# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

## FACULTAD DE INGENIERÍA

# NOMBRE DE TESIS: DAÑO A LA FORMACIÓN EN POZOS PETROLEROS

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

**I N G E N I E R O P E T R O L E R O**

**P R E S E N T A:**

**GONZÁLEZ ESPINOSA JUAN MANUEL**

DIRECTOR DE TESIS: ING.MARIO ROSAS RIVERO

MÉXICO D. F. CD. UNIVERSITARIA, 2014

*DEDICATORIA*

*Este trabajo es primeramente dedicado para una persona que ya no está conmigo pero que me acompaña a donde quiera que voy, estoy seguro de que si hoy pudiera escucharla me diría las mismas palabras que me dijo cuándo le enseñe la carta de aceptación a esta gran comunidad universitaria que es para mí un orgullo pertenecer, mi alma máter.*

*Gracias lola, por enseñarme que para el trabajo y la verdad no existen obstáculos. tú me sujetaste cuando necesite que alguien me impulsara a seguir adelante, no sabes cómo me hubiera gustado ver tu reacción al leer estas palabras que me salen del corazón, nunca terminare de agradecerte una por una las enseñanzas que tú me diste para formar a este hombre que ahora te dedica este humilde trabajo, y para mis hijos Guadalupe Elizabeth, Juan Andrés, Julio y Leví Samuel a quienes quiero con toda el alma y sin su apoyo y tolerancia esto no hubiera sucedido porque no es fácil decir hazlo, sino es con el vivo ejemplo.*

# *AGRADECIMIENTOS*

*Primeramente agradezco a mi Dios Padre Celestial que sin su consentimiento no se realiza nada.*
*A mi Alma Máter por permitirme pertenecer a esta excelente comunidad que dio todos los conocimientos para realizar este trabajo.*
*A mis hijos y mi esposa por soportar tiempos económicos difíciles sin expresarlos siquiera.*
*A Lola Mi Madre quien me dio la vida e incondicionalmente me guio por el camino correcto.*
*A mi Padre y mis hermanos que de una u otra forma me apoyaron.*
*A mi Tia Lucia Espinosa Espinosa quien me cuido durante mi niñez y me apoyo en tiempos difíciles.*
*A la Ingeniera Ma. Cristina Avilés Alcántara quien incondicionalmente me proporciono gran cantidad de material para la elaboración de este trabajo a quien le estaré eternamente agradecido.*
*A quienes considero mis grandes amigos; José Francisco Gómez Martínez, Mario Suarez Delgado, Enrique Bobadilla García, Irenita Lazcano, Ingeniero Israel Castro Herrera, Balfred García Villanueva, Juan José Flores Verdayes, Edgar Rivera, Armando, que con su apoyo y tolerancia pude lograr mi más grande reto, este gran proyecto.*
*A Don Beto el papelero por su apoyo en material didáctico sin remuneración y por estar al tanto de mis avances.*
*A mi amigo Pedro Alatorre por suplantarme en mi trabajo cuando tenia que asistir a la Universidad.*
*A mis sinodales Ing. Agustín Velazco Esquivel, Ing. Mario Rosas Rivero, Ing. Rafael Viñas Rodríguez, M. C. Noé Santillán Piña, Ing. Israel Castro Herrera.*
*A todos mis profesores en el camino de mi formación.*
*Y por último a quienes no son incluidos pero participaron con algún apoyo sin siquiera esperar ser reconocidos.*

