del lodo de perforación, la resistividad de la roca depende del fluido contenido en ella. Si el fluido contenido en los poros es más salino, esto hace a la formación más conductiva (menos resistiva), mientras que si el fluido contenido es menos salino o hidrocarburo, la formación es menos conductiva (más resistiva).

Las herramientas de registros tienen una característica que es su profundidad de investigación que significa que tan profundo puede medir la herramienta. Un equipo de inducción doble proporciona tres mediciones: inducción profunda ILD, inducción media ILM y esférica enfocada SFL. Debido a que las tres medidas tienen diferentes profundidades de investigación (Prof. Invest. $ILD > ILM > SFL$), estarán más o menos influenciadas por la zona invadida. Si no hay invasión, las tres curvas medirán prácticamente lo mismo (**Figura 4.10**). Si la invasión es somera afectará a la medición con menor profundidad de investigación, la SFL, mientras que la ILD e ILM medirán casi igual. Con una invasión moderada, las tres curvas se separan. Cuando la invasión es más profunda, la separación entre las tres curvas se hace más pronunciada.

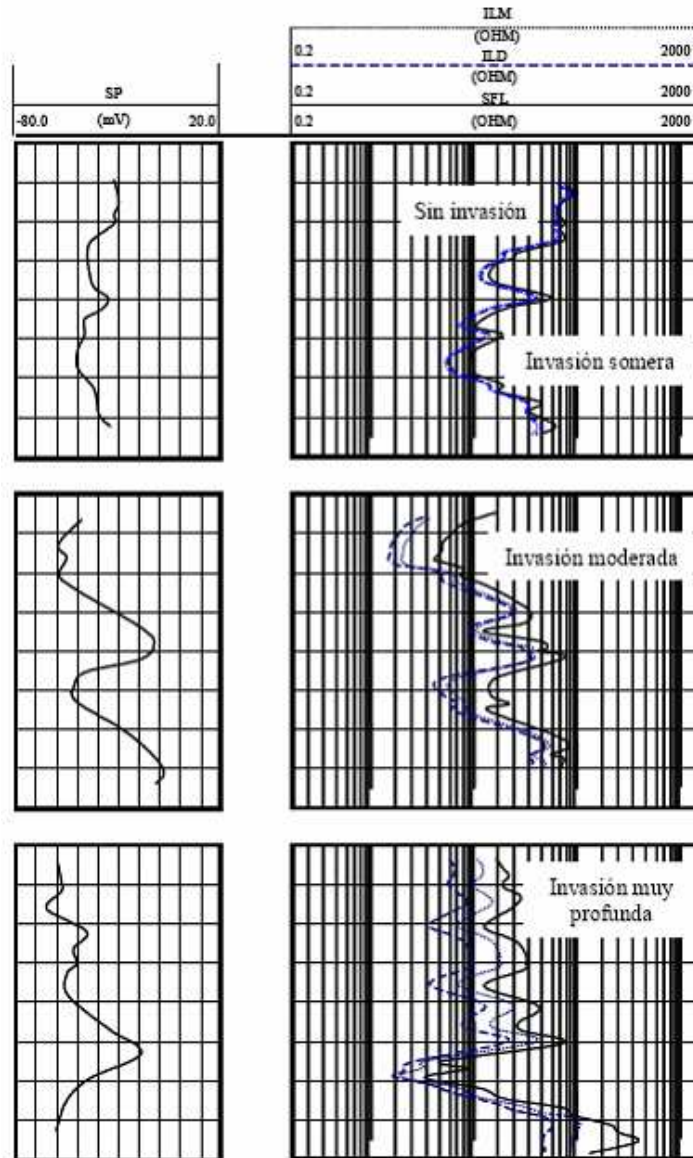


Figura 4.10. Efecto de invasión. (UN SIGLO DE LA PERFORACIÓN EN MÉXICO)

Una de las herramientas más concurridas son los registros geofísicos, y en el caso de la caracterización, tratamiento, mitigación y prevención del daño a la formación, no será la excepción, la siguiente es una lista de fenómenos que son identificables por los registros y sirven en la tarea de reducir, prevenir o tratar el daño a la formación:

Al conocer la presencia y la depositación de cuerpos arcillosos, se debe de tener precaución al elegir ciertos fluidos que generen inestabilidad por hinchamiento, dispersión o migración.

Teniendo en cuenta la mineralogía y tipo de roca de la que se encuentra en el yacimiento, se puede hacer de manera más correcta la elección de ácidos a usar en un tratamiento de acidificación o de fracturamiento con ácidos.

Al saber la resistividad, salinidad y pH. del agua de formación, podemos adelantar fenómenos que puedan ocurrir con fluidos de fuentes externas, perforación, terminación, etc., que entran al yacimiento y reaccionan con los fluidos propios de la roca.

Conociendo los valores de resistividad de zonas someras, medias y profundas y con el correcto análisis, se puede llegar a conocer la amplitud del enjarre, de la zona invadida y de la zona virgen. Las cuales son de gran ayuda para obtener el radio de invasión, r_s , una aproximación cualitativa de la presencia de sólidos y la penetración que tuvo. Ya que también es importante conocer el radio de invasión para tener una mejor planeación del tipo de fracturamiento, su modelo y su penetración que se pretende sea mayor que dicho radio de invasión.

Los estratos permeables, porosos y con presencia de fluidos de interés son identificables para su posterior evaluación por otros métodos, los registros geofísicos también ayudan para identificar las condiciones de una cementación, de tuberías y del movimiento de fluidos y contactos dentro del yacimiento, por lo cual se convierten en una de las herramientas más importantes durante la vida entera del yacimiento.

Con el valor de la densidad de la formación, los diseños de fracturamiento hidráulico, considerando las tensiones in situ con valores más reales, serán de mayor ayuda por ser más exactos.

Cuando se cuenta con el valor de la porosidad a ciertas profundidades y después se compara con la de una muestra nucleada, se puede concluir la severidad del daño por taponamiento y reducción de la porosidad, pues los registros no entregan un valor de permeabilidad de la roca, solo es una propiedad que se infiere indirectamente de manera cualitativa.

IV.4. LABORATORIO⁷

Si bien el laboratorio no ofrece técnicas directas para cuantificar el daño de una manera tan puntual como el análisis de pruebas de presión, si ofrecen las bases y características muy importantes para su tratamiento y caracterización.

Por medio de pruebas con núcleos se ha estado tratando el problema del daño a la formación, gracias a los escenarios simulados en condiciones controladas, se experimenta con un amplio rango de variables que dan como resultado pronósticos sobre las reacciones que ocurrirían en la roca del yacimiento a condiciones de flujo y su efecto en la alteración de las propiedades del núcleo. Muchos de los valores obtenidos de dichas pruebas son útiles para crear modelos que posteriormente mediante su análisis se obtendrá mayor información sobre el valor del daño a la formación. Este ejercicio entrega información muy importante para obtener la contribución relativa de los mecanismos del daño. Esta información puede ser usada para simular los procesos que generan el daño a la formación, por lo que es una herramienta muy útil para prever escenarios y optimizar las aplicaciones en vías de evitar los problemas por daño a la formación.

Las pruebas de laboratorio son componentes importantes dentro del procedimiento de la caracterización del daño.

Para realizar una correcta caracterización del daño, se requiere de conocer la historia completa del pozo. Cada fase, desde la perforación hasta la producción e inyección. Conocimiento de cada una de las fuentes del daño, por operaciones como perforación, cementación, disparos, terminación y reparaciones, empacamientos de grava, producción, estimulación e inyección.

Las pruebas de laboratorio son diseñadas para determinar, entender y cuantificar los procesos que ocurren, sus parámetros y la dependencia con varias condiciones operacionales en el campo, y su efecto en el daño a la formación. Las pruebas de laboratorio ayudan a determinar la contribución relativa de varios mecanismos de formación del daño. Frecuentemente, dichos mecanismos son clasificados en 2 grupos.

1. Interacciones fluido-fluido.

- a) Bloqueo por emulsión.
- b) Depositaciones inorgánicas.
- c) Depositaciones orgánicas.

2. Interacciones fluido-roca.

- a) Migración y depositación de partículas finas de la formación.
- b) Invasión, migración y depositación de partículas finas de una fuente externa.
- c) Alteración de la formación y del sistema poroso por procesos tenso activos como absorción, adsorción, cambio de mojabilidad e hinchamiento.

El conocimiento de las características del yacimiento es una información esencial para estudios del daño a la formación y su interpretación.

Las propiedades y heterogeneidades pueden ser definidas efectivamente usando 4 niveles de magnitud:

Micro (Datos de escala en microscopio).

- Distribución de poros y tamaño de grano.
- Radio de garganta de poro.
- Litología de la roca.

Macro (Datos de escala en núcleos).

- Permeabilidad
- Porosidad.
- Mojabilidad.

Mega (Datos de escala de un bloque en la malla de un simulador).

- Datos sísmicos.

Giga (Datos de escala del yacimiento).

- Pruebas de variación de presión.
- Modelo geológico.

Técnicas de laboratorio más usadas.

Petrografía de secciones delgadas (TSP).

Esta técnica se usa para examinar secciones delgadas de muestras de núcleos para determinar la textura, tipo de roca, porosidad primaria y secundaria, tipo de fracturas, así como la localización y la abundancia relativa de los detritos y minerales arcillosos y la disposición de los minerales de la matriz, materiales cementantes, y la estructura de los poros.

Análisis de la imagen petrográfica (PIA).

Como las propiedades físicas de las rocas sedimentarias tienen una dependencia muy fuerte en la estructura geométrica de sus espacios porosos. Por lo tanto, dicho análisis geométrico de la estructura del espacio poroso puede entregar información importante para la evaluación de la formación. La técnica del análisis de la imagen petrográfica analiza las fotografías de los cortes, de secciones delgadas, o trozos de muestras de núcleo usando alta velocidad de imagen para inferir importantes propiedades petrofísicas incluyendo los parámetros de la textura, tamaño y distribución de los granos de la roca, topografía, tamaños de poro y de garganta, porosidad, permeabilidad, presión capilar y factor de formación.

Las imágenes de las superficies de la roca pueden ser obtenidas por fotografía digital computarizada microscópica. Dichas imágenes pueden ser analizadas por varias técnicas para determinar los atributos de las texturas y obtener las características petrofísicas de la formación cercana al fondo del pozo.

Tomografía Acústica (AT).

La técnica de tomografía acústica facilita las lecturas de velocidad acústica y la correlación de las propiedades acústicas de las rocas para construir imágenes de las rocas dañadas por deformación, como deformaciones elásticas y dilatantes, colapso de poros y procesos de consolidación normal.

Tomografía de rayos X computarizada (XRCT).

La técnica de tomografía de rayos X computarizada es una prueba no destructiva, que provee a detalle un examen de dos y tres dimensiones para muestras de núcleos consolidadas y no consolidadas durante el flujo de fluidos, como lodos de perforación y se determina información como el número atómico, porosidad, densidad de la roca y saturación de fluidos. Esta técnica ha sido adaptada del campo de la radiología médica.

Esta técnica permite reconstruir imágenes de secciones verticales y horizontales. Las imágenes tridimensionales pueden ser reconstruidas de las imágenes de cortes

realizados a distintos espesores. Dichas imágenes proveen una imagen interna y la posibilidad de comprender la alteración del sistema poroso por distintos procesos.

Fluoroscopia de rayos X (XRF).

La técnica es usada para determinar los perfiles de invasión del fluido de perforación en muestras de núcleos consolidadas y no consolidadas y es especialmente conveniente para pruebas no consolidadas.

Microscopio de escaneo de electrones.

Las interacciones entre la roca y el fluido que causan el daño a la formación son resultado del contacto directo de los minerales de relleno y recubrimiento presente en el espacio poroso en las formaciones cercanas al fondo del pozo. El análisis mineralógico, abundancia, tamaño y tipo o morfología de estos minerales pueden ser observados por esta técnica.

Selección de fluidos compatibles con el yacimiento.

La *Figura 1 (Apéndice C)*, propuesta por Masikevich y Bennion (1999), muestra la información típica, pruebas y procesos necesarios para pruebas en laboratorios en un diseño óptimo, así como selección de fluidos compatibles con el yacimiento. Por lo tanto se clasifico el proceso de prueba de un fluido en un diseño de 6 pasos:

1. Identificación de las características del fluido y la roca.
2. Especulación del potencial de los mecanismos del daño a la formación.
3. Verificación y cuantificación de los mecanismos pertinentes del daño a la formación por varias pruebas.
4. Investigación del potencial de las técnicas de mitigación del daño a la formación.
5. Desarrollo de un sistema efectivo para minimizar y/o evitar invasión de fluidos y finos hacia el medio poroso.
6. Pruebas a fluidos candidatos para una óptima selección.

CAPÍTULO V

PREVENCIÓN DEL DAÑO

La prevención del daño a la formación se concibe desde la primera actividad que involucre el intervalo productor hasta su abandono, durante las actividades de: perforación, cementación, terminación, disparos, reparaciones, empacamientos de grava, producción, tratamientos de estimulación, inyección de agua, inyección de gas. En todas las actividades se debe tomar en cuenta que la alteración creada repercutirá directamente en la capacidad productiva del yacimiento y por lo tanto en el valor económico de dicha explotación de hidrocarburos.

Como se ha visto en los capítulos anteriores la prevención del daño es primordial; para ilustrar de manera más concreta la prevención del daño, cabe mencionar los siguientes puntos:

- Ejecutar las operaciones de exploración y extracción de la manera más limpia posible. Entendiendo limpia como el uso de fluidos libres de sólidos en exceso.
- Usar fluidos compatibles con el yacimiento, mediante estudios de laboratorio indicando que dichos fluidos no formaran reacciones químicas en presencia de los del yacimiento que den como resultado precipitación de sólidos orgánicos e inorgánicos.
- Contar con los antecedentes de cada operación, por ejemplo: Tipo de formación, columna estratigráfica, mineralogía del yacimiento, presencia de fluidos, facies, tipo de estructura, avance con la barrena, tiempo de penetración, tipo de fluidos usados en las distintas etapas de perforación, aditivos usados en la perforación, volumen de filtrado perdido, análisis de registros geofísicos, reporte de cementación, aditivos de cementos, registro sísmico para reconocer la cementación, tipo de terminación realizada, pruebas de formación, análisis nodal, etc.
- Llevar a cabo una correcta planeación, y una efectiva ingeniería de diseño para cada etapa, siempre con el respaldo del laboratorio y software.

El cuadro siguiente propone algunas medidas preventivas para ambos casos, de invasión de fluidos y sólidos.¹²

1.- Invasión de fluidos hacia la formación		
Efecto de daño.	Métodos de estimación.	Medidas practicas preventivas.
1. Hinchamiento de arcillas. 2. Emulsificación. 3. Precipitación de sólidos. 4. Alteraciones en la roca por movimiento de finos. 5. Reducción en la permeabilidad relativa debido a la presencia de una tercera fase.	a) Pruebas de flujo en muestras de núcleos para determinar la compatibilidad de los fluidos involucrados. b) Prueba de 3 pasos de filtración basada en la ecuación de Carman. c) Pruebas API. d) Pruebas estándar API. e) Llevar a cabo lo anterior a condiciones de presión y temperaturas necesarias.	1. Uso de aditivos que reducen las perdidas de filtrado. 2. Reducir la presión diferencial contra la formación. 3. En áreas que puedan aplicarse, usar fluidos base aire o gas. 4. En la medida de lo posible usar fluidos y componentes que sean compatibles con la formación. 5. Hasta donde sea posible minimizar el tiempo de exposición.

2.- Invasión de sólidos hacia la formación		
Efecto de daño.	Métodos de estimación.	Medidas practicas preventivas.
1. Reducción en el espacio poroso o taponamiento por sólidos intrusos. 2. Incremento en agua intersticial y por lo tanto reducir permeabilidad relativa al gas y/o al aceite.	a) Análisis de pruebas de filtrado. b) Confrontación de valores actuales con los de la muestra de núcleos.	1. Añadir sólidos coloidales de tamaño correcto. 2. Las medidas (2, 3 y 5) del primer cuadro.

Aún tomando todo lo anterior en cuenta no siempre se tiene un valor de daño nulo. Sin embargo, como se vio en los capítulos anteriores, dicho valor se modifica significativamente debido a la geometría del pozo, la forma en como se termina y se dispara el intervalo productor. Por lo cual se tiene todas las herramientas para

promover practicas limpias, seguras y bien planificadas que entregaran un yacimiento con el menor daño posible y consecuentemente una producción optimizada.

V.1. LA IMPORTANCIA DE PREVENIR EL DAÑO

Una consideración importante para reducir el daño por taponamiento de partículas es eliminar todas las posibles fuentes de partículas que se introduzcan a la formación.

Sin embargo esto no se puede evitar en su totalidad, por lo cual se propone lo siguiente para la reducción de dicho fenómeno.⁵

1. Los tanques de almacenamiento y tuberías que transportan los fluidos deben de ser limpiados.
2. Filtrar en la superficie los fluidos a través de una malla de 2 micrones.
3. Añadir oxígeno a manera de limpia en el sistema de flujo para prevenir la formación de partículas de óxido de hierro. Se debe de usar un secuestrante para prevenir la formación de hidróxido de hierro.
4. Reducir la presión hidrostática para tener condiciones cercanas al balance o bajo balance con respecto a la presión de formación.

Estas precauciones darán como resultado en una disminución del abatimiento de la permeabilidad incluso si llegan a perderse grandes cantidades de ese fluido limpio (salmuera), hacia la formación. Si es necesario se puede añadir un aditivo para perdida de filtrado de carbonato de calcio en polvo. El enjarre puede ser parcialmente removido con ácido clorhídrico. Sin embargo, si grandes cantidades de finos de carbonato de calcio entran a los poros del sistema la remoción se vera limitada.

También resulta importante que las partículas finas así como las superficies de las rocas se mantengan en una condición de mojabilidad por agua después de la terminación, reparaciones o tratamientos a pozos.

El hecho de que el obturamiento del sistema poroso por partículas finas se encuentra relacionado con el gasto en el flujo, cuando se limpia el pozo después de la terminación o reparaciones se debe evitar hacerlo a altos gastos. Los datos de laboratorio, respaldados con la experimentación en el campo muestran que las partículas que se encuentran libres de moverse por los canales porosos en las cercanías del fondo del pozo pueden ser de mejor manera removidas por la producción inicial lenta y gradualmente aumentar el gasto hasta que el valor deseado se alcance.

A altos gastos las partículas dispersadas de manera errática tienden a interferir entre ellas mismas mientras se acercan a las constricciones del poro para finalmente obturar parcial o completamente el flujo de fluidos del yacimiento al pozo. (*Figura 5.01*).

A bajos gastos, las partículas presentan un movimiento más suave que puede resultar en:

- 1) Alineación gradual de las partículas que permiten su paso por los poros sin obturar.

2) Las partículas son desplazadas en un flujo de agua no-bloqueante en una posición fuera de la dirección del flujo principal.

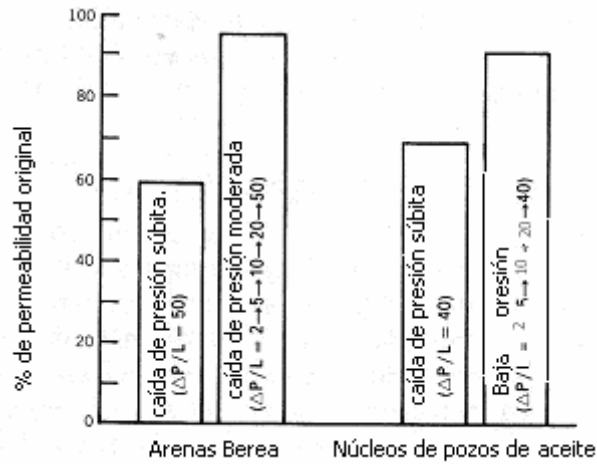


Figura 5.01. En pruebas con núcleos, los aumentos graduales en los gastos de flujo muestran altas permeabilidades al final, en lugar de aumentar en un solo paso dicho gasto. (THOMAS O. ALLEN, ALAN P. ROBERTS. PRODUCTION OPERATIONS 2)

A continuación se mostrara un pequeño ejemplo de por que es importante la prevención de la formación del daño en lugar de procedimientos correctivos, estimulación, para superar la limitación en la productividad.