| | TABLA DE CONTENIDO | PAGINA |
|---|---|---|
| | RESUMEN | 7 |
| | INTRODUCCIÓN | 8 |
| CAPITULO 1 | DAÑO A LA FORMACIÓN | 9 |
| 1.1 | CONCEPTO DE DAÑO | 9 |
| 1.2 | OPERACIONES DURANTE LAS CUALES SE PRODUCE EL DAÑO | 11 |
| 1.3 | MECANISMOS DE DAÑO A LA FORMACIÓN | 14 |
| 1.3.1 | INTERACCIONES ROCA/FLUIDOS | 17 |
| 1.3.2 | MIGRACIÓN/TAPONAMIENTO POR PARTÍCULAS FINAS | 17 |
| 1.3.3 | PRECIPITACIÓN INORGÁNICA | 18 |
| 1.3.4 | PRECIPITACIÓN ORGÁNICA | 19 |
| 1.3.5 | FENÓMENOS INTERFACIALES | 20 |
| 1.3.6 | BLOQUEO POR EMULSIONES | 20 |
| 1.3.7 | BLOQUEO POR AGUA | 23 |
| 1.3.8 | INVERSIÓN DE LA MOJABILIDAD | 24 |
| 1.4 | DAÑOS DE TIPO MECÁNICO | 24 |
| 1.4.1 | DAÑOS DE ORIGEN BIOLÓGICO | 24 |
| CAPITULO 2 | DAÑO A LA FORMACIÓN DURANTE LAS OPERACIONES | 25 |
| 2.1 | DAÑOS DURANTE LA PERFORACIÓN | 25 |
| 2.1.1 | INVASIÓN DE LOS SÓLIDOS DEL LODO | 25 |
| 2.1.2 | INVASIÓN DEL FILTRADO DEL LODO | 27 |
| 2.1.3 | METODOS DE PREVENCIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN | 29 |

| | | |
|---|---|---|
| 2.1.3.1 | PREVENCIÓN DA LOS DAÑOS INDUCIDOS DURANTE LA PERFORACIÓN | 29 |
| 2.1.3.2 | PREVENCIÓN DE LOS DAÑOS INDUCIDOS DURANTE LA CEMENTACIÓN | 31 |
| 2.2 | DAÑOS DURANTE LA TERMINACIÓN/REPARACIÓN | 31 |
| 2.2.1 | SISTEMAS DE FILTRACIÓN | 31 |
| 2.2.2 | PREVENCIÓN DE LOS DAÑOS INDUCIDOS DURANTE LA ESTIMULACIÓN ÁCIDA | 33 |
| 2.2.3 | PREVENCIÓN DE LOS DAÑOS INDUCIDOS DURANTE EL FRACTURAMIENTO | 34 |
| 2.2.4 | PREVENCIÓN DE LOS DAÑOS A LA FORMACIÓN DURANTE PROCESOS DE INYECCIÓN DE FLUIDOS | 34 |
| 2.2.5 | PREVENCIÓN DE LOS DAÑOS A LA FORMACIÓN DURANTE EL PROCESO DE PRODUCCIÓN | 35 |
| CAPITULO 3 | DAÑO A LA FORMACIÓN CAUSADO EN OPERACIONES BAJO BALANCE Y SOBRE BALANCE | 36 |
| 3.1 | PERFORACIÓN BAJO BALANCE | 36 |
| 3.2 | PERFORACIÓN SOBRE BALANCE | 36 |
| 3.3 | POSIBLES APLICACIONES PRINCIPALES DEL YACIMIENTO PARA PERFORACIÓN BAJO BALANCE(UBD) | 37 |
| 3.4 | DAÑO A LA FORMACIÓN Y PERFORACIÓN BAJO BALANCE | 37 |
| 3.4.1 | MIGRACIÓN DE FINOS | 38 |
| 3.4.2 | ESTIMULACIÓN CON SÓLIDOS EXTERNOS | 38 |
| 3.4.3 | FASE DE CAPTURA | 39 |
| 3.4.4 | ARCILLAS REACTIVAS | 39 |
| 3.4.5 | POLIMEROS DE ADSORCIÓN | 40 |
| 3.4.6 | DISOLUCIÓN MINERAL | 40 |
| 3.4.7 | FORMACIÓN DE EMULSIONES ESTABLES | 40 |
| 3.4.8 | ESCALAS | 41 |
| 3.4.9 | ALTERACIONES DE MOJABILIDAD | 41 |
| 3.4.10 | DAÑO BACTERIAL | 41 |
| 3.5 | VENTAJAS DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE | 42 |

| | | |
|---|---|---|
| 3.6 | DESVENTAJAS DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE | 42 |
| 3.7 | MOTIVACIONES PARA LA REALIZACIÓN DE UN TRABAJO DE PERFORACIÒN BAJO BALANCE | 43 |
| 3.8 | PERFORACIÓN SOBRE BALANCE EXTREMO | 45 |
| 3.8.1 | UNA PERSPECTIVA PARA LA PERFORACIÓN SOBRE BALANCE EXTREMO (EOB) | 45 |
| 3. 9 | FRACTURAS MECÁNICAS DE PERFORACIÓN SOBRE BALANCE EXTREMO (EOB) | 46 |
| 3.10 | PRESIÓN INICIAL DE FRACTURA | 46 |
| CAPITULO 4 | METODOS DE DIAGNOSTICO DEL DAÑO A LA FORMACIÓN | 57 |
| 4.1 | ORIGEN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN | 50 |
| 4.2 | FACTORES PRINCIPALES QUE REDUCEN LA PRODUCCIÓN | 51 |
| 4.3 | CUANTIFICACIÓN DEL DAÑO | 52 |
| 4.4 | MÉTODOS PARA IDENTIFICAR LA PRESENCIA DE DAÑO | 54 |
| 4.4.1 | LISTA DE INDICADORAS DE DAÑO | 64 |
| 4.4.2 | FUENTES DE INFORMACIÓN | 65 |
| CAPITULO 5 | ESTIMULACIÓN DE POZOS | 67 |
| 5.1 | ESTIMULACIONES MATRICIALES REACTIVAS | 67 |
| 5.1.1 | TRATAMIENTOS DE LIMPIEZA | 67 |
| 5.1.2 | ACIDIFICACIÓN MATRICIAL EN ARENISCAS | 72 |
| 5.1.3 | ACIDIFICACIÓN MATRICIAL EN ROCAS CALCÁREAS | 81 |
| 5.2 | ESTIMULACIÓN MATRICIAL NO REACTIVA | 85 |
| 5.2.1 | TIPOS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL | 85 |
| 5.2.2 | FENÓMENOS DE SUPERFICIE | 87 |
| 5.2.3 | TENSIÓN SUPERFICIAL | 87 |
| 5.2.4 | MOJABILIDAD | 89 |
| 5.2.5 | CAPILARIDAD | 89 |
| 5.3 | SURFACTANTES | 92 |
| 5.3.1 | CLASIFICACIÓN DE LOS SURFACTANTES | 95 |

| | | |
|---|---|---|
| 5.3.2 | ACCIÓN DE LOS SURFACTANTES ANIÓNICOS | 98 |
| 5.3.3 | ACCIÓN DE SURFACTANTES CATIÓNICOS | 98 |
| 5.3.4 | ACCIÓN DE LOS SURFACTANTES NO-IÓNICOS | 99 |
| 5.4 | TIPOS DE DAÑOS SUSCEPTIBLES DE REMOVERSE CON ESTIMULACIÓN MATRICIAL NO REACTIVA | 99 |
| 5.5 | SELECCIÓN DE SURFACTANTES EN LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL NO REACTIVA | 102 |
| 5.5.1 | PLANEACIÓN Y DISEÑO | 102 |
| 5.5.2 | EJEMPLOS PARA ILUSTRAR LOS PROCEDIMIENTOS DE PRUEBAS REQUERIDOS | 104 |
| 5.5.3 | REQUERIMIENTOS DE LOS SURFACTANTES PARA ESTIMULACIONES MATRICIALES NO REACTIVAS | 106 |
| 5.6 | FLUIDOS BASE | 108 |
| | CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | 109 |
| | BIBLIOGRAFIA | 110 |

## RESUMEN

El objetivo de este trabajo es facilitar al lector la comprensión del fenómeno conocido como “daños a la formación”, sus causas, sus mecanismos y su efecto en la productividad de los pozos. Por otra parte establecer una metodología de diagnóstico, prevención y tratamientos por medios químicos.

Se presenta igualmente una metodología de diseño, ejecución y evaluación de los tratamientos químicos matriciales más comunes en las operaciones de rehabilitación de pozos, con la selección de aditivos necesarios para los tratamientos, y los posibles efectos indeseables que pueden tener, así como la forma de evitar los mismos.

## INTRODUCCIÓN

Entre los más importantes desarrollos tecnológicos con que cuenta la Ingeniería Petrolera están los métodos de estimulación de pozos. Tal es la importancia de la estimulación de pozos que se puede asegurar que no existe pozo en el mundo en el que no se haya aplicado uno o más de estos procedimientos; aún más, muchos pozos existen como productores comerciales debido precisamente a la estimulación de su productividad.

En este manual se pretende proporcionar conocimientos suficientes para que el ingeniero dedicado a la explotación de pozos petroleros pueda: determinar la conveniencia de una estimulación matricial; conocer las características, ventajas y desventajas de los procedimientos de estimulación matricial más comúnmente utilizados; seleccionar el método de estimulación y los materiales más apropiados, para las condiciones particulares de una formación y de un pozo y diseñar la estimulación matricial seleccionada.