Pozo terminado con un diámetro de $d=6$ [pg] en un intervalo productor con un espesor de $h=10$ [ft], se tiene una permeabilidad inicial sin alterar de $k=100$ [md], dicho yacimiento contiene aceite de viscosidad $\mu_o=0.5$ [cp], con una producción de $q_o=100$ [bpd]. Si este pozo se encuentra dañado en gran medida la permeabilidad se vera reducida a $k_s=1.0$ [md] en un radio $r_s=2$ [ft], entonces, con la misma caída de presión, solo se obtendrán $q_o=5$ [bpd].

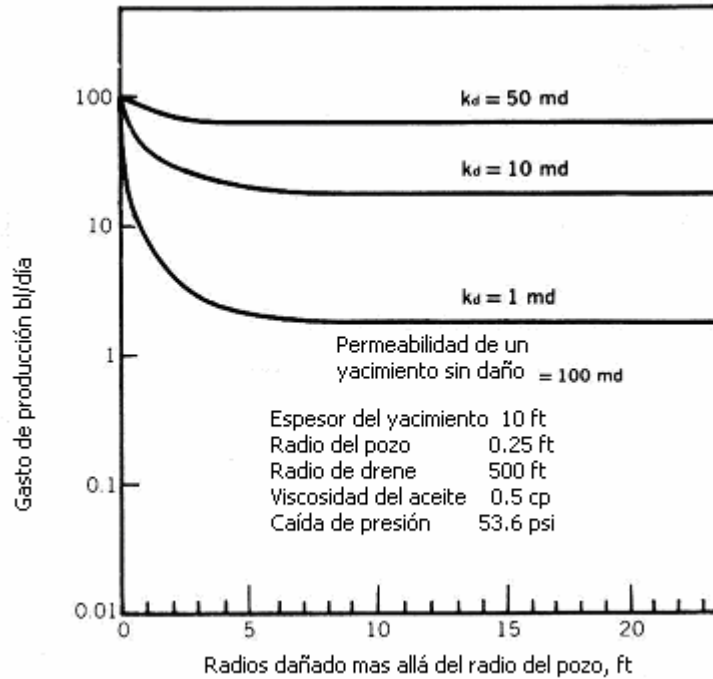


Figura 5.02. Efecto del daño a la formación en la productividad de pozos. (THOMAS O. ALLEN, ALAN P. ROBERTS. PRODUCTION OPERATIONS 2)

La (*Figura 5.02*) relaciona la pérdida productividad y el grado del daño a la formación. El punto importante es que con el flujo radial, el área crítica son los primeros pies desde el pozo hacia el yacimiento. Debido a este daño, la caída en la productividad es dramática, por lo que la prevención del daño a la formación debe de ser uno de los objetivos principales en los diseños de las operaciones durante toda la cadena de valor en la industria petrolera.

CAPÍTULO VI

CORRECCIÓN DEL DAÑO

En muchos de los casos los tratamientos para la corrección del daño o la creación de canales extensivos o modificaciones de las reacciones entre los fluidos propios del yacimiento, se hacen necesarios debido a que las posibilidades de recuperar la máxima cantidad de hidrocarburos posible se ve en riesgo.

La corrección del daño requiere de conocer el tipo y la caracterización del daño, los tratamientos para su remoción son los siguientes:

Estimulaciones reactivas: Tratamiento con ácido

Estimulaciones no-reativas: Fracturamiento hidráulico.

Tratamiento con surfactantes: Tratamiento con agentes que cambian tensión interfacial, superficial, mojabilidad, presión capilar.

Tratamiento de calor intenso: Tratamiento para remover ceras por depositación de parafinas y asfáltenos, así como para deshidratar arcillas.

Para llevar a cabo de manera correcta un tratamiento para remoción de daño se debe de identificar aspectos necesarios.¹¹

Los parámetros más importantes de análisis para el diseño de tratamientos de remoción de daño son:

- a) Permeabilidad
- b) Presión del yacimiento
- c) Porosidad
- d) Mineralogía de la formación
- e) Densidad de los fluidos de la formación
- f) Saturación de los fluidos de la formación
- g) Temperatura del yacimiento
- h) Profundidad de la formación
- i) Factor de daño

Las pruebas de variación de presión y su análisis sirven de mucho al momento de comenzar el diseño de tratamientos de remoción de daño para aumentar la capacidad productiva del yacimiento. Como se estudio en capítulos anteriores durante la producción se puede determinar que el yacimiento se encuentra dañado, y para la comprobación y cuantificación del mismo se hecha mano de herramientas para la determinación de parámetros como la permeabilidad, factor de daño y conductividad del yacimiento.

También gracias a muestras y pruebas de laboratorio se lleva a cabo el análisis necesario y anticipado a un tratamiento, ya que sirven para determinar y conocer el mecanismo de daño que se presenta en la formación a estimular, para ello se enlista una serie de análisis y pruebas comunes.

Análisis composicional: Esta prueba permita detectar la presencia de emulsiones, sedimentos orgánicos y/o inorgánicos, etc., que puedan estar provocando el daño al yacimiento. Así como también se puede determinar la densidad del crudo a producir.

En forma análoga se realiza el análisis para el agua y poder determinar su densidad, pH, y sales disueltas en ella.

Análisis mineralógico: Se realiza para determinar el contenido mineralógico y proporción del mismo en la roca del yacimiento, y esto es de gran importancia para identificar el tipo de fluido a usar dentro de la estimulación así como sus aditivos. Este análisis se puede determinar de dos formas, fluorescencia y difracción de rayos X, de los cuales se obtiene la distribución cualitativa de los minerales presentes en la roca.

Dentro de las pruebas de laboratorio es importante recordar que los fluidos que se tienen que inyectar deben de guardar cierto orden respecto a la forma en como reaccionarán con los fluidos de la formación o con la roca en sí. Por lo cual se deben llevar a cabo las siguientes pruebas.

Prueba de compatibilidad: Gracias a esta prueba se puede determinar la capacidad de mezcla, homogeneidad y solubilidad, rompimiento de emulsiones y mojabilidad por agua de los fluidos a usar en el tratamiento con los fluidos contenidos en la formación.

Prueba de emulsión: Se realiza para determinar la cantidad de ácido separada en el menor tiempo, la calidad de las fases ácido- hidrocarburos y la tendencia a formar precipitados de asfáltenos.

Prueba de agua de formación: Se realiza esta prueba para determinar la tendencia a generar incrustaciones de sales en los aparejos de producción y la precipitación de estas en la formación.

VI.1. ESTIMULACIÓN CON ÁCIDOS¹¹

Se inyectan fluidos ácidos para que reaccionen químicamente disolviendo materiales que provocaron el daño a la formación, así como sólidos contenidos en la roca. Por ejemplo: arcillas, precipitaciones inorgánicas.

Un ácido para que pueda ser utilizado en la estimulación de pozos debe cumplir con las siguientes características:

- Los productos de reacción deben ser solubles en agua y de fácil remoción.
- Sus efectos dañinos puedan ser controlados.
- De fácil manejo.
- De bajo costo.
- Disponibles en grandes cantidades.

Dentro de los ácidos más usados se encuentran los siguientes:

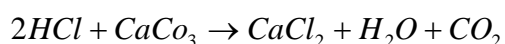
Ácidos inorgánicos: Clorhídrico y Fluorhídrico.

Ácidos orgánicos: Acético y Fórmico.

Ácidos Inorgánicos.

Ácido Clorhídrico: Es el más utilizado en la estimulación de pozos y consiste de una solución de cloruro de hidrógeno en forma de gas en agua, puede alcanzar concentraciones de hasta el 43 % en peso a condiciones estándar, sus productos de reacción son solubles en agua y es altamente corrosivo. El ácido clorhídrico reacciona con material calcáreo compuesto principalmente de calcita y dolomía. En el mercado se encuentra hasta una concentración del 32% en peso y se le conoce como ácido muriático.

La reacción básica entre el ácido clorhídrico y la caliza es la siguiente:



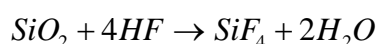
La reacción con la dolomita es similar pero la composición química es ligeramente diferente:



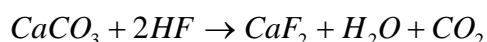
Ácido Fluorhídrico: Es el único ácido que disuelve materiales arcillosos como feldespatos y arena (cuarzo). Además de reaccionar con estos materiales, también reacciona con minerales calcáreos y con los iones positivos de la salmuera de la formación. Sin embargo, los productos de reacción son insolubles en agua, por lo que se deben realizar pruebas rigurosas de compatibilidad. Este ácido es utilizado mezclado con el ácido clorhídrico y la mezcla más común es; 3% HF y 12% HCl, la acción corrosiva es similar a la del ácido clorhídrico.

El ácido fluorhídrico es el único ácido que disuelve minerales sílicos sin formar precipitados. En el mercado se puede obtener en soluciones acuosas del 40 al 70% en peso o como material puro en forma de anhídrita.

La reacción entre el ácido fluorhídrico con sílice es la siguiente:



La reacción con el carbonato de calcio es:



En el uso del ácido fluorhídrico presentan algunos inconvenientes:

1) Debido a la gran área de contacto de las arcillas, el ácido se gasta rápidamente reduciendo la penetración a escasos centímetros.

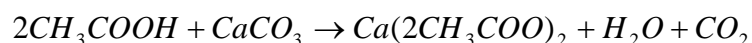
2) Este ácido, disuelve gran cantidad de minerales de sílice que funcionan como material cementante lo que puede ocasionar un colapso de la formación en la vecindad del pozo.

Ácidos orgánicos.

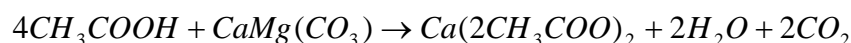
Estos ácidos son considerados mucho más débiles que el ácido clorhídrico.

Ácido Acético: Fue el primer ácido orgánico utilizado en la estimulación de pozos, es un ácido débil debido a que su ionización en agua es parcial y ocurre lentamente, se utiliza como ácido retardado. Su poder de disolución es menor que la del ácido clorhídrico pero es menos corrosivo. Se usa principalmente en calizas y dolomitas a altas temperaturas.

Reacción del ácido acético con el sílice:



Relación del ácido acético con el carbonato de calcio:



Ácido Fórmico: Este ácido tiene mayor poder de disolución que el ácido fluorhídrico y acético pero menor que el clorhídrico, se utiliza combinado con el ácido clorhídrico o con ácido fluorhídrico en concentraciones del 10%, a concentraciones mayores, los productos de reacción son gelatinosos y difíciles de extraer. Se usa principalmente en rocas calcáreas en pozos de alta temperatura.

Los tratamientos de estimulación por ácidos, son usados de manera más efectiva en formaciones dañadas de alta permeabilidad. Cuando el diseño de estimulación se efectúa de manera adecuada, usualmente la productividad del aceite se incrementa de manera adecuada, sin incrementar la del gas y agua.

El tratamiento con ácido también tiene los siguientes propósitos:

- Antes de comenzar un tratamiento de fracturamiento, para limpiar los desechos de los disparos, asegurándose que el fluido fracturante entre por el canal disparado con más facilidad.
- Para deshacer los geles, (sensibles al ácido), que se usan en los tratamientos de fracturamiento, si es que el gel del tratamiento no fue exitoso.
- Como un lavado previo antes de cementar.

- Acidificar el empacamiento de grava cuando la permeabilidad del empacamiento se encuentra alterada de forma negativa.

Ya se ha mencionado anteriormente los ácidos más usados y algunas de las formaciones en las que se recomienda su uso, sin embargo un modelo más confiable es el que ofrece Mc. Leod, como guía para la selección del ácido para el tratamiento, todo esto basado en su experiencia.

Situación.

Tratamiento con ácidos en carbonatos.

Fluido de la perforación.	5 % de ácido acético.
Daño por disparos.	(a) 9% de ácido fórmico. (b) 10% de ácido acético. (c) 15 % de ácido clorhídrico.
Daño profundo cerca del fondo del pozo.	(a) 15% de ácido clorhídrico. (b) 28% de ácido clorhídrico. (c) Ácido clorhídrico emulsificado.

Tratamiento con ácidos en arenas.

Solubilidad de HCl > 20%	Usar solo HCl.
Alta permeabilidad (más de 100 mD)	<ul style="list-style-type: none"> • Alta cantidad de cuarzo (80%), baja cantidad de arcilla (<5%). • Alta cantidad de feldespatos (>20%). • Alta cantidad de arcilla (>10%). • Alta cantidad de arcilla clorita e hierro.
	<ul style="list-style-type: none"> • 10% de HCl – 3% de HF^a • 13.5% de HCl – 1.5% HF^a • 6.5% de HCl – 1% de HF^b • 3% HCl – 0.5% HF^b
Baja permeabilidad (10 mD o menos)	<ul style="list-style-type: none"> • Baja cantidad de arcilla (<5%). • Alta clorita.
	<ul style="list-style-type: none"> • 6% de HCl – 1.5% de HF^c • 3% de HCl – 0.5% de HF^d

^a Prelavar con 15% de HCl.

^b Prelavar con secuestrante 5% de HCl.

^c Prelavar con 7.5% de HCl o 10% de ácido acético.

^d Prelavar con 5% de ácido acético.

Este cuadro en vez de usarse como una regla, debe de usarse como una guía para considerar opciones.¹⁶

En el diseño de estimulación por ácidos se debe de considerar aquellos fundamentos que influyen la decisión para elegir un ácido, la concentración que mejor aplica para el trabajo en particular, el volumen total de ácido a aplicar, y el gasto óptimo de inyección.

Además, un tratamiento de ácidos en arenas usualmente requiere un prelavado y/o un lavado posterior y estos fluidos deben de ser seleccionados. En el cuadro guía de McLeod se muestra que propone un prelavado para tratamientos en arenas con HCl; sin embargo no propone un lavado posterior, el cual seguiría siendo recomendable en muchos de los casos.

VI.1.1. PROBLEMAS MÁS USUALES DURANTE EL TRATAMIENTO CON ÁCIDOS⁵

El proceso de estimulación con ácidos se presenta como una opción para disminuir el daño a la formación. Sin embargo, durante esta actividad se pueden presentar problemas por una falta de planeación en el diseño de la inyección de los fluidos ácidos o por análisis en laboratorio de poca calidad.

En ocasiones, algunos materiales que se encuentran en la tubería de producción son arrastrados hacia la formación, hay que tener en cuenta que los ácidos intercambian iones con los metales (tubería de producción y de revestimiento), disminuyendo el espesor de los mismos, pudiendo llegar a dañarlos y arrastrando materiales y suciedades que se encuentran en las tuberías hacia la formación.

Por acción del ácido se crea dentro de la formación, bloques de emulsión. (En estimulaciones con ácidos posteriores a tratamientos con surfactantes)

Cuando el gasto de inyección es demasiado alto, los poros de gran tamaño se conectan entre si, de tal manera que se propaga estos canales creando (*Agujeros de gusano ó whormholes en ingles*), los estudios en laboratorio indican que dichos canales se pueden extenderse desde unos cuantos centímetros, hasta algunos metros. Por lo que los tratamientos ácidos en carbonatos, muchas veces actúan en las periferias del fondo del pozo y no abarcan zonas más profundas, por lo que se concluye que estos tratamientos cumplen con la remoción del daño en la zona más cercana al pozo. Sin embargo el ácido para estimular la matriz, entrega pobres resultados, si es que el daño a la formación era mínimo. En los casos de yacimientos naturalmente fracturados, el ácido puede actuar a lo largo de las fracturas existentes, y crear otra vía para poder llegar a una profundidad más allá del daño a la formación.

Cuando se inyectan en la formación grandes volúmenes de ácidos el riesgo de depositación de parafinas y asfáltenos es muy grande. De igual manera cuando se inyectan grandes cantidades de ácidos, y no se tiene un correcto diseño para la estimulación se presentan con regularidad los siguientes fenómenos perjudiciales:

- La roca puede perder consolidación por la disolución excesiva del material cementante que conforma a la matriz.
- Precipitación de productos secundarios de la reacción ácida con minerales de la formación.
- 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.

- 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.
- Los ácidos pueden destruir empacamientos de grava.

Aditivos.

Para el debido acondicionamiento de los ácidos a inyectar, y para prevenir los problemas antes mencionados, todos los ácidos utilizados en la estimulación de pozos requieren del uso de aditivos. Dicho acondicionamiento tiene fines de seguridad y para evitar reacciones indeseables o daños a la formación por incompatibilidad de fluidos (Gracias a los análisis y pruebas de laboratorio se prevén dichas reacciones indeseables). La selección y porcentaje de aditivos debe realizarse para cada problema a prevenir o solucionar en particular.

- o Inhibidores de corrosión.- Retardan la corrosión aún en temperaturas y profundidades altas.
- o Agentes no-emulsificantes.- Evita la formación de emulsiones (agua-aceite ó aceite-agua)
- o Agentes antilodos asfálticos.- Para evitar la precipitación de material orgánico.
- o Agentes suspensores.- Mantienen en suspensión los finos de la disolución de la roca.
- o Agentes de mojabilidad.- Para mantener la formación mojada en agua.
- o Agentes secuestrantes de hierro.- Para mantener en suspensión partículas de hierro.
- o Agentes penetrantes.- Facilitan la mojabilidad de la roca al agua.
- o Agentes reductores de fricción.- Reducen las perdidas de presión por fricción.
- o Agentes emulsificantes.- Para la utilización de ácidos emulsionados.
- o Agentes retardadores.- Retardan la acción del ácido.
- o Agentes espumantes.- Para facilitar la formación de espuma.
- o Agentes desviadores.- Utilizados para taponar temporalmente zonas de mayor permeabilidad.
- o Solventes mutuos.- Usados principalmente para la limpieza de arenas.

Máximo gasto de inyección.

La ecuación que representa la presión p_{wf} , a la que se inyecta el fluido a través del pozo al yacimiento, de radio de drene r_e , y presión de yacimiento p_R , es:

$$p_{wf} - p_R = \frac{q_i \mu}{2\pi k h} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w'} \right) - \frac{3}{4} \right] \dots\dots\dots(6a)$$

Donde:

r_w' Radio efectivo de pozo, $r_w' = r_w e^{-S}$

La **(ecuación 6a)** muestra que mientras aumenta el gasto de inyección, la presión en el fondo del pozo correspondiente también crece, es necesario mantener la p_{wf} bajo el límite de la fractura, el máximo gasto de inyección, $q_{i\max}$, se encuentra cuando :

$$p_{wf} = FG(D).....(6b)$$

Donde:

- FG Gradiente de fractura.
- D Profundidad de la formación.

Esto limita efectivamente el gasto de inyección a niveles bajos, especialmente el gasto inicial.

Optimización teórica del índice de productividad.