# CAPITULO 1. DAÑO A LA FORMACIÓN

## 1.1 CONCEPTO DE DAÑO

El daño a una formación productora de hidrocarburos es la pérdida de productividad o inyectabilidad, parcial o total y natural o inducida de un pozo, resultado de un contacto de la roca con fluidos o materiales extraños, o de un obturamiento de los canales permeables asociado con el proceso natural de producción.

Se define el daño a la formación como cualquier restricción al flujo de fluidos en el medio poroso, causado por la reducción de la permeabilidad en la vecindad del pozo, por la producción de fluidos o por la introducción de fluidos durante las operaciones de perforación, terminación y/o rehabilitación del pozo, y que puede ser eliminada mediante tratamiento químico (ácidos, surfactantes u otros), permitiendo al pozo recuperar la mayor parte de su capacidad original de producción.

La aproximación sistemática al diseño de tratamientos químicos para la eliminación del daño a la formación implica: aplicar una metodología integrada de diagnóstico del daño existente, lo cual comprende:

1. Un análisis completo de las historias de perforación, terminación y reparaciones del pozo con énfasis en las posibles interacciones de los fluidos utilizados con los minerales y los fluidos del yacimiento.
2. Un buen análisis de las pruebas de presión tomadas al pozo.
3. Un estudio de la eficiencia de producción mediante análisis nodal del pozo.
4. Análisis económico de las ganancias de producción que podrían obtenerse mediante el tratamiento.
5. Predicción de las reacciones químicas que podrían ocurrir en la formación al introducir los fluidos diseñados, mediante la realización de pruebas de flujo a través de núcleos o la utilización de modelos geoquímicos.

Se debe hacer especial énfasis en la comprensión de los fenómenos interfaciales y su influencia sobre la productividad de los pozos, así, se estudian fenómenos como los bloqueos por emulsionados, los bloqueos por agua y la inversión de la mojabilidad del yacimiento, el diagnóstico apropiado de la ocurrencia de estos fenómenos, y la prevención y remedio de los mismos mediante el uso apropiado de los surfactantes.

La aplicación de estos procedimientos garantizarán mayores probabilidades de éxito en la selección de pozos candidatos a tratamientos químicos, y permitirá distinguir cuándo un pozo puede ser candidato a estimulación mecánica (fracturamiento), y, lo que es más importante, permitirá reconocer cuándo un pozo debe ser abandonado, eliminando el desperdicio que supone tratar pozos que no van a aportar producción adicional.

Las causas de una baja productividad en un pozo pueden variar desde un problema fundamental del yacimiento hasta restricciones al flujo en la zona cercana al pozo, o en el pozo mismo. Las causas potenciales incluyen: baja permeabilidad natural del yacimiento, baja permeabilidad relativa a la fase de hidrocarburos, daño a la formación, perforaciones de poca penetración o tapadas, y restricciones a nivel de pozo.

Es importante distinguir entre *baja tasa de producción y bajo índice de productividad.* La baja tasa de producción en un pozo puede ser causa de defectos en el sistema de levantamiento o en el diseño de las tuberías, mientras que el índice de productividad de un pozo hay que analizarlo comparándolo con los pozos vecinos completados en el mismo yacimiento, o con el que el mismo pozo tenía al principio de su vida productiva. Para analizar el índice de productividad hay que medirlo, y si se halla que es anormalmente bajo, se debe distinguir entre una baja capacidad de flujo del yacimiento y restricciones al flujo en las cercanías del pozo. Para esto, hay que realizar pruebas de restauración de presión para hallar la presión del yacimiento, la presión fluyente de fondo del pozo, la capacidad de flujo, permeabilidad por espesor (*kh),* y el factor de daño.

El índice de productividad se define como el volumen de fluido producido, por unidad de caída de presión entre el yacimiento y el pozo, como sigue:

$$\mathbf{j} = \frac{q}{\mathbf{Pe\ Pwi}} \qquad (1)$$

Donde:

j = índice de productividad, b/d

q = tasa de producción, b/d

$P_e$ = presión del yacimiento, psi

$P_{wi}$ = presión fluyente de fondo del pozo psi.