Un tratamiento con ácidos será efectivo en inicio si el pozo se encuentra con restricciones de flujo en las cercanías del pozo, yacimiento con daño. En este tipo de sistema de permeabilidad reducida, (k_s), que se extiende desde el radio de pozo, (r_w), hasta un radio, (r_s), más allá de esta zona hasta el radio de drene (r_e), la permeabilidad permanece constante. Se muestra la comparación entre este sistema y uno similar que tiene una permeabilidad constante (sin daño).

$$\frac{J_d}{J_0} = \frac{\left(\frac{k_s}{k}\right) \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right) + \left(\frac{k_s}{k}\right) \ln\left(\frac{r_e}{r_s}\right)}.....(6c)$$

Donde:

- J_0 Índice de productividad de una formación sin daño.
- J_d Índice de productividad de un pozo dañado a la misma presión de fondo fluyendo.

El siguiente ejemplo, resulta claro para identificar que el tratamiento de ácido es muy útil para remoción de daño, sin embargo como procedimiento de estimulación a un yacimiento sin daño, no resulta tan efectivo.

Suponer un pozo con las siguientes características:

- $r_w = 0.1[m]$
- $s = 15$
- $r_s = 0.4[m]$
- $k = 10[mD]$

$$r_e = 200[m]$$

Basando el comportamiento ideal en la (Ecuación 3b),

$$s = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right)$$

Despejar y obtener k_s

$$k_s = \frac{k}{\frac{(s)}{\ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right)} + 1} = \frac{10}{\frac{15}{\ln \left(\frac{0.1}{0.4} \right)} + 1} = 0.846[mD]$$

Entonces, aplicando la (Ecuación 6c)

$$\frac{J_d}{J_0} = \frac{\frac{0.85}{10} \ln \left(\frac{200}{0.1} \right)}{\ln \left(\frac{0.4}{0.1} \right) + \frac{0.85}{10} \ln \left(\frac{200}{0.1} \right)} = 0.3179 \quad \text{Ó} \quad J_0 = 3.146 J_d$$

Por lo tanto, la productividad del pozo dañado puede aumentar en un factor de 3, si el daño se remueve en su totalidad, la permeabilidad original se restablece.

Considerando el otro aspecto, cuando un yacimiento no se encuentra dañado, y se efectúa la estimulación con ácidos y la permeabilidad aumenta en un factor de 10, en el radio de 0.4 [m]

$$\frac{J_d}{J_0} = \frac{10 \ln \left(\frac{200}{0.1} \right)}{\ln \left(\frac{0.4}{0.1} \right) + 10 \ln \left(\frac{200}{0.1} \right)} = 0.9821 \quad \text{Ó} \quad J_0 = 1.018 J_d$$

Por lo que la estimulación a un yacimiento sin daño no ofrece posibilidades de éxito, como lo es cuando el daño está presente.

VI.2. TRATAMIENTO CON SURFACTANTES⁵

Los surfactantes o agentes tenso activos, son químicos que pueden llegar a ser favorables o no, afectando el flujo de fluidos en las cercanías del fondo del pozo. El uso de surfactantes debe de considerarse para terminaciones, para matar el pozo, reparaciones, y estimulaciones.

Para reconocer el rol de los surfactantes, es necesario entender la operación de los líquidos.

En el volumen completo de líquido, las moléculas ejercen una atracción mutua. Esta fuerza, es una combinación de las fuerzas de Van der Waals y fuerzas electrostáticas, esta fuerza es balanceada dentro del líquido pero ejerce tensión en la superficie de dicho líquido. Efectos similares se presentan entre dos líquidos inmiscibles o entre líquido y roca o metal en la superficie.

Características de los surfactantes.

Un surfactante puede ser definido como una molécula que busca una interfase y tiene la habilidad de alterar las condiciones prevalentes. Químicamente, un surfactante tiene afinidad por agua y aceite. La molécula de surfactante tiene dos partes, una parte que es soluble en aceite y la otra que es soluble en agua. La molécula es por lo tanto parcialmente soluble en agua y aceite, esto promueve la acumulación de surfactante en la interfase entre dos líquidos, entre un líquido y un gas, y entre un líquido y un sólido. Un surfactante con mayor afinidad por el aceite es usualmente clasificado como soluble por aceite, y el otro con mayor atracción por el agua es clasificado como soluble al agua. Algunos surfactantes son clasificados como un agente dispersor de agua o aceite.

Los surfactantes pueden traer en consecuencia los siguientes cambios en los fluidos y rocas del yacimiento

1. Aumentar o disminuir la tensión superficial e interfacial.
2. Hacer, romper, debilitar o fortalecer una emulsión.
3. Cambiar la mojabilidad de las rocas del yacimiento de la tubería de revestimiento, de la tubería de producción.
4. Dispersar arcillas u otros finos.

Los surfactantes tienen la habilidad de disminuir la tensión superficial de un líquido que está en contacto con un gas por adsorción en la interfase entre el líquido y el gas. Los surfactantes también pueden resumir la tensión interfacial entre dos líquidos inmiscibles por adsorción en las interfases entre los líquidos, y puede reducir la tensión interfacial y cambiar los ángulos de contacto por adsorción en interfases entre un líquido y un sólido.

La acción primaria de varios surfactantes es gracias a las fuerzas electrostáticas, por lo tanto un surfactante es clasificado, por la naturaleza iónica del grupo de moléculas que son solubles al agua. Esquemáticamente, la parte soluble al agua de una molécula es representada por un círculo y la parte soluble al aceite como una barra (**Figura 6.01**).

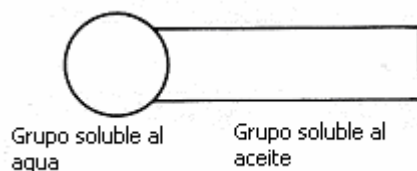


Figura 6.01. Molécula de Surfactante. (THOMAS O. ALLEN, ALAN P. ROBERTS. PRODUCTION OPERATIONS 2))

Surfactantes Aniónicos: Son moléculas orgánicas donde el grupo soluble al agua se encuentra negativamente cargado (**Figura 6.02**).

Ejemplos de surfactantes aniónicos incluyen sulfatos, sulfonatos, fosfatos y fosfonatos, siendo los más comunes los primeros dos.

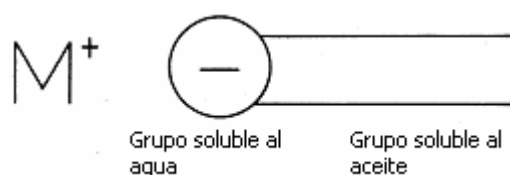


Figura 6.02. Surfactante aniónico, donde M^+ representa un Ion positivo como el Na^+ . (THOMAS O. ALLEN, ALAN P. ROBERTS. PRODUCTION OPERATIONS 2))

Surfactantes Cationicos: Son moléculas orgánicas donde el grupo soluble al agua se encuentra positivamente cargado (**Figura 6.03**).

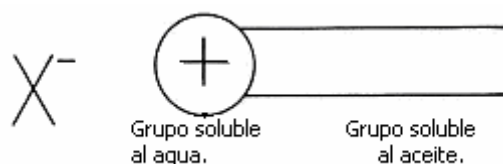


Figura 6.03. Surfactante Cationico, donde X^- representa un Ion negativo como el Cl^- . (THOMAS O. ALLEN, ALAN P. ROBERTS. PRODUCTION OPERATIONS 2))

Surfactantes No-Ionicos: Son moléculas orgánicas que no ionizan y, por lo tanto, permanecen sin carga (**Figura 6.04**). Muchos de los surfactantes no-ionicos contienen grupos solubles al agua que son polímeros ya sea de oxido de etileno u oxido de propileno.

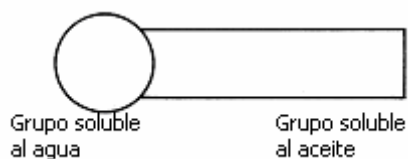


Figura 6.04. Surfactante no-iónico. (THOMAS O. ALLEN, ALAN P. ROBERTS. PRODUCTION OPERATIONS 2))

Surfactante Anfotérico: Son moléculas orgánicas donde el grupo soluble al agua puede ser negativamente, positivamente o permanecer sin carga, esto depende del pH. del sistema (*Figura 6.05*).

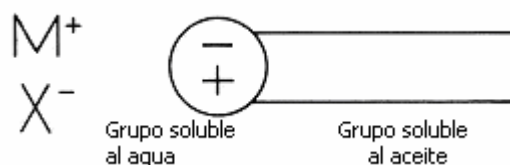


Figura 6.05. Surfactante anfotérico. (THOMAS O. ALLEN, ALAN P. ROBERTS. PRODUCTION OPERATIONS 2))

En Tabla 1 (*Apéndice D*) se muestra la lista de surfactantes comerciales por compañía mas usados en la industria petrolera, así como algunas propiedades.

Daño a la formación susceptible al tratamiento por surfactantes.

Distintos tipos de daño a la formación pueden ser prevenidos o tratados con surfactantes. La aproximación más efectiva es el uso de surfactantes para prevenir el daño que de otra manera podría ocurrir durante cualquier fase de operaciones en el pozo, incluyendo perforación, terminación, operación de matar el pozo, reparaciones y estimulación del pozo. Sin embargo, se debe tener extrema precaución en la selección y uso de surfactantes. Un surfactante específico puede prevenir un tipo de daño y crear algún otro.

Tipos de daños que podrían ser prevenidos, tratados o agravados por los surfactantes:

1. Rocas de la formación mojadas por aceite.
2. Bloques de agua.
3. Bloques de emulsión viscosos.
4. Creación de membrana o película interfacial entre los bloques.
5. Partículas de bloque causados por dispersión o movimiento de arcillas u otros finos
6. Restricción del flujo causado por alta tensión superficial o interfacial del líquido.

Requerimientos para tratamiento con surfactantes.

Un surfactante usado para prevenir o remover el daño debe de:

- Reducir la tensión superficial e interfacial.
- Prevenir la formación de emulsiones y romper emulsiones previamente formadas.
- Mojar la roca de yacimiento por agua, considerando la salinidad y pH. del agua involucrada.
- No se debe de presentar disturbios en formaciones con arcillas, hinchamiento, encogimiento.

- Mantener actividad de tensión superficial a condiciones de yacimiento.

Muchos de los surfactantes comerciales parecen tener pérdida de sus capacidades de tensión superficial cuando se tienen condiciones por encima de 50 000 [ppm] de salinidad. Para superar esta dificultad es recomendable bombear solvente o agua con salinidad relativamente baja, por ejemplo 1% KCl. El uso de dicho solvente también puede reducir la producción de agua inmediatamente. Sin embargo, el tratamiento de prelavado con solvente no debe ser usado en pozos de gas no asociado.

- Tener solubilidad en el fluido portador a temperatura de yacimiento. Algunos surfactantes son dispersados en su fluido portador.
- Tener tolerancia hacia la salmuera de la formación o fluidos producidos.

Estimulación con surfactantes.

El propósito primario de los surfactantes en terminaciones de pozos, reparaciones, estimulaciones debe de ser la prevención del daño. El problema real en la remoción de emulsiones de formaciones de arenas con surfactantes es la casi imposibilidad de tener el surfactante en íntimo contacto con las gotas de emulsión en las arenas. El bloqueo con agua es relativamente fácil de tratar. El objetivo es incrementar la permeabilidad relativa al aceite y disminuir la tensión interfacial.

Los bloques de emulsión pueden ser tratados; sin embargo, la estimulación con surfactantes tiende a crear canales a través de emulsiones viscosas. Si muchas de las emulsiones no son rotas durante la estimulación con surfactantes, la emulsión usualmente migrará hacia el área alrededor del fondo del pozo permitiendo las condiciones de bloqueo.

Si el problema es que la roca está mojada por aceite, esto puede ser tratado mediante la inyección de fuertes surfactantes mojadores por agua. Sin embargo, si el cambio de mojabilidad hacia el aceite de una arena es causado por surfactantes cationicos, los cationes son muy difíciles de remover. Lo mejor es evitar el tratamiento con surfactantes cationicos en arenas.

Como regla se sabe que es muy difícil diagnosticar el daño en la formación. Sin embargo, asumiendo que el problema ha sido diagnosticado como susceptible a tratamiento con surfactantes, el siguiente paso es planear el trabajo de remoción del daño existente sin causar un daño adicional. El plan de estimulación debe incluir previsiones prácticas que permitan usar un fluido portador limpio para el surfactante, incluyendo sistema de circulación, manejo y mezclado limpios.

Previo al tratamiento con surfactantes, puede llegar a ser necesario la limpieza de la tubería, el fondo del pozo y los disparos por presencia de óxido, sarros, parafinas, asfáltenos, arenas, sílice y otros escombros. La estimulación usualmente cumple con una solución diluida de surfactante, usualmente 2 o 3% en aceite filtrado o agua salada filtrada, los cuales son libres de químicos extraños.

VI.3. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO²

El fracturamiento hidráulico como cualquier otro método de estimulación, tiene como objetivo ajustar el efecto de daño (o el radio efectivo de pozo relacionado).

El fracturamiento hidráulico será beneficioso en formaciones de permeabilidades bajas a moderadas. Donde la remoción del daño no fue suficiente. El fracturamiento no puede modificar la capacidad productiva natural del yacimiento. Hablar de un daño de -6 por medio del fracturamiento es un compromiso masivo que no siempre se puede cumplir.

Cabe resaltar que cualquier tratamiento posterior al fracturamiento no tiene relación con el valor del tratamiento anterior.

La ejecución del fracturamiento hidráulico involucra la inyección de fluidos a una presión lo suficientemente alta para causar fallas en la tensión de la roca (fractura). A la presión inicial de fractura, usualmente conocida como, presión de rompimiento donde la roca se abre. Mientras los fluidos adicionales son inyectados, esas aberturas son extendidas y la fractura se propaga.

Cuando un fracturamiento hidráulico se efectúa propiamente, resulta en un sistema que se encuentra conectado al pozo con una mucha mayor permeabilidad que el de la formación. Este sistema de alta permeabilidad (frecuentemente de 5 a 6 veces en orden de magnitud mayor que el de la permeabilidad del yacimiento) es estrecho pero puede ser extremadamente largo. Las medidas típicas en el fracturamiento hidráulico para el ancho son del orden de 0.25 [pg], mientras que la longitud efectiva puede llegar a ser de 3,000 [ft].

En yacimientos con rangos de permeabilidades de moderada a alta (candidatos para el fracturamiento hidráulico) es necesaria una alta conductividad, mientras que la longitud de la fractura es de importancia secundaria.

Por otro lado, la longitud de la fractura en un yacimiento de baja permeabilidad, tiene la prioridad; mientras que la permeabilidad de la fractura es secundaria. Por lo tanto en el diseño en el fracturamiento hidráulico, estos requerimientos deben tomarse en cuenta.

Sin embargo en el caso de un tratamiento posterior para incrementar la producción, la geometría de la fractura se ve afectada por el estado de tensión y las propiedades de la roca. El diseño de fracturamiento por ingenieros petroleros, debe de tomar en cuenta el estado natural del yacimiento y la roca y su influencia en la ejecución de la fractura y en el intento de crear un tratamiento de estimulación óptimo.

Tensiones In-Situ.

Las formaciones en el fondo están sujetas a tensiones que pueden descomponerse en sus vectores constituyentes. La tensión vertical es el componente más ampliamente conocido, el cual corresponde a la altura de la sobrecarga de roca. Para una formación de profundidad H , la tensión vertical, σ_v , se define como:

$$\sigma_v = g \int_0^H \rho_f dH \dots\dots\dots(6d)$$

Donde:

ρ_f Densidad de la formación.

Este valor de tensión puede ser calculado por medio de la integral y el valor de ρ_f , de un registro de densidad. Si se usa un valor de densidad promedio para la formación, entonces la ecuación queda:

$$\sigma_v = \frac{\rho H}{144} \dots\dots\dots(6e)$$

Para $\rho = 165[lb / ft^3]$ el gradiente de tensión vertical es aproximadamente $165 / 144 \approx 1.1[psi / ft]$

Debido a que el peso de sobrecarga incluye ambos, los granos de roca y los fluidos dentro del sistema poroso, se define la tensión efectiva σ'_v .

$$\sigma'_v = \sigma_v - \alpha p \dots\dots\dots(6f)$$

Donde:

α Constante elástica de poro, donde casi para la mayoría de yacimientos con hidrocarburos tiene un valor de 0.7.

La tensión vertical se traslada horizontalmente por medio de la relación de Poisson (Es una variable de las propiedades de la roca. Para arenas es aproximadamente 0.25, implicando que la tensión efectiva horizontal es aproximadamente un tercio de la tensión efectiva vertical), la cual en su forma más fácil tiene la siguiente forma:

$$\sigma'_H = \frac{\nu}{1 - \nu} \sigma'_v \dots\dots\dots(6g)$$

Donde:

σ'_H Es la tensión efectiva horizontal.

ν Es la relación de Poisson.

La (**Ecuación 6g**) no es la misma en todas las direcciones en el plano horizontal. Debido a componentes tectónicos, este valor es la tensión horizontal mínima, mientras que la tensión horizontal máxima esta dada por:

$$\sigma_{H,max} = \sigma_{H,min} + \sigma_{tect} \dots\dots\dots(6h)$$

Donde:

σ_{tect} Es la contribución por tensión tectónica.

De la (**Ecuación 6h**), se identifican tres tensiones principales en la formación. σ_v , $\sigma_{H,\min}$ y $\sigma_{H,\max}$. La dirección de la fractura será normalmente la más pequeña de las tres.

La magnitud de la presión de rompimiento está en función de los valores y de las respectivas diferencias de las tensiones principales, la presión de fractura, y la presión del yacimiento.

Una expresión para el cálculo de la presión de rompimiento es la propuesta por Terzaghi (1923).

$$p_{bd} = 3\sigma_{H,\min} - \sigma_{H,\max} + T_o - p \dots\dots\dots(6i)$$

Donde:

$\sigma_{H,\min}$ Tensión mínima horizontal

$\sigma_{H,\max}$ Tensión máxima horizontal

T_o Tensión de la roca

p Presión del yacimiento.

Cabe destacar que esta expresión se usa para pozos verticales.

Longitud, conductividad y efecto de daño equivalente de las fracturas.

Cada fractura hidráulica puede ser caracterizada por su longitud, conductividad y su relación con el efecto de daño. En casi todos los casos, la longitud de la fractura, se considera como la suma de dos mitades de longitud, x_f , en cada lado del pozo.

En 1961, Prats presento perfiles de presión en yacimientos fracturados como funciones de la mitad de longitud de la fractura y la capacidad relativa, a , la cual se define como:

$$a = \frac{\pi k x_f}{2k_f \omega}$$

Donde:

k Permeabilidad del yacimiento.

- k_f Permeabilidad de la fractura.
- ω El ancho de la fractura.

En trabajos siguientes, Argawal (1979), Cinco Ley y Samaniego introdujeron la conductividad de la fractura, F_{CD}

$$F_{CD} = \frac{k_f \omega}{k x_f}$$

Y se relaciona con la función a de Prats de la siguiente manera:

$$F_{CD} = \frac{\pi}{2a} \dots\dots\dots(6j)$$

Prats también introdujo el concepto de radio de pozo efectivo en pozos con fracturamiento hidráulico.

$$r'_{wD} = \frac{r'_w}{x_f} \dots\dots\dots(6k)$$

Donde:

$$r'_w = r_w e^{-s_f}$$

El efecto de daño equivalente s_f , es el resultado de la fractura de una cierta longitud y conductividad y se puede añadir a la ecuación de flujo del pozo. Por ejemplo para el estado estacionario en un pozo de aceite quedaría de la siguiente manera:

$$q = \frac{kh(p_e - p_{wf})}{141.2B\mu[\ln(r_e / r_w) + s_f]} \dots\dots\dots(6l)$$

De manera análoga puede ser incluido para los demás estados pseudo estacionario y variable.