La tasa de producción, para estado seudo estabilizado, viene dada por la ec. de Darcy para flujo radial, como sigue:

$$q = \frac{0.0070kh(Pe-Pwi)}{\mu Bo(\ln\frac{re}{rw}+s)} \qquad (2)$$

Donde:

re = radio de drenaje del pozo. pies

rw = radio del pozo. pies

μ = Viscosidad del petróleo, cP

$B_0$ = factor volumétrico del petróleo. By / Bn (Adim.)

s = factor de daño. adimensional

k = Permeabilidad efectiva. mD

h = Espesor de la zona. pies.

Como puede verse en la ecuación anterior, hay varios factores que influyen en la productividad del pozo. Es de sumo interés descartar factores tales como la baja presión del yacimiento, la baja permeabilidad natural, y defectos mecánicos y de levantamiento, para distinguir si la causa es restricción al flujo en la zona del yacimiento más cercana a la cara del pozo. Esta restricción, que de ahora en adelante llamaremos daño a la formación, viene representada por en la ec. 2.

El sentido físico de este factor V se explica es la Fig. 1.1

Donde:

Pe = presión estática del yacimiento, psi

Pwf = presión de flujo del pozo, en condiciones de daño, psi

Pwf" = presión de flujo del pozo sin daño, psi

rd = radio de la zona dañada, pies

re = radio de drenaje del pozo en el yacimiento, pies

rw = radio del pozo, pies

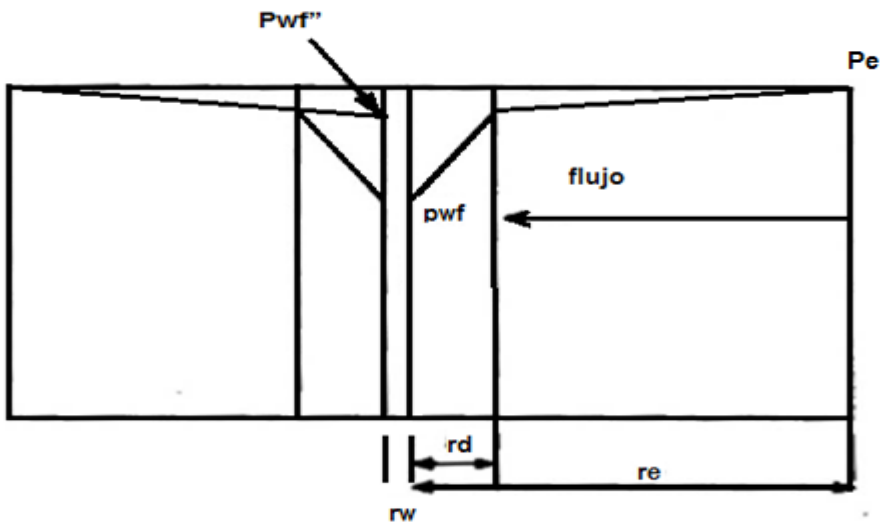



**Fig. 1.1. Caídas de presión en el flujo hacia el pozo (INTEVEP 1997).**

La existencia de una zona de permeabilidad dañada alrededor del pozo causa una caída adicional de la presión, durante el flujo hacia el pazo desde el yacimiento. Esto reduce el valor de la presión de fondo fluyente, y hace que la diferencia Pe-Pwf incremente, con lo cual el índice de productividad del pozo disminuye.

## 1.2 OPERACIONES DURANTE LAS CUALES SE PRODUCE EL DAÑO

**Perforación.** Desde que la barrena entra a la zona productora hasta que se alcanza la profundidad total del pozo, esta zona está expuesta a lodos de perforación y operaciones diversas, que afectarán fuertemente la capacidad de producción del pozo.

Cuando se perfora a través de la zona productora, la calidad del fluido de control y la presión diferencial ejercida contra la formación son críticas. El daño y su efecto en la productividad del pozo resultan de la interacción del filtrado del lodo con los fluidos y minerales que contiene la roca y de la invasión de sólidos tanto del propio fluido de perforación como de los recortes de la barrena. El lodo de perforación contiene entre otros materiales arcillas, agentes densificantes y aditivos químicos, todos ellos potencialmente dañinos. La invasión de estos materiales depende de la efectividad del control de pérdida del filtrado y del tamaño relativo de los sólidos y los poros de la formación. Esta invasión puede variar de pocas pulgadas a varios pies.