Prats, correlaciono la capacidad relativa a , y el radio de pozo efectivo. (**Figura 6.06**)

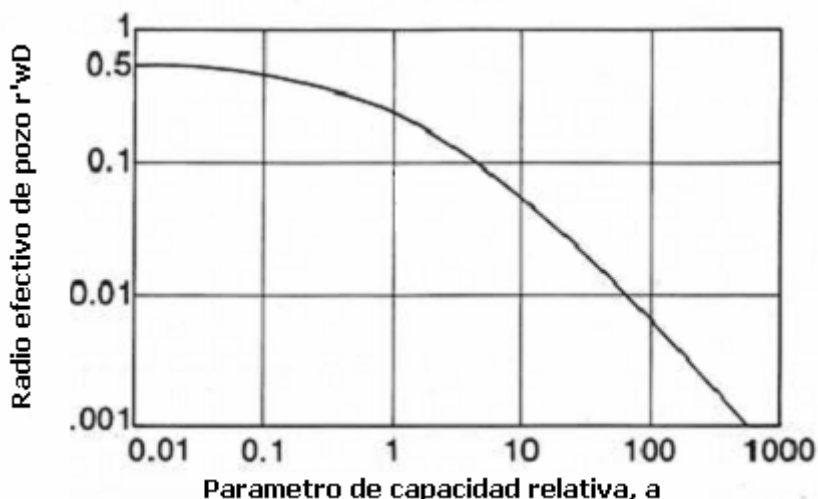


Figura 6.06. Concepto de radio de pozo efectivo para fracturamiento hidráulico. (MICHAEL J. ECONOMIDES, A. DANIEL HILL, CHRISTINE EHLIG-ECONOMIDES PETROLEUM PRODUCTION SYSTEMS)

Para valores pequeños de a , o valores altos de conductividad en las fracturas, el valor de r'_{wD} es igual a 0.5.

$$r'_w = \frac{x_f}{2}$$

Lo anterior sugiere que para estas fracturas altamente conductivas, el yacimiento se drena hacia el pozo con un radio efectivo de pozo de la mitad del valor de x_f . Además, para fracturas de alta conductividad, la mejor alternativa es aumentar la longitud de la fractura en lugar de su permeabilidad.

Debido a que se busca que el radio efectivo de pozo sea el mayor posible, se deben evitar los valores de a mayores de 1, pues el radio efectivo del pozo disminuiría rápidamente. Por lo tanto los fracturamientos hidráulicos se deben de diseñar para $a < 1$ o $F_{CD} > 1.6$.

También se puede observar de la (Figura 6.06), que mientras los valores de a son grandes, la pendiente de la curva es 1, lo que implica una relación lineal entre r'_{wD} y a que esta dada por:

$$r'_{wD} = \frac{k_f \omega}{4kx_f} \dots\dots\dots(6m)$$

o

$$r'_w = \frac{k_f \omega}{4k} \dots\dots\dots(6n)$$

La (**Ecuación 6n**) sugiere que para fracturas de baja conductividad, el aumento en r_w' no depende de la longitud de la fractura sino en su lugar depende del producto $k_f \omega$, el cual debe de ser maximizado.

Modelo de la geometría del fracturamiento.

Posterior al comienzo del fracturamiento, el fluido adicional que es inyectado se encarga de la propagación de la fractura. La geometría de la fractura se puede conocer de manera aproximada por modelos que toman en cuenta las propiedades mecánicas de la roca, las propiedades del fluido fracturante, las condiciones con las que el fluido es inyectado, como la presión y el gasto de inyección, y las tensiones así como su distribución en el sistema.

Se tiene por convenio dos leyes principales en cuanto a la propagación de las fracturas, el cual es un fenómeno complejo.

- Los fundamentos principales son la ley de conservación del momentum, de la masa, y de la energía.
- Se debe de conocer el criterio de propagación de la fractura, esto se refiere a la causa por la cual la fractura avanza. Esto incluye la interacción entre rocas, fluido, y la distribución de la energía para un tratamiento extensivo.

Existen tres familias de modelos disponibles:

- Dos dimensiones. (2D)
- Pseudo tres dimensiones. (p3D)
- Tres dimensiones. (3D)

Lo más reciente permite el uso del modelo de tres dimensiones para la propagación de la fractura con un modelo de dos dimensiones para el flujo de fluidos. La fractura es discretizada y dentro de cada bloque los cálculos se efectúan basados en las leyes fundamentales, antes mencionadas, y los criterios de propagación. La fractura se le permite propagarse lateral y verticalmente, así como el cambio de la dirección del plano original, dependiendo de la distribución de las tensiones locales y de las propiedades de la roca. El modelo de 3 dimensiones muchas veces se sale del uso común para diseños de fracturamiento hidráulico, a menos que se trate de casos más complejos como: pozos horizontales o altamente desviados.

Los modelos de dos dimensiones son los más cercanos a las aproximaciones analíticas asumiendo constantes y conociendo la altura de la fractura. Para aplicaciones de ingeniería petrolera, se usan dos modelos mutuamente excluyentes. Para una longitud de fractura mucho mayor que es su altura $x_f \gg h_f$, una aproximación es el modelo PKN. Para $x_f \ll h_f$ el modelo apropiado fue presentado y es frecuentemente conocido como el modelo KGD. Un caso especial, donde $h_f = 2x_f$, que es el modelo radial. La altura

de la fractura h_f , usada aquí es un valor dinámico, que es la altura de la fractura al tiempo en que la longitud de la fractura es igual a x_f .

Amplitud del fracturamiento hidráulico con el modelo PKN (Perkins, Ker y Nordgren).

El modelo mostrado en la (Figura 6.07). Tiene una forma elíptica en el fondo del pozo. La máxima amplitud se da en la línea central de esta elipse, con cero amplitud en el fondo y en su parte más alta.

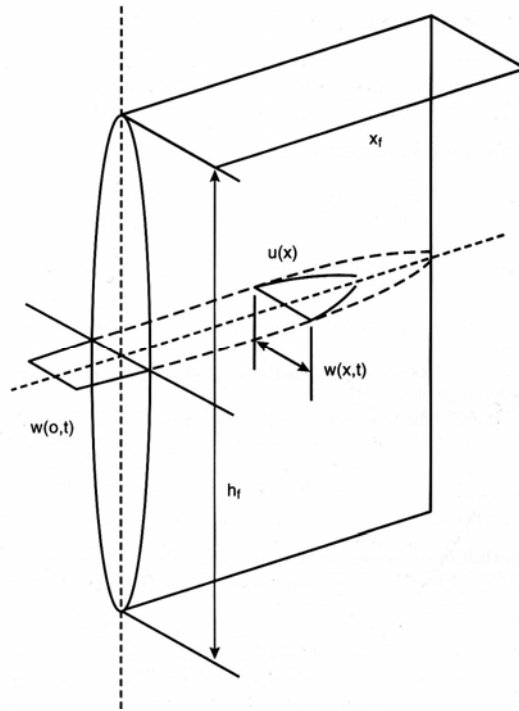


Figura 6.07. Geometría del modelo PKN. (MICHAEL J. ECONOMIDES, A. DANIEL HILL, CHRISTINE EHLIG-ECONOMIDES PETROLEUM PRODUCTION SYSTEMS)

Para un fluido newtoniano la máxima amplitud cuando la mitad de la longitud de la fractura es igual a x_f , esta dado por

$$\omega_{\max} = 2.31 \left[\frac{q_i \mu (1 - \nu) x_f}{G} \right]^{1/4} \dots\dots\dots(6o)$$

Donde G es el modulo elástico de corte y está relacionado con el modulo de Young por:

$$G = \frac{E}{2(1 + \nu)} \dots\dots\dots(6p)$$

Donde:

- q_i Gasto de inyección.
- μ Viscosidad aparente.

ν Relación de Poisson.

En la (**Ecuación 6o**) es particularmente útil entender la relación entre la amplitud de la fractura, las variables del tratamiento y las propiedades de la roca. Aumentando la viscosidad al doble resultara en un 19% de aumento en la amplitud de la fractura. Por lo tanto, las variables de tratamiento tienen un impacto moderado en la amplitud de la fractura. Al aumentar el gasto y/o la viscosidad resultará en un aumento en la presión neta con indeseables aumentos en la altura de la fractura.

Las propiedades de la roca tienen un mayor impacto en la amplitud de la fractura. El modulo de Young de un yacimiento común puede variar por casi dos órdenes en magnitud, de 10^7 [psi] en arenas consolidadas y profundas a 2×10^5 [psi] en dolomitas, carbón y en calizas suaves. La diferencia en las amplitudes de las fracturas entre estos extremos será de más de 2.5 veces. La implicación es que en rocas duras, el modulo de Young es alto para un volumen dado de un fluido a inyectar, la fractura resultante será estrecha pero larga. En cambio, en una formación con modulo de Young bajo, el mismo volumen de fluido inyectado resultará en amplias fracturas pero cortas. Este es uno de los fenómenos donde el estado natural ayuda al éxito de la estimulación por fracturamiento, debido a que los yacimientos de baja permeabilidad que requieren fracturas largas usualmente tienen módulos de Young con valores grandes.

La geometría analítica del modelo PKN relaciona una expresión para el promedio de la amplitud por medio de la introducción de un factor geométrico.

$$\omega = 2.31 \left[\frac{q_i \mu (1 - \nu) x_f}{G} \right]^{1/4} \left(\frac{\pi}{4} \gamma \right) \dots\dots\dots(6q)$$

Donde:

- ω Amplitud de la fractura [pg]
- q_i Gasto de inyección [bpm]
- G Modulo elástico de corte [psi]

El factor γ es aproximadamente igual a 0.75, y por lo tanto el término en el segundo paréntesis es igual a 0.59.

Amplitud de la fractura con fluido no-Newtoniano.

La expresión para la máxima amplitud de la fractura por un fluido No- Newtoniano es:

$$\omega_{\max} = 12 \left[\left(\frac{128}{3\pi} \right) (n' + 1) \left(\frac{2n' + 1}{n'} \right)^{n'} \left(\frac{0.9775}{144} \right) \left(\frac{5.61}{60} \right)^{n'} \right]^{1/(2n'+2)} \left(\frac{q_i^{n'} K' x_f h_f^{1-n'}}{E} \right)^{1/(2n'+2)} \dots\dots(6r)$$

Donde:

- ω_{\max} Amplitud máxima de la fractura [pg]

n' y K' Propiedades reológicas del fluido fracturante.

Para obtener el valor de la amplitud promedio de la fractura se multiplica $\omega_{\max} \left(\frac{\pi}{4} \gamma \right)$.

Amplitud de la fractura con el modelo KGD (Khristianovic, Zheltov, Geertsma y Klerk).

El modelo KGD, se muestra en la (**Figura 6.08**), el cual es una versión del modelo PKN rotado 90° y es particularmente aplicable al momento de aproximar la geometría de las fracturas cuando $h_f \gg x_f$. Por lo tanto no se debe de usar en casos donde se generan longitudes de fracturas largas.

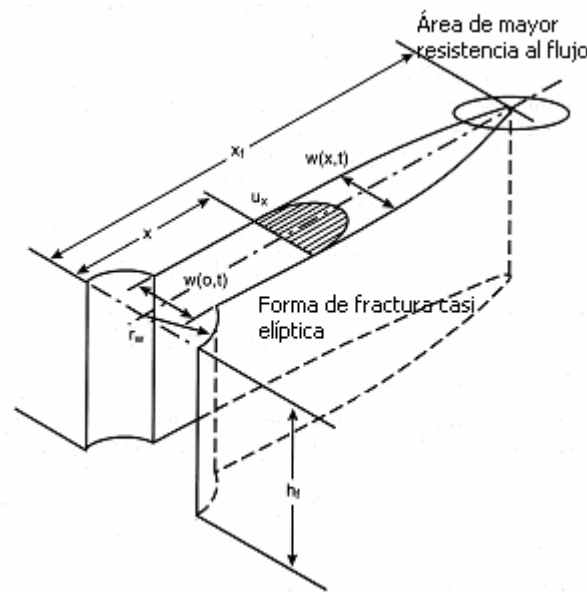


Figura 6.08. Geometría del modelo KGD. (MICHAEL J. ECONOMIDES, A. DANIEL HILL, CHRISTINE EHLIG-ECONOMIDES PETROLEUM PRODUCTION SYSTEMS)

Como se puede ver en la (**Figura 6.08**), la forma de la fractura en el modelo KGD implica que la amplitud de la fractura se presenta a lo largo del fondo del pozo a diferencia del modelo PKN. Este perfil de amplitud resulta en mayores volúmenes de fractura que si se usara el modelo PKN.

El promedio de la amplitud de la fractura para el modelo KGD para un fluido Newtoniano y en unidades coherentes es:

$$\omega = 2.27 \left[\frac{q_i \mu (1 - \nu) x_f^2}{G h_f} \right]^{1/4} \left(\frac{\pi}{4} \right) \dots \dots \dots (6s)$$

Y en unidades de campo, con ω en pulgadas.

$$\varpi = 0.29 \left[\frac{q_i \mu (1 - \nu) x_f^2}{G h_f} \right]^{1/4} \left(\frac{\pi}{4} \right) \dots\dots\dots(6t)$$

Requerimientos en volumen de fluido.

La ejecución del fracturamiento consiste en fluido definido para cada etapa que tiene una tarea específica a realizar.

El fluido de fracturamiento que no lleva apuntalante, “*Pad*”. Pretende iniciar y propagar la fractura. El volumen de fluido para la propagación de la fractura “*leaking off*” es proporcional a la raíz cuadrada del tiempo de residencia dentro de la fractura. Por lo tanto, el primer fluido inyectado es el predecesor y el responsable del camino para la lechada siguiente con apuntalante.

Después de la inyección del primer fluido, la lechada de apuntalante se añade al fluido de fracturamiento que aumentará las concentraciones de lechada hasta el final del tratamiento cuando se logren la concentración predeterminada de la lechada. Este valor depende de las habilidades de transportar apuntalante del fluido y de la capacidad del yacimiento y de la fractura para alojar dicha lechada.

En general, excesivo fluido “*leakoff*” puede ser causado por heterogeneidades del yacimiento, como los son las fisuras naturales.

La longitud de la fractura creada hidráulicamente difiere de la longitud apuntalada debido a que el apuntalante no puede ser transportado hasta el punto donde la amplitud de la fractura es menor de 3 diámetros de apuntalante.

Una aproximación de la relación entre los requerimientos totales de fluido, V_i y el volumen inicial, V_{pad} , basado en la eficiencia del fluido, η , fue dado por Nolte (1986), Meng y Brown (1987).

$$V_{pad} \approx V_i \left(\frac{1 - \eta}{1 + \eta} \right) \dots\dots\dots(6u)$$

Un fluido tiene como intención desplazar la lechada desde el pozo hacia la fractura. El fluido desplazante debe de ser menor que el volumen del pozo, debido a que un desplazamiento excesivo empujaría el apuntalante más allá del pozo y estrangularía la fractura lo que resultaría en la disipación de la presión de fractura y por lo tanto la fractura se cerraría. Esto es un problema muy importante en el tratamiento por fracturamiento hidráulico el cual debe ser evitado a toda costa.

Se tiene un balance de materia entre el fluido total inyectado, el volumen de fractura creado, V_f y el fluido leakoff, V_L :

$$V_i = V_f + V_L \dots\dots\dots(6v)$$

La cual se puede expresar añadiendo algunas variables, quedando:

$$q_i t_i = A_f \varpi + K_L C_L (2A_f) r_p \sqrt{t_i} \dots\dots\dots(6w)$$

Donde:

q_i Gasto de inyección.

t_i Tiempo de inyección.

A_f Área de fractura.

C_L Coeficiente de Leakoff.

r_p Es la relación de alturas de la fractura (h/h_f)

K_L Variable relacionada a la eficiencia del fluido.

$$K_L = \frac{1}{2} \left[\frac{8}{3} \eta + \pi(1 - \eta) \right]$$

Para un valor de longitud de la fractura dado, el promedio de la amplitud de la fractura ϖ , puede ser calculado por un modelo de fractura. Al conocer la altura de la fractura, el coeficiente de leakoff, y la eficiencia del fluido se permitirá fácilmente obtener el tiempo requerido para la propagación de la fractura de la (**Ecuación 6w**) obteniendo posteriormente $q_i t_i$ como el volumen total requerido, se puede conocer el tiempo para que se añada el apuntalante por medio de:

$$t_{pad} = \frac{V_{pad}}{q_i} \dots\dots\dots(6x)$$

El coeficiente de leakoff, C_L , en el balance de materia, puede obtenerse de la calibración de la fractura.

Diseño del apuntalante en función del tiempo.

Basándose en un balance de materia, el ingreso del apuntalante de manera continúa en función del tiempo, está dado por la siguiente relación:

$$c_p(t) = c_f \left(\frac{t - t_{pad}}{t_i - t_{pad}} \right)^\epsilon \dots\dots\dots(6y)$$

Donde:

$c_p(t)$ Concentración de la lechada en [lb/gal]

c_f Concentración final de la lechada.

t_{pad} Tiempo al que se debe comenzar a añadir el apuntalante.

t_i Tiempo total.
 ϵ Depende de la eficiencia. $\epsilon = \frac{1-\eta}{1+\eta}$

VI.3.1. AMPLITUD DE LA FRACTURA POR APUNTALANTE

La amplitud de la fractura por apuntalante describe la geometría de la fractura que controla los tratamientos posteriores de producción. La relación entre la amplitud hidráulica y la amplitud apuntalada es indirecta; depende más de la eficiencia del fluido y más importante de la concentración final de la lechada.

Asumiendo que una masa de apuntalante, M_p , ha sido inyectada a la fractura de la mitad de longitud x_f y altura h_f , considerando que la distribución del apuntalante es uniforme, entonces:

$$M_p = 2x_f h_f \omega_p (1 - \phi_p) \rho_p \dots\dots\dots(6z)$$

Donde:

$2x_f h_f \omega_p (1 - \phi_p)$ Representa el volumen del paquete de apuntalante.

ρ_p Densidad del apuntalante.

Un valor comúnmente usado es la concertación del apuntalante en la fractura, C_p [lb/ft²], que se define como:

$$C_p = \frac{M_p}{2x_f h_f} \dots\dots\dots(6aa)$$

Usualmente se tiene una buena concentración de apuntalante en la fractura cuando se hable de 2 [lb/ft²]. Por lo tanto, reacomodando la (**Ecuación 6aa**) con la amplitud del apuntalante queda:

$$\omega_p = \frac{C_p}{(1 - \phi_p) \rho_p} \dots\dots\dots(6ab)$$

Para calcular la masa del apuntalante es necesario integrar el cambio de apuntalante de t_{pad} a t_i y obtener una concentración promedio de lechada. De la (**Ecuación 6y**)...

$$\bar{c}_p = \frac{1}{t_i - t_{pad}} \int_{t_{pad}}^{t_i} c_f \left(\frac{t - t_{pad}}{t_i - t_{pad}} \right)^\epsilon dt \dots\dots\dots(6ac)$$

Quedando.

$$\bar{c}_p = \frac{c_f}{\epsilon + 1}(1 - 0) = \frac{c_f}{\epsilon + 1} \dots\dots\dots(6ad)$$

La masa de apuntalante entonces queda:

$$M_p = c_p (V_i - V_{pad}) \dots\dots\dots(6ae)$$

El diseño del fracturamiento hidráulico como medio de estimulación involucra la selección apropiada de fluidos fracturantes y apuntalantes. La cantidad de dichos materiales y la forma en como se llevará a cabo la inyección (gasto y presión), están relacionados al tamaño de la fractura. Una forma para el diseño de optimización será siempre la economía relacionada a la producción, que pone en contraste el valor de la ejecución del tratamiento por fracturamiento hidráulico contra el valor de la producción incremental.

VI.3.2. FRACTURAMIENTO CON ÁCIDOS

El fracturamiento con ácidos es un proceso en el cual el ácido elegido, usualmente HCl, es inyectado a la formación (carbonatos) a una presión mayor a la de fractura, que permita fracturar la misma o abrir fracturas naturales. El ácido fluye a lo largo de la fractura de una manera no uniforme disolviendo la roca y grabándola. La longitud de la fractura está en función del volumen de ácido a inyectar, el gasto de inyección, la reacción de este con la formación y de las pérdidas de filtrado.

El tratamiento de fracturamiento con ácidos, no es distinto al de apuntalante, sólo que ahora el volumen a cuantificar será la mezcla de ácidos y aditivos.

Selección del tipo de fluidos y aditivos para el fracturamiento con ácidos.¹⁶

En tratamientos de fracturamiento con ácido, existen dos opciones ya sea que el ácido se inyecte sólo o se inyecte antes un bache viscoso de manera que forme una fractura más amplia. El bache viscoso generalmente contiene aditivos para evitar pérdida de fluido. Si se usa un bache viscoso y el ácido no contiene agentes viscosificantes ni de pérdidas de fluido, entonces la fractura creada por el bache viscoso inicial, comenzará a cerrarse mientras el ácido se inyecta. El volumen fracturado disminuye a medida que el ácido se propaga por los llamados “*Agujeros de gusano o whormholes en ingles*”. Para evitar este problema algunos tratamientos ejecutan la inyección de baches alternados de fluido viscoso y ácido que permita la amplitud de la fractura por más tiempo.

Una solución alternativa es darle mayor viscosidad al ácido y asociarlo con fluidos para control de pérdidas. Un sistema que ha tenido éxito es un ácido de poliémulsión externa que es un 33% de ácido y generalmente contiene un agente de pérdida de fluido. Para

preparar este sistema, el polímero, usualmente guar se añade al ácido. Este sistema es efectivo aunque obviamente tiene solamente un tercio de su poder para disolver ya que es un ácido en solución.

El ácido con gel usando goma de Xhantana también se usa para tratamiento de fracturamiento con ácido.

Otros aditivos que son mezclados con el ácido:

- Inhibidores de corrosión: para todos los tratamientos con ácidos estos inhibidores deben de incluir la protección hacia el metal. El ácido clorhídrico es particularmente corrosivo.
- Surfactantes con mojabilidad hacia el aceite: estos surfactantes se añaden para reducir o retardar el ataque del ácido en rocas carbonatadas para que el ácido pueda penetrar más adelante debajo de la fractura.
- Surfactantes que rompen emulsión: estos surfactantes son útiles para evitar la formación de emulsiones que tienden a formarse cuando el ácido se gasta y los materiales finos de la formación se mezclan con el aceite. Los surfactantes deben de ser compatibles con los inhibidores de corrosión, polímeros, estabilizadores de arcillas y agentes secuestrantes. Por lo tanto se debe tener cuidado en la elección del surfactante.
- Reductores de fricción: estos pueden reducir las pérdidas de fricción por medio de pequeñas cantidades de polímero.
- Agentes secuestrantes de hierro: en algunas formaciones, cuando el ácido reacciona, se puede presentar precipitación de hierro. Para prevenir esta precipitación, la cual puede dañar la permeabilidad de formación o reducir la conductividad de la fractura, se añade una pequeña cantidad de ácido orgánico para mantener bajo el pH. del ácido. Este tipo de aditivo solamente debe de usarse cuando se conoce que hay problemas de precipitación de hierro.
- Estabilizadores de arcilla: desde que se inicio el tratamiento con ácido en formaciones carbonatadas, los problemas de estabilización de arcillas generalmente no son severos. En casos raros debe de usarse estabilizadores de arcilla para prevenir problemas por hinchamiento, migración e inestabilidad de las arcillas.

El diseño de los fluidos fracturantes es más difícil en el caso de fracturamiento con ácidos que en fracturamiento con apuntalante, debido a las reacciones químicas complejas que ocurren.

Sin embargo, el fracturamiento con ácidos es generalmente un proceso que no es tan estricto como el caso del apuntalante el cual no permite errores mayores en su diseño.

CAPÍTULO VII

APLICACIÓN

VII.1. CONSIDERACIONES DURANTE LA VIDA DEL YACIMIENTO

La vida de un yacimiento comienza con la exploración, con ésta el descubrimiento del yacimiento y posteriormente su delimitación, continuando con el desarrollo del mismo, posteriormente una etapa de recuperación primaria que puede contar con sistemas artificiales de producción y algunas veces una etapa de recuperación secundaria y/o recuperación terciaria o mejorada, las cuales también pueden contar con sistemas artificiales de producción, hasta llegar al abandono. (*Figura 7.01*)



Figura 7.01. Ciclo de vida del yacimiento. (TESIS: ADMINISTRACIÓN INTEGRAL DE YACIMIENTOS PETROLEROS)

Durante la cadena entera de valor, el daño a la formación es una cuestión latente que puede afectar de manera considerable al yacimiento, de tal manera que pueda ser un factor para considerar un abandono temprano del yacimiento, por alto corte de agua, por altos costos en tratamientos sin resultados rentables, etc.

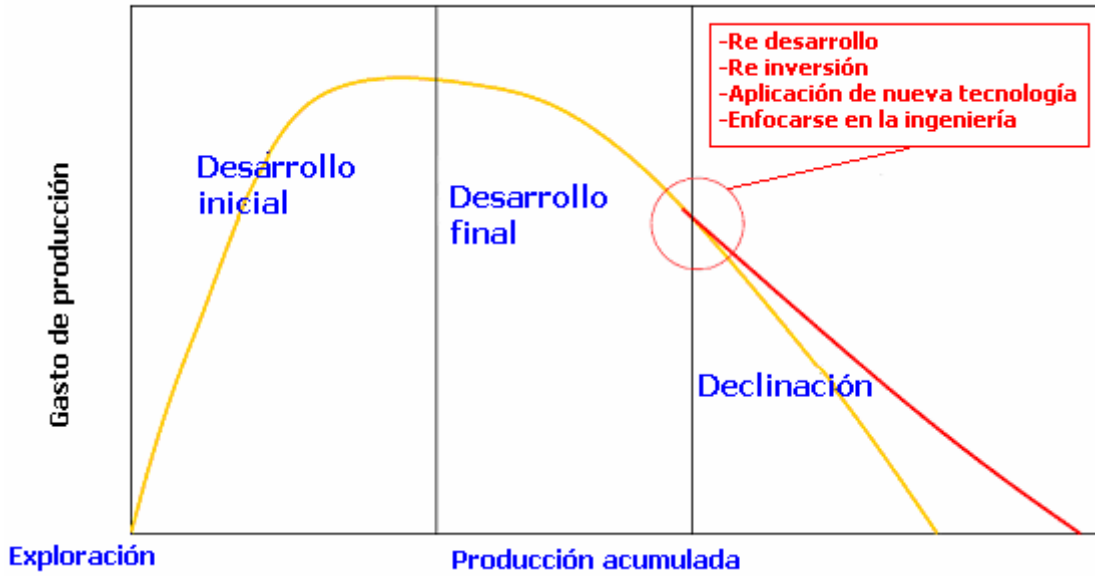


Figura 7.02. Tres etapas dentro de la vida productiva de un yacimiento, Desarrollo inicial, Desarrollo final y Declinación. ©Schlumberger.

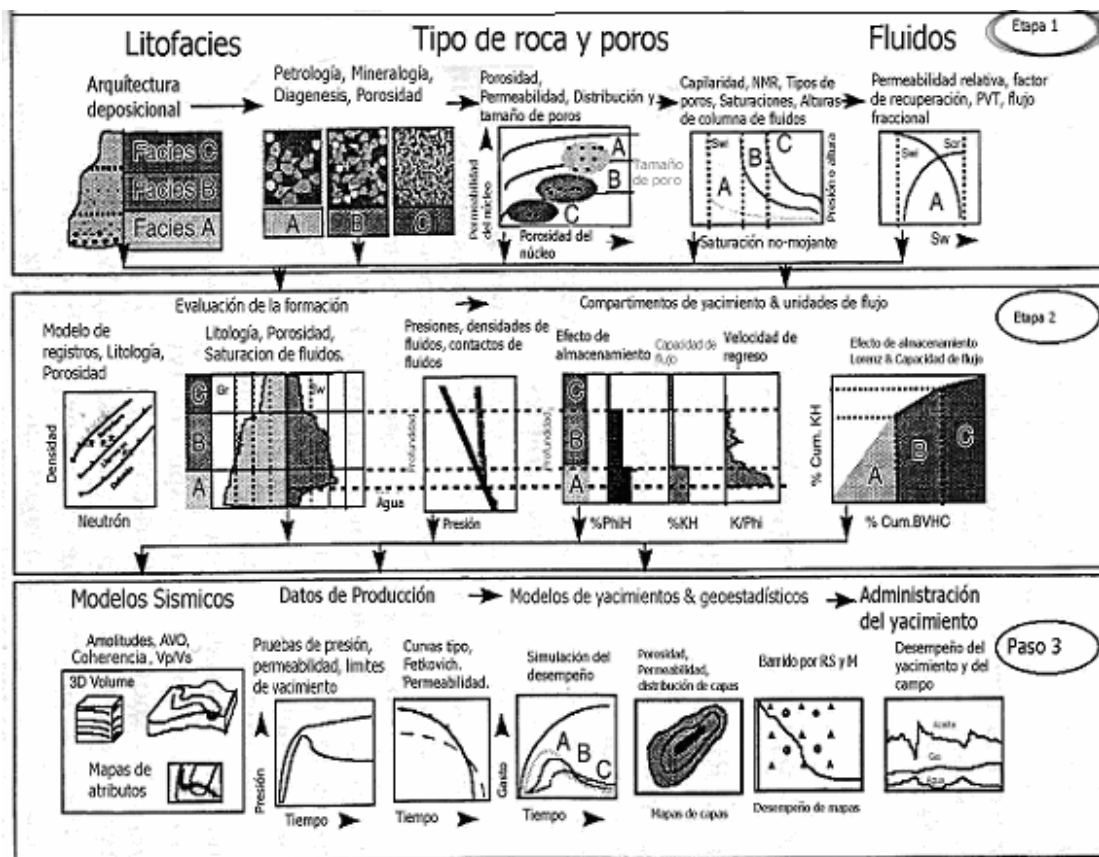


Figura 7.03. (Etapa1) Integración de la información geológica, petrofísica, mineralogía y de fluidos. (Etapa 2) Evaluación de la formación y establecimiento de las unidades de flujo. (Etapa 3) Información de la producción, modelos geostadísticos, administración del yacimiento. (FARUK CIVAN. RESERVOIR FORMATION DAMAGE).

VII.2. LOS COSTOS DEL DAÑO A LA FORMACIÓN

El costo del daño a la formación es un aspecto que se tendrá que tener en cuenta durante la vida entera del yacimiento, en muchas decisiones se tiene que considerar el costo del beneficio por tratamientos de remoción de daño, y en algunos otros se tendrá que saber la capacidad productiva del yacimiento y no exigir una productividad que no será posible alcanzar por la misma naturaleza del yacimiento, sin importar el tratamiento de estimulación que se trate.

Las pérdidas en ganancias, no sólo se pueden presentar durante la producción. A continuación veremos ejemplos en los cuales el daño a la formación resulta en gastos para la compañía petrolera que decide ejecutar ciertas actividades sin haber contemplado un daño a la formación previo.

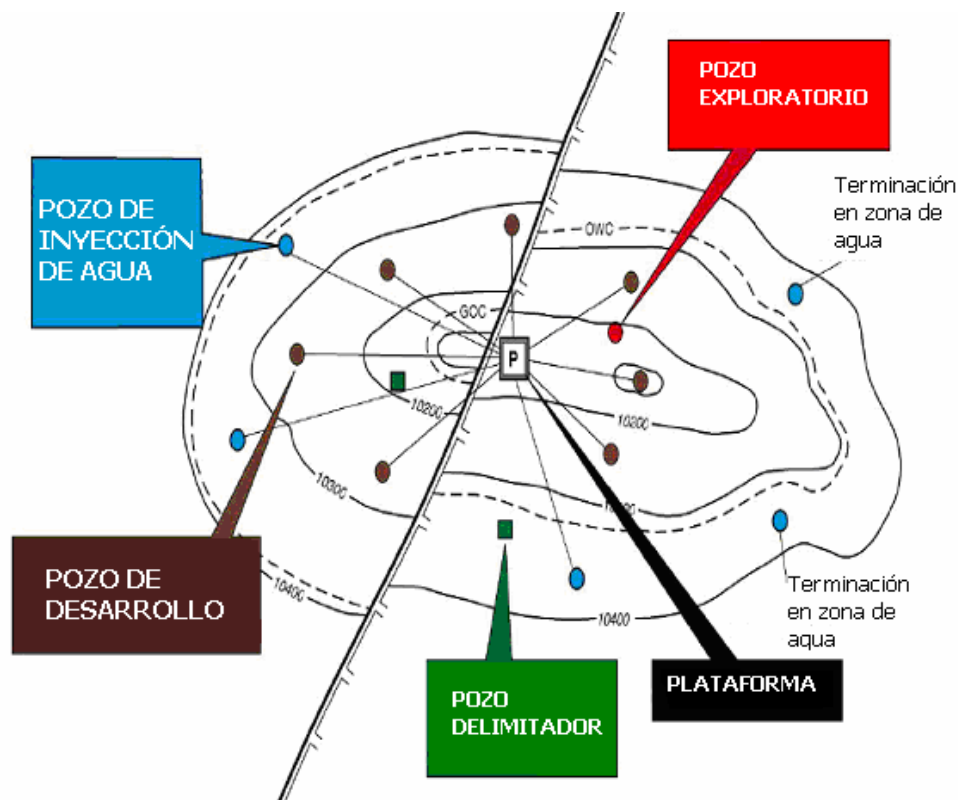


Figura 7.04. Típica estructura, anticlinal con una falla normal que requiere de un pozo exploratorio, delimitados, de desarrollo y de inyección para obtener la mayor ganancia posible. © Schlumberger.

Pozos exploratorios.

Pozo perforado en un área en que no existe producción de petróleo o de gas. Con los métodos y el equipamiento de exploración actuales, aproximadamente uno de cada seis pozos de exploración resultan ser productores, aunque no necesariamente rentables (Wildcats).

Tiene como objetivos principales:

- Correr sísmica.
- Interpretación de resultados.
- Definir estructuras.

- Averiguar si existen rocas almacenadoras y generadoras.

Costos del daño a la formación en pozos exploratorios.

El costo del daño en un pozo exploratorio radica en la posibilidad de mal interpretar o su caso dejar de obtener valores representativos en las operaciones que se ejecutan en un pozo exploratorio. Registros geofísicos, núcleos, sísmica, geología estructural, etc. Este tipo de información recabada, en especial la información de los registros, tiene un grado de incertidumbre por la afectación por fluidos externos, radio de invasión, pues si el radio de medición del registro es muy pequeño, resulta que la toma de registros no será representativa de la formación y comenzará a manejarse valores que nos darán expectativas falsas del yacimiento. Las principales pérdidas pueden ser por:

- Pérdida de campos con contenido de hidrocarburos
- Baja calidad en la información obtenida.

Pozos delimitadores

Por medio de la perforación de pozos delimitadores se puede incrementar o disminuir las reservas.

Tiene como objetivos principales:

- Definir el tamaño y forma del campo.
- Establecer las propiedades del yacimiento.
 - Propiedades de la roca
 - Tipo de trampa
 - Tipo de barreras dentro del campo.
 - Fracturas.
 - Presiones.

Costos del daño a la formación en pozos delimitadores.

Las pérdidas en dinero en pozos delimitadores pueden llegar a ser relevantes si no se toma en cuenta el factor de daño, en la perforación de pozos delimitadores que no guardan medidas preventivas por invasión de fluidos y sólidos, puede traer aspectos negativos por los siguientes gastos adicionales:

- Baja calidad en la información obtenida.
- Necesidad de perforar nuevos pozos delimitadores.
- Tratamientos para mitigar el daño a la formación
- Malos diseños de instalaciones superficiales.

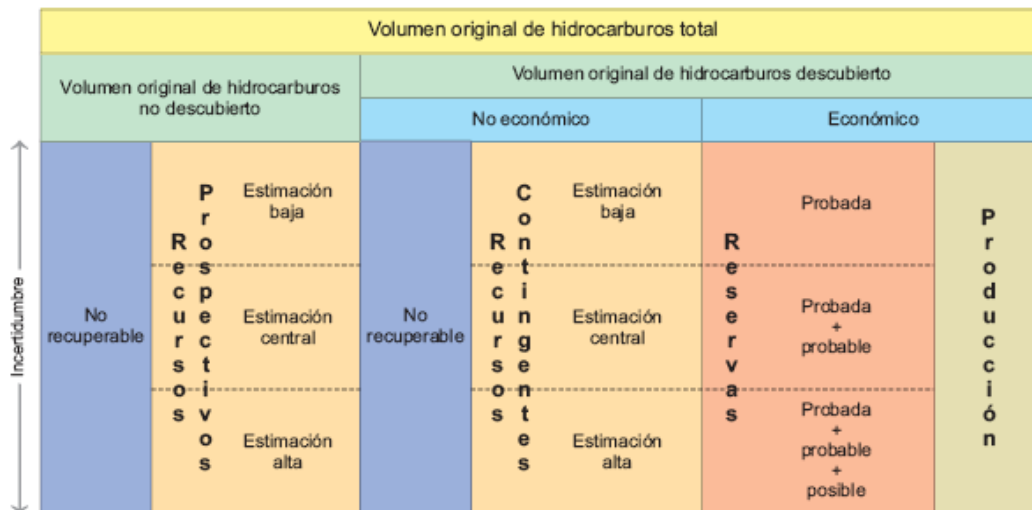


Figura 7.05. Durante el proceso de descubrimiento y delimitación de un campo, así como algunos otros factores económicos y propios de la empresa petrolera, se definen los volúmenes de hidrocarburos recuperables económicamente (Reservas). (Petroleum Resources Classification and Definitions, SPE)

Como pudimos ver existe una cantidad de factores que podrían involucrar un gasto de recursos adicional si no se prevé el daño a la formación o incluso también si no se contempla su cuantificación y discretización.

Por último, el pozo de desarrollo es el que tiene que corroborar la capacidad productora del yacimiento y efectuar procedimientos de estimulación para obtener una producción adicional por remoción de daño, procedimientos de producción asistida por medio de sistemas artificiales de producción (por falta de energía del yacimiento), o en su caso procedimientos de recuperación secundaria o mejorada para intervenir en el yacimiento y mejorar las condiciones que permitan una producción adicional.

Pozos de desarrollo.

Es un tipo de pozo que se ubica en un campo con posibilidades probadas para producir gas y petróleo.

Tiene como objetivos principales:

- Seleccionar el yacimiento a la profundidad correcta para maximizar la producción.
- Minimizar producción de agua.
- Mantener la presión de yacimiento.
 - Inyección de agua.
 - Inyección de gas.
 - Prevenir el daño a la formación.

Costos del daño a la formación en pozos de desarrollo.

En este tipo de pozos es probablemente donde más parece impactar el factor de daño, pues es justo cuando se piensa obtener los recursos y la optimización de los mismos que

generan el valor del yacimiento, por lo que en general se presta más atención para remover el daño a la formación. Los costos del daño en pozos de desarrollo son por:

- La creación de más pozos de producción.
- Una menor producción en una tasa de “plateau”, (plataforma de producción de valores casi constantes por un tiempo).
- Tratamientos para mitigar el daño a la formación.
- Menor cantidad de reservas.
- Menor inyectividad del agua.
- Modificaciones a las instalaciones diseñadas originalmente.
- Abandono prematuro.