Adicionalmente la acción escariadora de la barrena y de los estabilizadores puede sellar los poros o fisuras presentes en la pared del pozo.

**Cementación.** Durante la cementación de la tubería de revestimiento, al bajar ésta puede causarse una presión diferencial adicional contra las zonas productoras, comprimiendo el enjarre y aumentando las posibilidades de pérdida de fluidos. Las lechadas de cemento también producen un alto filtrado y los propios sólidos pueden invadir la formación. Los fluidos lavadores y espaciadores, y otros productos químicos contenidos en la propia lechada de cemento, utilizados normalmente durante la cementación, pueden ser fuentes potenciales de daño a la formación. Los filtrados de lechadas con pH elevado, son particularmente dañinos en formaciones arcillosas, adicionalmente al entrar en contacto con salmueras de la formación de alta concentración de calcio, pueden provocar precipitaciones de sales.

**Terminación.** Durante la terminación del pozo se llevan a cabo varias operaciones, como son: control, recementaciones, limpieza del pozo, asentamiento del aparejo de producción, perforación del intervalo a explotar e inducción del pozo a producción.

El control del pozo y la recementación de tuberías propician la inyección forzada de fluidos y sólidos. Si el asentamiento del aparejo de producción se lleva a cabo después de haber sido perforado el intervalo de interés, pueden ocurrir pérdidas del fluido de control, agravándose si este fluido contiene sólidos.

Durante la perforación del intervalo debe procurarse en general un fluido de control limpio (libre de sólidos), y una presión diferencial a favor de la formación. Aún con estas precauciones, los túneles de las perforaciones quedan empacados con detritos de las propias cargas explosivas, de la tubería de revestimiento del cemento y la propia formación. Adicionalmente, la zona de la roca alrededor de los túneles de las perforaciones es compactada y esencialmente adquiere una permeabilidad nula. Por ambas razones las perforaciones pueden ser completamente bloqueadas.

Durante la limpieza e inducción del pozo pueden perderse fluidos y sólidos que invaden la formación ocasionando también su daño. En terminaciones especiales para el control de arena, los empacamientos de arena pueden quedar dañados por colocación deficiente, dejando espacios vacíos entre la formación y el cedazo, contaminación de la grava por incompleta limpieza antes de su colocación o mal diseño de granulometría de la grava o de la apertura del cedazo.

**Estimulación.** La estimulación de pozos debe ser cuidadosamente diseñada para evitar que los fluidos de tratamiento inyectados contra formación, puedan dejar residuos por precipitaciones secundarias o incompatibilidades con los fluidos de la formación. Obviamente estos efectos causarán daños difíciles de remover y en ocasiones permanentes. Los fluidos ácidos de estimulación son de las fuentes de mayor potencialidad de daños. Una selección inapropiada del fluido de estimulación, o el no tomar en cuenta las condiciones de los pozos en los que se realiza una estimulación, puede llevar a daños severos y en ocasiones permanentes. Al inyectar un ácido, los productos de corrosión de las tuberías son disueltos y llevados a la formación. Al gastarse el ácido, estos productos compuestos de fierro, vuelven a precipitarse en la roca. Asimismo los fluidos de estimulación llevan productos químicos (ácidos, surfactantes, etc.), que pueden cambiar la mojabilidad de la roca, crear emulsiones, reaccionar con el aceite del yacimiento formando lodos asfálticos, desconsolidar la roca, causar precipitaciones indeseables, etcétera.

**Limpieza.** Normalmente se usan solventes y productos químicos para remover materiales diversos (parafinas, asfáltenos, etc.). Estos fluidos son circulados y entran en contacto con la zona productora pudiendo alterar las condiciones de mojabilidad de la roca o propiciar daños por incompatibilidad. A veces se usan escariadores y fluidos para limpiar el pozo, si los residuos de esta operación circulan hacia el fondo y logran penetrar la formación, es también factible su taponamiento.

**Reparación de pozos.** El daño durante estas operaciones es originado por las mismas causas que intervienen al terminar los pozos. El exceso de presión diferencial contra las zonas productoras puede ocasionar pérdidas de circulación; el filtrado de fluidos incompatibles con el yacimiento producirá daño, etcétera.