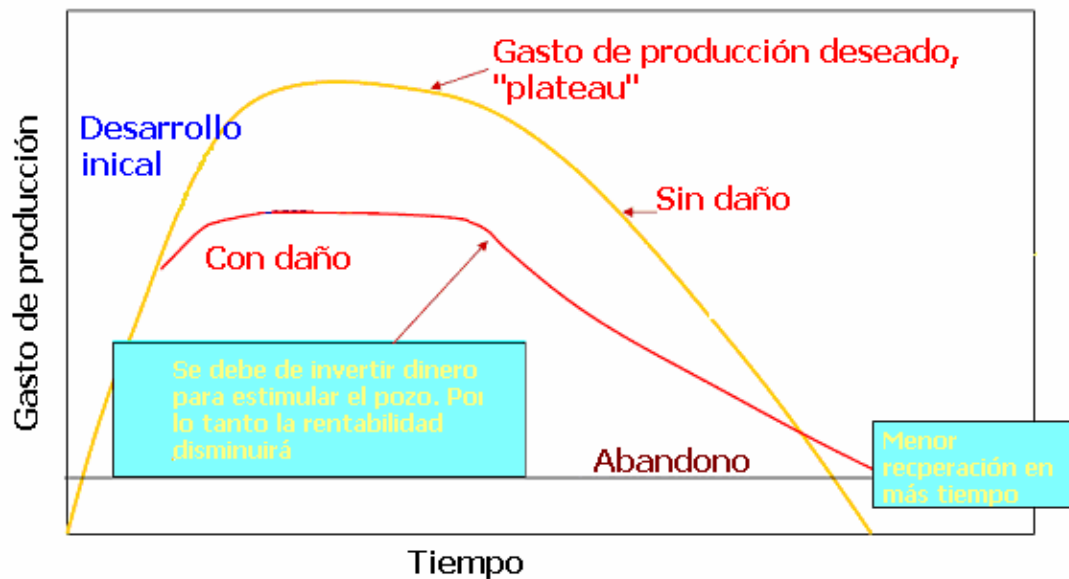


Figura 7.06. Comparación en un escenario ideal entre un yacimiento con daño y otro sin él. Se observa claramente la disminución en la producción por la simple presencia de daño aun con tratamientos de estimulación. También el pozo dañado tendrá menor recuperación a un tiempo mas largo. ©Schlumberger.

La administración de la vida de un yacimiento no resulta una tarea fácil, por lo mismo, se propone que sea desarrollada por una practica incluyente y con resultados favorables, dicha practica, como ya se menciona debe tener un apartado especial para la prevención del daño a la formación. Resulta conveniente que esa practica sea la administración integral de yacimientos, la cual se fundamenta en el empleo adecuado de los recursos disponibles (humanos, tecnológicos y financieros), para maximizar la recuperación económica de aceite y gas de un yacimiento, minimizando al mismo tiempo la inversión de capital y los costos de operación, obteniendo así el mayor beneficio de un yacimiento.²²

VII.3. EJERCICIOS

Estos ejercicios tienen como objetivo mostrar el tipo de decisiones que se deben de considerar para poner a producir un pozo ya sea inicialmente o después de una reparación, realizar alguna estimulación, dichas decisiones tienen que estar fundamentadas siempre con las bases de los estudios anteriores.

1) Suponer un pozo del cual se es dueño una empresa “x” y la oficina encargada de la producción tiene como premisa obtener un gasto de aceite de 50 [bl/día] (para simplificar el ejemplo, se supone que el pozo no produce agua). Para poder producir el gasto permitido, se ha instalado una bomba en el pozo. Durante los primeros años de su vida el pozo ha producido sin dificultad los 50 [bl/día]. Sin embargo, la producción recientemente ha sido menor de la permitida. Pudo haber ocurrido cualquiera de estas dos contingencias: (a) Que la formación ya no sea capaz de producir 50 [bl/día], ó (2) Que exista un defecto mecánico en el equipo del pozo que ocasiona una baja de eficiencia de bombeo (desde el fondo del pozo hasta la superficie). La operación de sacar la bomba y reemplazarla, sin duda se tiene que pensar pues es costosa y solo se puede aconsejar si existe una garantía de que el resultado puede hacer producir al pozo de nuevo los 50 [bl/día].

El primer paso a seguir en un caso como el propuesto, es determinar un valor más presente y puntual, el IPR del pozo, siempre y cuando pueda hacerse de forma relativamente fácil y económica. El resultado puede ser cualquiera de los mostrados en las figuras a y b.

Si el IPR fuera como el mostrado en la *figura a*. la compañía podría estar segura que ninguna operación de mantenimiento o cambio en la bomba daría la producción de 50 [bl/día]; tendría que aceptarse una producción menor a la requerida, o emprender trabajos de estimulación a la formación como el fracturamiento o un proceso de acidificación. Si, por otra parte, el IPR es como se ilustra en la *figura b*. el responsable del pozo puede estar seguro de que la reparación mecánica en el equipo del pozo hará que la producción alcance el gasto permitido.

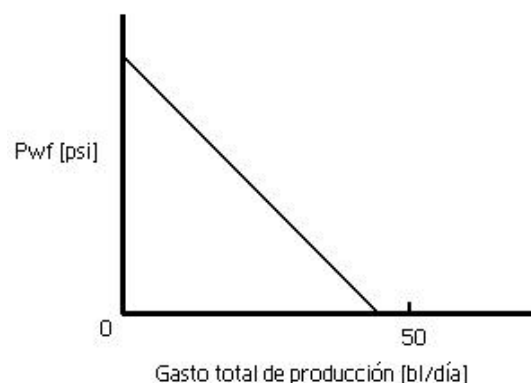


Figura a. IPR que muestra que la formación es incapaz de tener el gasto de producción deseado.

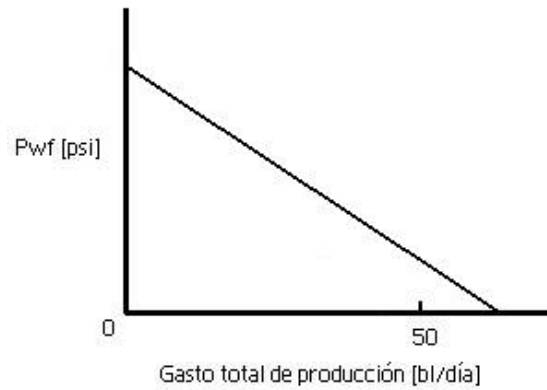


Figura b. IPR que indica muestra que la formación es capaz de producir el gasto deseado.

Las consideraciones de un daño en el pozo, se identificarían en el IPR actual (*Figura b*) que indique que la capacidad productiva es la permitida, es decir el gasto máximo a alcanzar serían los 50 [bl/día] ó más, pero no se debe de confundir el caso de un pozo dañado con una formación con una capacidad de flujo natural insuficiente para obtener 50 [bl/día] (*Figura a*).

2) A forma de un segundo ejemplo, se supondrá que la misma empresa ha llevado a cabo un programa de estimulación de la formación y para medir el éxito de este programa, se usan gastos de producción de antes y después del tratamiento. Considérense los resultados de dos pozos (ambos con corte de agua igual a cero); son los siguientes:

Pozo	Gasto de producción uniforme, [bl/día]	
	Antes del tratamiento.	Una semana después del tratamiento.
A	60, fluyendo	100, fluyendo
B	35, con bombeo	36, con bombeo

Se considerará como probable que el tratamiento ha tenido éxito en el pozo A, pero no en el pozo B. Pero en tanto que lo anterior puede ser cierto, no se ha presentado suficiente evidencia para garantizar esta conclusión; los IPR anteriores y posteriores de los pozos podrían ser los ilustrados en las (*Figuras c y d*).

El tratamiento no ha producido ningún efecto en el IPR del pozo A, es decir el comportamiento del flujo no ha mejorado en forma alguna, por lo que se considera que el tratamiento no tuvo éxito. El incremento de la producción de 60 a 100 [bl/día] no fue generado por el tratamiento, pudo haber sido por la remoción de alguna obstrucción en el flujo en la tubería, por cambiar de diámetro de tubería después del proceso de tratamiento, o haber cambiado la línea de flujo con un estrangulador diferente, por mencionar algunas posibilidades.

Por otra parte, el tratamiento en el pozo B ha aumentado sustancialmente el potencial de la formación, cumpliendo la misión el tratamiento. Y cabe la pregunta ¿Por qué la producción antes y después fue casi idéntica? De nuevo hay varias razones posibles: tal vez la bomba no se instaló de forma correcta después del tratamiento; la bomba se pudo haber dañado cuando se extrajo para realizar el tratamiento, la RGA pudo haber aumentado como consecuencia del tratamiento, dando como resultado una baja en la eficiencia de la bomba por manejo de gas en el flujo de aceite (Cavitación); aunque pueden existir más explicaciones para dicha falta de producción con mayor potencial.

Cabe destacar, que cuando se cierra un pozo para aplicarle un tratamiento, se aprovecha para hacer algún cambio de bomba o algún otro equipo en el pozo y, generalmente, para limpiar y reactivar el pozo, de manera que cualquier incremento o decremento en el gasto de producción puede ser resultado directo del mantenimiento y no tener ninguna relación con el tratamiento para estimular la formación.

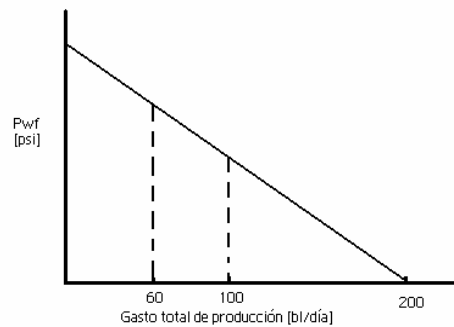


Figura c. La estimulación a la formación no generó un cambio en el IPR y por lo tanto se considera un fracaso aun con el aumento de producción de 60 a 100 [bl/día]

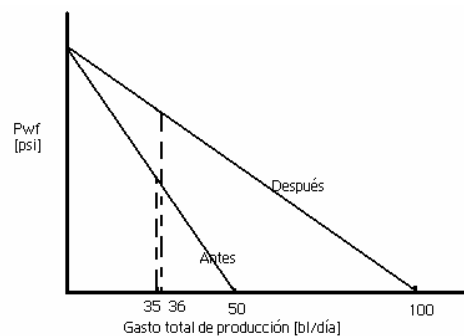


Figura d. La estimulación tuvo éxito, sin embargo el gasto de producción permaneció casi sin alteración.

No se debe confundir la falta de producción de un pozo dañado con fallas en las instalaciones superficiales y subsuperficiales o en algún equipo de producción asistida como en el caso del *pozo B*.

Los procesos de tratamiento no siempre indican un éxito para las formaciones no dañadas, como se menciona en el (*Capítulo VI Corrección del daño*), muchas de las veces los tratamientos de estimulación, especialmente estimulación con ácidos, tienen un mayor éxito si el pozo se encuentra dañado, dicho proceso de estimulación removerá dicho daño, sin embargo un proceso de estimulación para un pozo no dañado, no siempre resultará en procedimientos rentables para la compañía.

Tanto el ejemplo 1 como el 2, ayudan a completar una idea para considerar los aspectos preventivos y tratamientos de estimulación así como su ejecución en caso de que sean necesarios, un análisis nodal, servirá de escenario puntual para un pozo, ya que puede ser la mejor forma de observar un momento en particular en el comportamiento del pozo, presiones y gastos, corresponden directamente al comportamiento del flujo en el medio poroso y se puede tener indicios de daño a la formación, de verdadera capacidad de flujo, de malos diseños de tuberías, instalaciones superficiales o estranguladores de fondo, así como de cambios de presiones que resulten dañinos a la misma producción.

Los tratamientos de estimulación, están basados en prediseños que entregarán cierta ganancia sólo si se ejecutan de manera correcta a un yacimiento que realmente lo requiera, por lo mismo resulta necesario conocer las componentes del daño a la

formación, s_T , para posteriormente elegir un procedimiento de estimulación que si genere una ganancia económica que justifique dicho tratamiento.

3) Una prueba de decremento de presión de un pozo recientemente terminado ofrece los datos dados en la tabla siguiente.

Tiempo [hr]	pwf [psi]	Δp [psi]	ln (Tiempo)
0.000	4412.193	0.000	/
0.120	3812.172	600.021	-2.120
1.940	3699.188	713.006	0.663
2.790	3653.066	759.128	1.026
4.010	3636.096	776.097	1.389
4.820	3616.081	796.112	1.573
5.780	3607.089	805.104	1.754
6.940	3600.127	812.066	1.937
8.320	3593.165	819.028	2.119
9.990	3586.058	826.135	2.302
14.400	3573.150	839.043	2.667
17.300	3567.058	845.135	2.851
20.700	3558.211	853.982	3.030
24.900	3555.165	857.028	3.215
29.800	3549.073	863.120	3.395
35.800	3544.142	868.051	3.578
43.000	3537.180	875.013	3.761
51.500	3532.104	880.089	3.942
61.800	3526.157	886.036	4.124
74.200	3521.081	891.112	4.307
89.100	3515.135	897.058	4.490
107.000	3509.188	903.005	4.673
128.000	3503.096	909.097	4.852
154.000	3497.150	915.043	5.037
185.000	3490.188	922.005	5.220
222.000	3481.051	931.142	5.403
266.000	3472.058	940.135	5.583
319.000	3460.165	952.028	5.765
383.000	3446.097	966.096	5.948
460.000	3429.127	983.066	6.131

Datos de pozo:

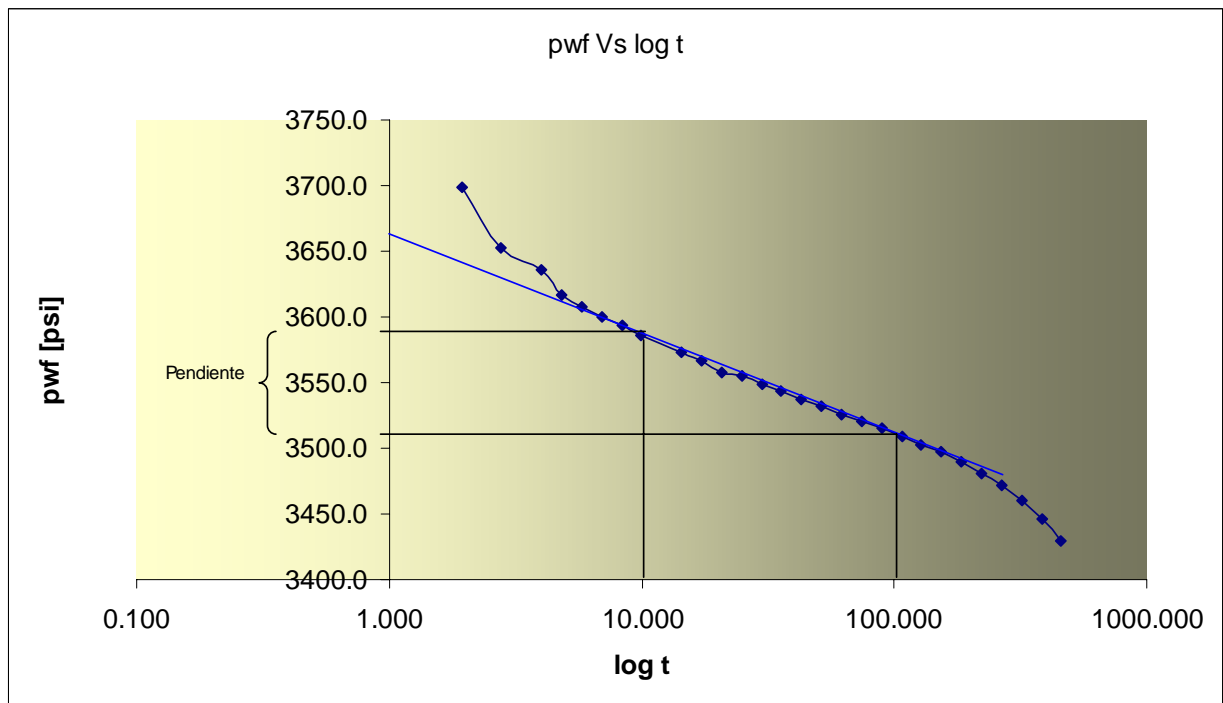
Espesor de la formación $h = 21[m] = 68.8976[ft]$
 Porosidad $\phi = 0.04$
 Radio de pozo $r_w = 0.06[m] = 0.1969[ft]$
 Gasto de aceite $q_o = 4.6 \times 10^{-4} \left[\frac{m^3}{s} \right] = 250[bpd]$

Factor de volumen del aceite	$B_o = 1.136$
Viscosidad del aceite	$\mu_o = 8 \times 10^{-4} [kg/m-s] = 0.8 [cp]$
Compresibilidad total	$c_t = 2.45 \times 10^{-9} [Pa^{-1}] = 1.7 \times 10^{-5} [psi^{-1}]$

El objetivo es obtener el valor del factor de daño por medio del análisis de una prueba de variación de presión (Decremento).

Para obtener el valor de la permeabilidad es necesario recordar del *capítulo IV*, la grafica tipo de la presión contra el logaritmo del tiempo, donde se eligen los tiempos medios de la prueba que son los más representativos.

Graficando p_{wf} Vs. $\log(t)$



$$m = 70 [psi]$$

Obtener el valor de permeabilidad.

$$k = 162.6 \frac{qB\mu}{mh}$$

$$k = 162.6 \frac{(250)(1.136)(0.8)}{(70)(68.8976)}$$

$$k = 7.66 [md]$$

Obtener el factor de daño.

$$s = 1.151 \left[\frac{p_i - p_{1hr}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right]$$

$$s = 1.151 \left[\frac{(4412.193) - (3657)}{70} - \log \left(\frac{7.66}{(0.04)(0.8)(1.7 \times 10^{-5})(0.1969)^2} \right) + 3.23 \right]$$

$$s = 6.283$$

Este factor $s = 6.283$, muestra que la formación se encuentra dañada.

Recordando la formula.

$$\bar{p} - p_{wf} = \frac{Bq\mu}{2\pi kh} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + s \right]$$

Se puede hacer un análisis cuantitativo para conocer la importancia de la remoción del daño, asumiendo la misma caída de presión para el caso de un daño igual a cero.

Igualando las ecuaciones.

$$\frac{q_{daño}}{q_{sin\ daño}} = \frac{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4}}{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + s}$$

Para un valor de $r_e = 1300[ft]$, se tiene que:

$$\frac{q_{daño}}{q_{sin\ daño}} = \frac{\ln \left(\frac{1300}{0.1969} \right) - \frac{3}{4}}{\ln \left(\frac{1300}{0.1969} \right) - \frac{3}{4} + 6.283}$$

$$\frac{q_{daño}}{q_{sin\ daño}} = 0.5615$$

Despejando el gasto que se puede tener si el daño es removido en su totalidad.

$$q_{sin\ daño} = \frac{q_{daño}}{0.5615}$$

$$q_{sin\ daño} = \frac{250}{0.5615}$$

$$q_{\text{sin da\~{n}o}} = 445.2[\text{bpd}]$$

Si se llega a la remoción total del daño, el gasto total de aceite puede llegar a ser incluso más del doble del gasto actual. Esto hace pensar que un diseño de tratamiento bien realizado puede llegar a ser un éxito para este pozo, pues el valor de daño a la formación es relativamente alto. Sólo dependerá de las características del yacimiento, y los datos de las operaciones previas que generan el daño. Las pruebas de laboratorio y compatibilidad de fluidos deben de ser necesarios para una buena elección del tratamiento de estimulación.

El ejercicio 3 sirve para corroborar una vez más el grado de afectación a la productividad, que genera el daño a la formación. Y no hubiera estado de más proponer la prevención para este caso y pensar que si el daño a la formación, si bien no será nulo, el valor sería menor, de tal suerte que probablemente no sea necesario el tratamiento de estimulación, o probablemente no sea rentable pues el grado de afectación por daño a la formación sería mínimo. Por lo tanto la optimización de ganancias por medio del ahorro de costos por tratamientos con poca rentabilidad, será un éxito.

CONCLUSIONES

En tiempos actuales los hidrocarburos “fáciles” parecen haber terminado para dar paso a retos tecnológicos y de ingeniería que son de suma importancia para la extracción de hidrocarburos. Durante esta época de inversiones considerables, se debe recomendar cuidar el aspecto interno en el manejo del daño a la formación, que hace que una decisión se tome ó no, e incluso que un pozo se mantenga produciendo ó no. De igual manera, una buena decisión dará resultados óptimos, debido a que las ganancias que se hubieran perdido, se recuperan.

Las medidas preventivas propuestas, para un menor daño a la formación, durante las operaciones más relevantes son:

Perforación:

- Elegir fluidos de perforación limpios, con bajo contenido de sólidos.
- Cuidar el ritmo de perforación que no sea excesivo o muy bajo.
- Evitar los tiempos de exposición del fluido de perforación hacia la formación por tiempos de paro mayores.
- No excederse en la cantidad de aditivos sólidos para acondicionar el lodo de perforación.
- Usar agentes para pérdidas de filtrado que sean fáciles de remover.
- No usar una presión hidrostática que exceda por mucho la presión del yacimiento, condiciones de sobrebalance.
- Reconocer y localizar la presencia de formaciones arcillosas que generan problemas por su inestabilidad, y no someterlas al contacto con agua y fluidos externos.
- No bajar tubería ó sarta de perforación muy rápidamente, pues crea un efecto de pistoneo que inyecta fluido hacia la formación
- Proponer perforar pozos con ángulos de inclinación que aporten de manera efectiva un factor de daño negativo por inclinación.

Terminación

- Diseñar de manera correcta el tipo de terminación, agujero descubierto ó con tubería de revestimiento disparada, según sea el caso de cada pozo.
- Elegir fluidos de terminación limpios, con bajo contenido de sólidos.
- Diseñar los disparos de manera correcta para no generar taponamiento por residuos de pólvora, roca pulverizada y compactada.
- Diseñar disparos con un sobrebalance dinámico de presión.
- Recordar que los aspectos geométricos de los disparos, influyen de manera importante a la productividad y es un componente del factor de daño total, daño por disparos.

- Reconocer y localizar la presencia de formaciones arcillosas que generan problemas por su inestabilidad con agua y fluidos externos.
- Proponer que la penetración parcial de ser posible, se minimice para tener un área de exposición mayor al pozo y menor disturbio en las líneas de flujo de los fluidos hacia el pozo, pues el factor de daño por penetración parcial, forma parte del factor de daño total.

Cementación

- Evitar los malos diseños de cementaciones prematuras con malos fraguados o aquellas cementaciones mal efectuadas que permiten la canalización de fluidos no deseados.
- Considerar la utilización de aditivos para pérdida de agua del cemento.
- Diseñar la compresión del cemento ideal para no tener problemas con la penetración de los disparos.
- Correr registros sínicos para comprobar los resultados de la cementación, antes de continuar con las actividades siguientes.

Producción

- Cuidar ritmo de producción pues se generan grandes caídas de presión en el yacimiento y se puede tener presencia de otra fase.
- Llegar a la presión de fondo deseada de forma moderada, no de manera abrupta para evitar el arrastre de finos en formaciones deleznable, que a la larga se depositen en la garganta de los poros, taponando el sistema poroso
- Evitar los bloques de emulsión por gastos de producción excesivos, asociados a caídas de presión grandes en el yacimiento.
- No tener cambio de mojabilidad de la roca hacia el aceite por cambio de ritmo en la producción, cambio de estrangulador de fondo, cambio de aparejo, etc.
- Cuidar en no caer en flujo No-Darcyano.

Para todas las etapas se debe de tener la información necesaria de las actividades que les anteceden: columna estratigráfica, geología estructural, mineralogía, análisis de registros, comportamiento de fluidos, correlación con pozos vecinos, etc.

La información de registros, análisis de laboratorio y pruebas de presión se vuelven relevantes y de amplia importancia para poder caracterizar y discretizar el daño.

El conocer a forma más profunda la teoría y procedimientos de diseños de estimulaciones a la formación, tratamiento con ácidos, fracturamiento hidráulico, surfactantes, etc. Proporcionara las herramientas para procedimientos de remoción exitosos, recordando que la inversión por tratamiento de estimulación siempre debe ser menor a la ganancia extra generada por dicho tratamiento, tomando en cuenta que los procesos de estimulación, muchas de las ocasiones generan daño por falta de información en trabajos de laboratorio que identifican incompatibilidad de fluidos, o por practicas que ponen en riesgo la invasión de sólidos hacia la formación, volviendo a obstruir el espacio poroso en las periferias del pozo.

Los costos del daño a la formación, van desde la disminución en la capacidad productiva del pozo (por malos diseños en instalaciones superficiales), por re-inversión en tratamientos de estimulación, y en algunos casos hasta dejar de contemplar yacimientos de hidrocarburos, bajando las reservas.

Los ritmos de producción dentro de una empresa petrolera siempre serán cuestiones difíciles de concertar, pero con la visión de la administración integral de yacimientos, se debe de considerar la explotación racional de los recursos de acuerdo a sus características particulares, por lo tanto, esta será la mejor forma de explotar dichos recursos.

Resulta primordial elegir un modelo de administración integral de yacimientos para colocar al daño a la formación como un tema a discutir durante el ciclo de vida del yacimiento.

Los geocientíficos así como los ingenieros petroleros tendrán en sus manos las herramientas para ejecutar prácticas limpias que generen el mayor recurso al menor costo operacional.

Las prácticas limpias, los ritmos ideales de producción, el respaldo de la información de cada operación en el yacimiento, así como la suma de esfuerzos en un trabajo en equipo, siempre darán como resultado un mejor manejo del yacimiento y por lo tanto mayor rentabilidad sin importar el proyecto que sea y la empresa que lo ejecute.

APÉNDICES.

APÉNDICE A

Tabla 1.²

Daños para pozos con penetración parcial e inclinados ($h_D = 100$)						
θ°	h_D	Z_w/h	h_w/h	S_{0+c}	S_c	S_0
0	100	0.95	0.1	20.810	20.810	0
15				20.385	20.810	-0.425
30				18.948	20.810	-1.861
45				16.510	20.810	-4.299
60				12.662	20.810	-8.147
75				6.735	20.810	-14.074
0	100	0.8	0.1	15.809	15.809	0
15				15.449	15.809	-0.36
30				14.185	15.809	-1.623
45				12.127	15.809	-3.682
60				8.944	15.809	-6.864
75				4.214	15.809	-11.594
0	100	0.6	0.1	15.257	15.257	0
15				14.898	15.257	-0.359
30				13.636	15.257	-1.621
45				11.583	15.257	-3.674
60				8.415	15.257	-6.842
75				3.739	15.257	-11.517
0	100	0.5	0.1	15.213	15.213	0
15				14.854	15.213	-0.359
30				13.592	15.213	-1.620
45				11.540	15.213	-3.673
60				8.372	15.213	-6.841
75				3.699	15.213	-11.514
0	100	0.875	0.25	8.641	8.641	0
15				8.359	8.641	-0.282
30				7.487	8.641	-1.154
45				5.968	8.641	-2.673
60				3.717	8.641	-4.924
75				0.464	8.641	-8.177
0	100	0.75	0.25	7.002	7.002	0
15				6.750	7.002	-0.251
30				5.969	7.002	-1.032
45				4.613	7.002	-2.388
60				2.629	7.002	-4.372
75				-0.203	7.002	-7.206
0	100	0.6	0.25	6.658	6.658	0
15				6.403	6.658	-0.249
30				5.633	6.658	-1.024
45				4.290	6.658	-2.447

60				2.337	6.658	-4.32
75				0.418	6.658	-7.076
0	100	0.5	0.25	6.611	6.611	0
15				6.361	6.611	-0.249
30				5.587	6.611	-1.023
45				4.245	6.611	-2.365
60				2.295	6.611	-4.315
75				-0.451	6.611	-7.062
0	100	0.75	0.5	3.067	3.067	0
15				2.878	3.067	-0.189
30				2.308	3.067	-0.759
45				1.338	3.067	-1.729
60				-0.082	3.067	-3.150
75				-2.119	3.067	-5.187
0	100	0.6	0.5	2.430	2.430	0
15				2.254	2.430	-0.176
30				1.730	2.430	-0.700
45				0.838	2.430	-1.592
60				-0.466	2.430	-2.897
75				-2.341	2.430	-4.772
0	100	0.5	0.5	2.369	2.369	0
15				2.149	2.369	-0.175
30				1.672	2.369	-0.697
45				0.785	2.369	-1.584
60				-0.509	2.369	-2.879
75				-2.368	2.369	-4.738
0	100	0.625	0.75	0.924	0.924	0
15				0.778	0.924	-0.145
30				0.337	0.924	-0.587
45				-0.411	0.924	-1.336
60				-1.507	0.924	-2.432
75				-3.099	0.924	-4.024
0	100	0.5	0.75	0.694	0.694	0
15				0.554	0.694	-0.139
30				0.134	0.694	-0.56
45				-0.581	0.694	-1.275
60				-1.632	0.694	-2.326
75				-3.170	0.694	-3.864
0	100	0.5	1	0	0	0
15				-0.128	0	-0.128
30				-0.517	0	-0.517
45				-1.178	0	-1.178
60				-2.149	0	-2.149
75				-3.577	0	-3.577

Tabla 2.²

Daños para pozos con penetración parcial e inclinados ($h_D = 1000$)						
θ°	h_D	Z_w/h	h_w/h	S_{0+c}	S_c	S_θ
0	1000	0.95	0.1	41.521	41.521	0
15				40.343	41.521	-1.178
30				36.798	41.521	-4.722
45				30.844	41.521	-10.677
60				22.334	41.521	-19.187
75				10.755	41.521	-30.766
0	1000	0.8	0.1	35.840	35.840	0
15				34.744	35.840	-1.095
30				31.457	35.840	-4.382
45				25.973	35.840	-9.867
60				18.261	35.840	-17.599
75				8.003	35.840	-27.837
0	1000	0.6	0.1	35.290	35.290	0
15				34.195	35.290	-1.095
30				30.910	35.290	-4.380
45				25.430	35.290	-9.890
60				17.710	35.290	-17.580
75				7.522	35.290	-27.768
0	1000	0.5	0.1	35.246	35.246	0
15				34.151	35.246	-1.095
30				30.866	35.246	-4.380
45				25.386	35.246	-9.860
60				17.667	35.246	-17.579
75				7.481	35.246	-27.765
0	1000	0.875	0.25	15.733	15.733	0
15				15.136	15.733	-0.597
30				13.344	15.733	-2.389
45				10.366	15.733	-5.367
60				6.183	15.733	-9.550
75				0.632	15.733	-15.101
0	1000	0.75	0.25	14.040	14.040	0
15				13.471	14.040	-0.569
30				11.770	14.040	-2.270
45				8.959	14.040	-5.081
60				5.047	14.040	-8.993
75				-0.069	14.040	-14.109
0	1000	0.6	0.25	13.701	13.701	0
15				13.133	13.701	-0.568
30				11.437	13.701	-2.264
45				8.638	13.701	-5.063

60				4.753	13.701	-8.95
75				-0.288	13.701	-13.989
0	1000	0.5	0.25	13.655	13.655	0
15				13.087	13.655	-0.568
30				11.391	13.655	-2.264
45				8.593	13.655	-5.062
60				4.711	13.655	-8.944
75				-0.321	13.655	-13.976
0	1000	0.75	0.5	5.467	5.467	0
15				5.119	5.467	-0.348
30				4.080	5.467	-1.387
45				2.363	5.467	-3.104
60				-0.031	5.467	-5.498
75				-3.203	5.467	-8.670
0	1000	0.6	0.5	4.837	4.837	0
15				4.502	4.837	-0.335
30				3.503	4.837	-1.334
45				1.858	4.837	-2.979
60				-0.424	4.837	-5.261
75				-0.431	4.837	-8.268
0	1000	0.5	0.5	4.777	4.777	0
15				4.443	4.777	-0.334
30				3.446	4.777	-1.331
45				1.806	4.777	-2.971
60				-0.467	4.777	-5.244
75				-3.458	4.777	-8.235
0	1000	0.625	0.75	1.735	1.735	0
15				1.483	1.735	-0.252
30				0.731	1.735	-1.004
45				-0.512	1.735	-2.247
60				-2.253	1.735	-3.988
75				-4.595	1.735	-6.330
0	1000	0.5	0.75	1.508	1.508	0
15				1.262	1.508	-0.246
30				0.528	1.508	-0.980
45				-0.683	1.508	-2.191
60				-2.380	1.508	-3.888
75				-4.665	1.508	-6.173
0	1000	0.5	1	0	0	0
15				-0.206	0	-0.206
30				-0.824	0	-0.824
45				-1.850	0	-1.850
60				-3.298	0	-3.298
75				-5.282	0	-5.282

Tabla 3.²

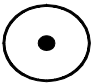
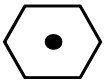

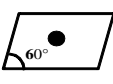
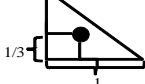





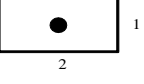
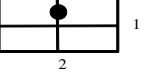

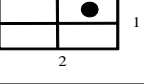

Calculo de las constantes para el efecto de daño por disparos							
Angulo entre los disparos	a_0	a_1	a_2	b_1	b_2	c_1	c_2
0° (360°)	0.250	-2.091	0.0453	5.1313	1.8672	1.6E-1	2.675
180°	0.500	-2.025	0.0943	3.0373	1.8115	2.6E-2	4.532
120°	0.648	-2.018	0.0634	1.6136	1.7770	6.6E-3	5.320
90°	0.726	-1.905	0.1038	1.5674	1.6935	1.9E-3	6.155
60°	0.813	-1.989	0.1023	1.3654	1.6490	3.0E-4	7.509
45°	0.860	-1.788	0.2398	1.1915	1.6392	4.6E-5	8.791

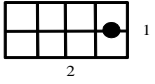
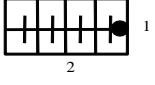
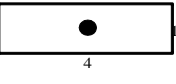
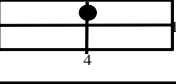
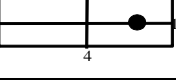
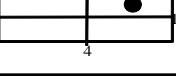
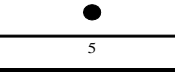
APÉNDICE B

Tabla 1.²³

Valores de la Integral Exponencial -Ei(-x)										
Valores de -Ei(-x)										
-Ei(-x), 0.000 < x < 0.209, intervalo = 0.001										
x	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0.00	+ ∞	6.332	5.639	5.235	4.948	4.726	4.545	4.392	4.259	4.142
0.01	4.038	3.944	3.858	3.779	3.705	3.637	3.574	3.514	3.458	3.405
0.02	3.355	3.307	3.261	3.218	3.176	3.137	3.098	3.062	3.026	2.992
0.03	2.959	2.927	2.897	2.867	2.838	2.810	2.783	2.756	2.731	2.706
0.04	2.681	2.658	2.634	2.612	2.590	2.568	2.547	2.527	2.507	2.487
0.05	2.468	2.449	2.431	2.413	2.395	2.377	2.360	2.344	2.327	2.311
0.06	2.295	2.279	2.264	2.249	2.235	2.220	2.206	2.192	2.178	2.164
0.07	2.151	2.138	2.125	2.112	2.099	2.087	2.074	2.062	2.050	2.039
0.08	2.027	2.015	2.004	1.993	1.982	1.971	1.960	1.950	1.939	1.929
0.09	1.919	1.909	1.899	1.889	1.879	1.869	1.860	1.850	1.841	1.832
0.10	1.823	1.814	1.805	1.796	1.788	1.779	1.770	1.762	1.754	1.745
0.11	1.737	1.729	1.721	1.713	1.705	1.697	1.689	1.682	1.674	1.667
0.12	1.660	1.652	1.645	1.638	1.631	1.623	1.616	1.609	1.603	1.596
0.13	1.589	1.582	1.576	1.569	1.562	1.556	1.549	1.543	1.537	1.530
0.14	1.524	1.518	1.512	1.506	1.500	1.494	1.488	1.482	1.476	1.47
0.15	1.464	1.459	1.453	1.447	1.442	1.436	1.431	1.425	1.42	1.415
0.16	1.409	1.404	1.399	1.393	1.388	1.383	1.378	1.373	1.368	1.363
0.17	1.358	1.353	1.348	1.343	1.338	1.333	1.329	1.324	1.319	1.314
0.18	1.310	1.305	1.301	1.296	1.291	1.287	1.282	1.278	1.274	1.269
0.19	1.265	1.261	1.256	1.252	1.248	1.243	1.239	1.235	1.231	1.227
0.20	1.223	1.219	1.215	1.210	1.206	1.202	1.198	1.195	1.191	1.187
-Ei(-x), 0.000 < x < 0.209, intervalo = 0.01										
0.0	+ ∞	4.038	3.335	2.959	2.681	2.468	2.295	2.151	2.027	1.919
0.1	1.823	1.737	1.660	1.589	1.524	1.464	1.409	1.358	1.309	1.265
0.2	1.223	1.183	1.145	1.110	1.076	1.044	1.014	0.985	0.957	0.931
0.3	0.906	0.882	0.858	0.836	0.815	0.794	0.774	0.755	0.737	0.719
0.4	0.702	0.686	0.670	0.655	0.640	0.625	0.611	0.598	0.585	0.572
0.5	0.560	0.548	0.536	0.525	0.514	0.503	0.493	0.483	0.473	0.464
0.6	0.454	0.445	0.437	0.428	0.420	0.412	0.404	0.396	0.388	0.381
0.7	0.374	0.367	0.360	0.353	0.347	0.340	0.334	0.328	0.322	0.316
0.8	0.311	0.305	0.300	0.295	0.289	0.284	0.279	0.274	0.269	0.265
0.9	0.260	0.256	0.251	0.247	0.243	0.239	0.235	0.231	0.227	0.223
1.0	0.219	0.216	0.212	0.209	0.205	0.202	0.198	0.195	0.192	0.189
1.1	0.186	0.183	0.180	0.177	0.174	0.172	0.169	0.166	0.164	0.161
1.2	0.158	0.156	0.153	0.151	0.149	0.146	0.144	0.142	0.140	0.138
1.3	0.135	0.133	0.131	0.129	0.127	0.125	0.124	0.122	0.120	0.118
1.4	0.116	0.114	0.113	0.111	0.109	0.108	0.106	0.105	0.103	0.102
1.5	0.100	0.0985	0.0971	0.0957	0.0943	0.0929	0.0915	0.0902	0.0889	0.0876
1.6	0.0863	0.0851	0.0838	0.0826	0.0814	0.0802	0.0791	0.0780	0.0768	0.0757
1.7	0.0747	0.0736	0.0736	0.0715	0.0705	0.0695	0.0685	0.0675	0.0666	0.0656
1.8	0.0647	0.0638	0.0638	0.0620	0.0612	0.0603	0.0595	0.0586	0.0578	0.057
1.9	0.0562	0.0554	0.0554	0.0539	0.0531	0.0524	0.0517	0.0510	0.0503	0.0496
2.0	0.0489	0.0482	0.0482	0.0469	0.0463	0.0456	0.0450	0.0444	0.0438	0.0432
-Ei(-x), 0.000 < x < 0.209, intervalo = 0.1										
2	4.89x10 ⁻²	4.26x10 ⁻²	3.72x10 ⁻²	3.25x10 ⁻²	2.84x10 ⁻²	2.49x10 ⁻²	2.19x10 ⁻²	1.92x10 ⁻²	1.69x10 ⁻²	1.48x10 ⁻²
3	1.30x10 ⁻²	1.15x10 ⁻²	1.01x10 ⁻²	8.94x10 ⁻³	7.89x10 ⁻³	6.87x10 ⁻³	6.16x10 ⁻³	5.45x10 ⁻³	4.82x10 ⁻³	4.27x10 ⁻³
4	3.78x10 ⁻³	3.35x10 ⁻³	2.97x10 ⁻³	2.64x10 ⁻³	2.34x10 ⁻³	2.07x10 ⁻³	1.84x10 ⁻³	1.64x10 ⁻³	1.45x10 ⁻³	1.29x10 ⁻³
5	1.15x10 ⁻³	1.02x10 ⁻³	9.08x10 ⁻⁴	8.09x10 ⁻⁴	7.19x10 ⁻⁴	6.41x10 ⁻⁴	5.71x10 ⁻⁴	5.09x10 ⁻⁴	4.53x10 ⁻⁴	4.04x10 ⁻⁴
6	3.60x10 ⁻⁴	3.21x10 ⁻⁴	2.86x10 ⁻⁴	2.55x10 ⁻⁴	2.28x10 ⁻⁴	2.03x10 ⁻⁴	1.82x10 ⁻⁴	1.62x10 ⁻⁴	1.46x10 ⁻⁴	1.29x10 ⁻⁴
7	1.15x10 ⁻⁴	1.03x10 ⁻⁴	9.22x10 ⁻⁵	8.24x10 ⁻⁵	7.36x10 ⁻⁵	6.58x10 ⁻⁵	5.89x10 ⁻⁵	5.26x10 ⁻⁵	4.71x10 ⁻⁵	4.21x10 ⁻⁵
8	3.77x10 ⁻⁵	3.37x10 ⁻⁵	3.02x10 ⁻⁵	2.70x10 ⁻⁵	2.42x10 ⁻⁵	2.16x10 ⁻⁵	1.94x10 ⁻⁵	1.73x10 ⁻⁵	1.55x10 ⁻⁵	1.39x10 ⁻⁵
9	3.60x10 ⁻⁵	1.11x10 ⁻⁵	9.99x10 ⁻⁶	8.95x10 ⁻⁶	8.02x10 ⁻⁶	7.18x10 ⁻⁶	6.44x10 ⁻⁶	5.77x10 ⁻⁶	5.17x10 ⁻⁶	4.64x10 ⁻⁶
10	1.15x10 ⁻⁵	3.73x10 ⁻⁶	3.34x10 ⁻⁶	3.00x10 ⁻⁶	2.68x10 ⁻⁶	2.41x10 ⁻⁶	2.16x10 ⁻⁶	1.94x10 ⁻⁶	1.74x10 ⁻⁶	1.56x10 ⁻⁶