**Producción.** Los intervalos disparados son susceptibles de ser taponados por sólidos (arcillas y otros finos) que emigran de la formación al ser arrastrados por el flujo de fluidos al pozo; en formaciones de arenas poco consolidadas este problema es mayor. Si el yacimiento está depresionado, será mucho más fácil dañar la formación con estos sólidos.

Durante la producción de un pozo pueden originarse cambios en la estabilidad de los fluidos producidos, pudiéndose propiciar precipitaciones orgánicas (asfáltenos y/o parafinas) o inorgánicas (sales) con el consecuente obturamiento del espacio poroso y el daño a la formación. Asimismo en pozos de gas pueden ocurrir fenómenos de condensación retrógrada que ocasionan bloqueos de líquidos en la vecindad del pozo.

En ocasiones es necesario usar productos químicos para inhibir precipitaciones o corrosión, su efecto puede alterar las condiciones de mojabilidad de la roca en forma desfavorable.

**Inyección de agua.** Generalmente se ocasiona daño en estos casos cuando el agua no está tratada apropiadamente, pudiendo contener sólidos por uso inadecuado de los filtros, por el contenido de sales no compatibles con el agua de formación, por acarreo de finos de la misma formación, por incompatibilidad con las arcillas, por bacterias, por geles residuales en la inyección de polímeros, etcétera.

**Inyección de gas.** El gas generalmente alcanza flujo turbulento en todas las instalaciones antes de llegar al intervalo abierto, esto ocasiona un efecto de barrido de grasa para roscas, escamas de corrosión u otros sólidos que taponarán los poros del yacimiento. Asimismo el gas inyectado puede acarrear productos químicos, residuos de lubricante de las compresoras u otros materiales, todo lo cual reduce la permeabilidad al gas y su inyectividad.

## 1.3 MECANISMOS DEL DAÑO A LA FORMACIÓN

Considerando la forma más simple de la Ley de Darcy para flujo radial:

$$q = -\frac{kA}{\mu}\frac{\partial P}{\partial r} \qquad (3)$$

donde:

A: área de flujo [pie2]

k: Permeabilidad [mD]

q: gasto [bl / día]

μ: viscosidad [cp]

$\frac{\partial P}{\partial r}$: gradiente de presión, [lb/pg2/pie]

Se aprecia que la disminución de producción depende básicamente de una reducción en la permeabilidad de la formación a los fluidos, o de un incremento en la viscosidad de los mismos.

Como se mencionó anteriormente la permeabilidad, k, se refiere a una permeabilidad equivalente efectiva a los fluidos del yacimiento. Esta depende de la heterogeneidad de la formación, de la permeabilidad absoluta de la misma y de la permeabilidad efectiva a los fluidos.

En un sistema de flujo radial, como se observó anteriormente, cualquier reducción en la permeabilidad alrededor de la pared del pozo resulta en una considerable reducción en su productividad (o inyectividad). En una situación de flujo lineal, como es el caso de una fractura inducida, un daño en la cara de la fractura es menos grave debido a la gran área de flujo; esto no implica que un obturamiento severo de la pared de la fractura o de la misma fractura implique una considerable pérdida de productividad o inyectividad.

Los mecanismos que gobiernan el daño a una formación, son:

i Reducción de la permeabilidad absoluta de la formación, originada por un obturamiento de los espacios vacíos interconectados (canales porosos) o fisuras de la roca.

ii Reducción de la permeabilidad relativa a los fluidos de la formación, resultado de una alteración de las saturaciones de fluidos o de un cambio de mojabilidades de la roca.

iii Aumento de viscosidad de los fluidos del yacimiento propiciado por la formación de emulsiones.

***i) Reducción en la permeabilidad absoluta de la formación***

Una roca reduce o pierde su permeabilidad absoluta cuando existe una disminución del espacio vacío libre al flujo de fluidos. Esto puede presentarse únicamente por partículas sólidas depositadas en tales espacios o al aumento del volumen del material sólido que compone la roca. Dependiendo de su tamaño, las partículas sólidas pueden invadir los conductos porosos quedándose atrapadas en los poros, en sus interconexiones o en fisuras naturales o inducidas. Estas partículas sólidas pueden provenir de los fluidos de control, de las lechadas de cemento, de los recortes de la barrena, o estar presentes en la propia formación. También los sólidos pueden crearse por precipitaciones secundarias, reacciones de los propios fluidos de la formación, o incompatibilidad de los fluidos extraños con los minerales que constituyen la roca o con sus fluidos. Además, también puede ocasionarse reducción del espacio vacío de los conductos porosos, por el aumento de volumen de los minerales contenidos en la propia formación, como es el caso del hinchamiento de arcillas.