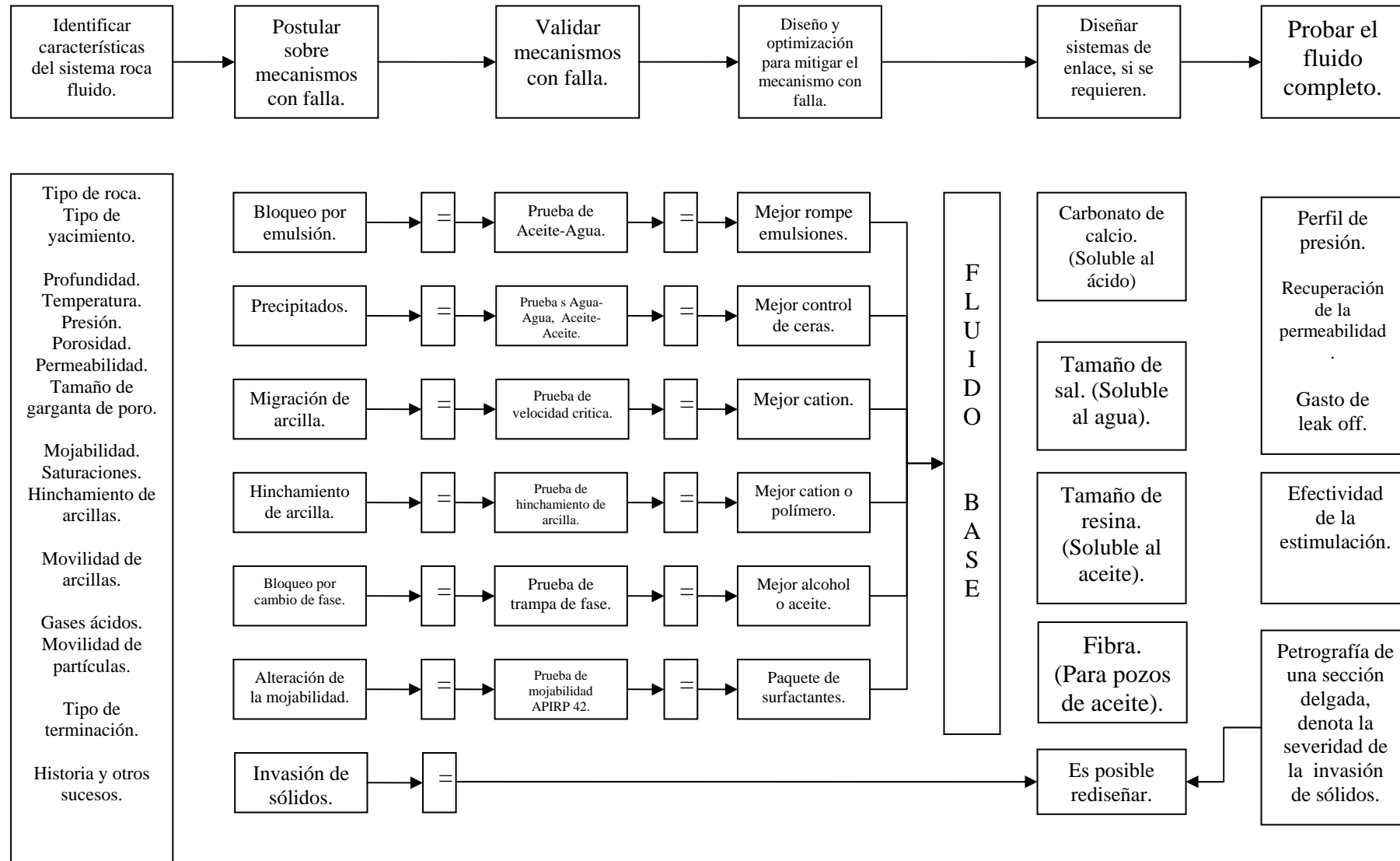
Tabla 2.²⁰

Factores de forma para modelos de pozos en áreas de drenaje simples						
En yacimientos con fronteras	C_A	$\ln C_A$	$0.5 \ln \left(\frac{2.2458}{C_A} \right)$	Exacto para $t_{DA} >$	Menos de 1% de error para $t_{DA} >$	Uso de la solución para sistema infinito con menos de 1% de error para $t_{DA} <$
	31.62	3.4538	1.3224	0.1	0.06	0.10
	31.6	3.4532	-1.3220	0.1	0.06	0.10
	27.6	3.3178	-1.2544	0.2	0.07	0.09
	27.1	3.2995	-1.2452	0.2	0.07	0.09
	21.9	3.0865	-1.1387	0.4	0.12	0.08
	0.098	-2.3227	1.5659	0.9	0.60	0.015
	30.8828	3.4302	-1.3106	0.1	0.05	0.09
	12.9851	2.5638	-0.8774	0.7	0.25	0.03
	4.5132	1.507	-0.3490	0.6	0.30	0.025
	3.3351	1.2045	0.1977	0.7	0.25	0.01
	21.8369	3.0836	-1.1373	0.3	0.15	0.025
	10.8374	2.3830	-0.7870	0.4	0.15	0.025
	4.5141	1.5072	-0.3491	1.5	0.50	0.06
	2.0769	0.7309	0.0391	1.7	0.50	0.02
	3.1573	1.1497	-0.1703	0.4	0.15	0.005

En yacimientos con fronteras	C_A	$\ln C_A$	$0.5 \ln \left(\frac{2.2458}{C_A} \right)$	Exacto para $t_{DA} >$	Menos de 1% de error para $t_{DA} >$	Uso de la solución para sistema infinito con menos de 1% de error para $t_{DA} <$
	0.5813	-0.5425	0.6758	2.0	0.60	0.02
	0.1109	-2.1991	1.5041	3.0	0.60	0.005
	5.3790	1.6825	-0.4367	0.8	0.30	0.01
	2.6896	0.9894	-0.0902	0.8	0.30	0.01
	0.2318	-1.4619	1.1355	4.0	2.00	0.03
	0.1155	-2.1585	1.4838	4.0	2.00	0.01
	2.3606	0.8589	-0.0249	1.0	0.40	0.025

APÉNDICE C

Figura 1.⁷



APÉNDICE D

Tabla 1.⁵

Comparación entre surfactantes comerciales disponibles y sus características					
	Exxon		Agente emulsificante Dowell-Schlumberger	Halliburton	
Propiedad	Texstem 8546*	Texstem 7652	W-54	Morflo II	Pen-88
Naturaleza iónica	No iónico	No iónico y Aniónico	No iónico	Aniónico	No iónico
Gravedad específica	0.932	1.0321	0.885	1.058	0.93
Punto flash, °F	67	121	52	70	122
Tensión Interfacial					
w/0% Surfactante	39.8	39.8	39.8	39.8	39.8
w/.01% Surfactante	--	18.1	5.7	8.4	10.7
w/.1% Surfactante	1.0	--	0.1	1.0	1.0
w/.2% Surfactante	0.63	--	0.1	--	--
Soluble en:					
Alcohol isopropilico	--	Si	Si	No	Si
Aromáticos	--	Si	Si	No	No
Aceite/diesel	--	Si	Si	No	No
Keroseno	--	Si	Si	No	No
Aceite crudo	--	Si	Si	No	No
Agua	--	No	No	Si	Si
Dispersable en:					
Aceite	Si	No	Si	Si	--
Agua salada	Si	Si	Si	--	--
Agua blanda	Si	Si	Si	--	--
Ácido	Si	--	Si	--	--
Mojabilidad de las arenas:					
Agua blanda	Mojado por agua	Mojado por agua	Mojado por agua	Mojado por agua	Mojado por agua
w/NaCl-50,000 ppm	Mojado por agua	Mojado por agua	Mojado por agua	Mojado por agua	Mojado por agua
75,000 ppm	Mojado por agua	Mojado por agua	Mojado por agua	Mojado por agua	Mojado por agua
100,000 ppm	Mojado por agua	Mojado por agua	Mojado por agua	Mojado por agua	Mojado por agua
150,000 ppm	Mojado por agua	Mojado por agua	Mojado por agua	Mojado por agua	Mojado por agua
200,000 ppm	Mojado por agua	Mojado por agua	Mojado por agua	Mojado por agua	Mojado por agua
Mojabilidad de carbonatos:					
Agua blanda	Mojado por agua	Mojado por agua	Mojado por agua	Mojado por agua	Mojado por agua
w/NaCl-50,000 ppm	Mojado por agua	Mojado por agua	Mojado por agua	Mojado por agua	Mojado por agua
75,000 ppm	Mojado por agua	Mojado por agua	Mojado por agua	Mojado por agua	Mojado por agua
100,000 ppm	Mojado por agua	Mojado por agua	Mojado por agua	Mojado por agua	Mojado por agua
150,000 ppm	Mojado por agua	Mojado por agua	Mojado por agua	Mojado por agua	Mojado por agua
200,000 ppm	Mojado por agua	Mojado por agua	Mojado por agua	Mojado por agua	Mojado por agua

BIBLIOGRAFÍA
LIBROS.

- Jhon Lee. Well Testing. SPE Textbook series Volume 1. New York 1982.
- Thomas O. Allen, Alan P. Roberts. Production Operations. Volume 1. Oil & Gas Consultants International, Inc. Tulsa. Third Edition. Oklahoma 1989.
- Thomas O. Allen, Alan P. Roberts. Production Operations. Volume 2. Oil & Gas Consultants International, Inc. Tulsa. Third Edition. Oklahoma 1989.
- Michael J. Economides, A. Daniel Hill, Christine Ehlig-Economides. Petroleum Production Systems. Prentice Hall Petroleum Engineering Series. Upper Saddle River, New Jersey 1994.
- Faruk Civan. Reservoir Formation Damage. Elsevier. Gulf Professional Publishing. Second Edition. Nurlington USA 2007.
- T.E.W.Nind. Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros. Limusa. México 1987.
- Carl Gatlin. Drilling and Well Completion. Prentice Hall Inc. Englewood Cliffs, N.J. 1960
- Robert S. Schechter. Oil Well Stimulation. Prentice Hall Inc. Englewood Cliffs, N.J. 1992
- AIPM, Asociación de Ingenieros Petroleros de México. A. C. Un Siglo de la Perforación en México. México. 2000.

ARTÍCULOS TÉCNICOS.

- ©Schlumberger, “Dynamic underbalance” technique for increased productivity. PURE.
- William Hurst, J. Donald Clark, Bernard Brauer. The Skin Effect in Producing Wells. SPE 1854.
- P. Datta & D. Bhuyan, Practical Analysis and Use of Skin Effect. SPE 9014.
- A.F. Van Everdingen. The Skin Effect and Its Influence on The Productive Capacity of a Well. SPE 203-G.
- Murray F. Hawkins, A Note on The Skin Effect. SPE 732-G.
- J.G. Flores, Perforating for Zero Skin: A Study of Productivity Improvement in Ecuador. SPE 95859
- Guillermo Centeno, Fernando Trejo, Jorge Ancheyta, Antonio Carlo, Precipitación de asfáltenos del crudo Maya en un Sistema a Presión. Rev. Soc. Quím. Méx. 2004, 48, 179-188.
- Marcelo Gustavo Carrión. Daño de Formación. Argentina
- Abramowitz y Stegun. Handbook of Mathematical Functions.
- Jean-Louis Salager. Adsorción y Mojabilidad. Laboratorio FIRP. Escuela de INGENIERIA QUIMICA.

PAGINAS WEB.

- <http://www.infocuencias.com>
- <http://www.schlumberger.com>
- <http://www.spe.org>
- <http://www.titanspecialties.com/>
- <http://www.udlap.mx/>

- <http://www.oilproduction.net>
- www.quiminet.com.mx

TESIS, PUBLICACIONES INTERNAS Y MATERIAL DIDÁCTICO.

- Tesis: Efecto de la composición de una mezcla ternaria y de un surfactante en concentración micelar crítica sobre el coeficiente convectivo de transferencia. Licenciatura en Ingeniería Química con área en Ingeniería de Procesos. Universidad de las Américas Puebla. 2005.
- Tesis: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Tesis de Licenciatura. Facultad de Ingeniería UNAM
- Tesis: Apuntes de la Asignatura de Comportamiento de Pozos Tesis de Licenciatura, Facultad de ingeniería UNAM 2004
- Tesis: Administración Integral de Yacimientos Petroleros: Enfoque Moderno de Trabajo en Equipo. Tesis de Licenciatura. Facultad de ingeniería UNAM. Septiembre 2005.
- Luis Soto Pineda. Material de la asignatura: Elementos de Perforación. Facultad de Ingeniería UNAM. 2006.
- Israel Castro Herrera. Material de la Asignatura: Caracterización Dinámica de Yacimientos. Facultad de Ingeniería. UNAM. 2008.

REFERENCIAS

- ¹ Existe controversia sobre la fecha en que se propone el concepto de daño a la formación, Pues el artículo de la SPE de Everdingen está publicado con fecha de 1953 A.F. Van Everdingen. The Skin Effect and Its Influence on the Productive Capacity of a Well. SPE 203-G. Michael J. Economides, A. Daniel Hill, Christine Ehlig-Economides. Y Economides cita la fecha de 1949 en su libro Petroleum production systems. Petroleum Production Systems. Prentice Hall Petroleum Engineering Series. Upper Saddle River, New Jersey 1994.
- ² Michael J. Economides, A. Daniel Hill, Christine Ehlig-Economides. Petroleum Production Systems. Prentice Hall Petroleum Engineering Series. Upper Saddle River, New Jersey 1994.
- ³ Tesis: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Tesis de Licenciatura. Facultad de Ingeniería UNAM
- ⁴ Tesis: Apuntes de la Asignatura de Comportamiento de Pozos Tesis de Licenciatura, Facultad de ingeniería UNAM 2004
- ⁵ Thomas O. Allen, Alan P. Roberts. Production Operations. Volume 2. Oil & Gas Consultants International, Inc. Tulsa. Third Edition. Oklahoma 1989.
- ⁶ Luis Soto Pineda. Material de la asignatura: Elementos de Perforación. Facultad de Ingeniería UNAM. 2006
- ⁷ Faruk Civan. Reservoir Formation Damage. Elsevier. Gulf Professional Publishing. Second Edition. Nurlington USA 2007.
- ⁸ Marcelo Gustavo Carrión. Daño de Formación. Argentina
- ⁹ <http://www.infocuencias.com>
- ¹⁰ Thomas O. Allen, Alan P. Roberts. Production Operations. Volume 1. Oil & Gas Consultants International, Inc. Tulsa. Third Edition. Oklahoma 1989.
- ¹¹ Un Siglo de la Perforación en México.
- ¹² Carl Gatlin. Drilling and Well Completion. Prentice Hall Inc. Englewood Cliffs, N.J. 1960
- ¹³ <http://www.oilproduction.net>
- ¹⁴ El procedimiento de disparar bajo balance ya es una propuesta que existía desde antes, sin embargo el disparo bajo balance dinámico, así como el simulador y las pruebas de laboratorio indicadas para la técnica PURE, son propuestas de Schlumberger, que aparece en revistas técnicas y en su pagina de Internet. ©Schlumberger, “Dynamic underbalance” technique for increased productivity. PURE.
- ¹⁵ Los problemas de los asfaltenos, vistos de una manera más general en la industria petrolera. Guillermo Centeno, Fernando Trejo, Jorge Ancheyta, Antonio Carlo, Precipitación de asfaltenos del crudo Maya en un sistema a presión. Rev. Soc. Quím. Méx. 2004, 48, 179-188.
- ¹⁶ Robert S. Schechter. Oil Well Stimulation. Prentice Hall Inc. Englewood Cliffs, N.J. 1992.
- ¹⁷ Jean-Louis Salager. Adsorción y Mojabilidad. Laboratorio FIRP. Escuela de INGENIERIA QUIMICA.
- ¹⁸ Guillermo Reynoso Luna. Tesis: Efecto de la composición de una mezcla ternaria y de un surfactante en concentración micelar crítica sobre el coeficiente convectivo de transferencia. Licenciatura en Ingeniería Química con área en Ingeniería de Procesos. Universidad de las Américas Puebla. 2005.
- ¹⁹ Murray F. Hawkins, A Note on The Skin Effect. SPE 732-G.

- ²⁰ Jhon Lee. Well Testing. SPE Textbook series Volume 1. New York 1982.
- ²¹ Israel Castro Herrera. Material de la Asignatura: Caracterización Dinámica de Yacimientos. Facultad de Ingeniería. UNAM. 2008.
- ²² Tesis: Administración Integral de Yacimientos Petroleros: Enfoque Moderno de Trabajo en Equipo. Tesis de Licenciatura. Facultad de ingeniería UNAM. Septiembre 2005
- ²³ Abramowitz y Stegun. Handbook of Mathematical Functions.