Independientemente de cómo se cause la reducción del espacio vacío, ésta afecta considerablemente la permeabilidad de la roca. Para tener una idea de este fenómeno, considérese el empaque de capilares mostrado en la Fig. 1.2, con radios rc y longitud L. Como se aprecia en la figura, igualando las leyes de Poiseuille y Darcy, se tiene:

$$k = \frac{\phi\, r_c^2}{8} \qquad (4)$$

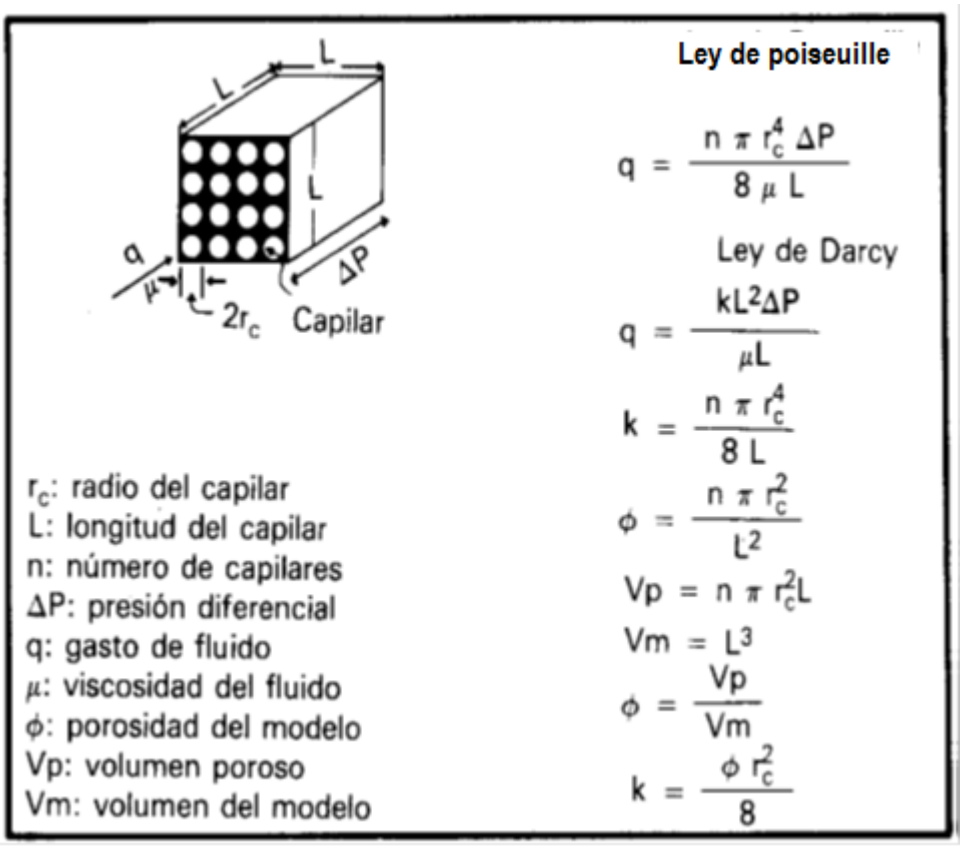



**Figura 1.2 Modelo de medio poroso con tubos capilares (Carlos Islas Silva).**

Cualquier solido presente en los conductos porosos a un aumento de volumen de los minerales de la roca, propiciarán una disminución drástica tanto de la porosidad como del radio medio de los conductos porosos, en consecuencia un decremento de la permeabilidad absoluta de la roca.

***ii) Reducción de la permeabilidad relativa***

Esta reducción puede ser ocasionada por el incremento de la saturación de agua cerca de la pared del pozo, como resultado de una alta invasión de filtrado o simplemente por la conificación o digitación del agua de formación.

La reducción en la permeabilidad relativa a los hidrocarburos, y consecuentemente de la productividad del pozo, depende del incremento en la saturación de agua y del radio de invasión. Si el filtrado contiene surfactantes usados en los fluidos de perforación, cementación, terminación o reparación, se puede cambiar la mojabilidad de la roca, y como resultado se reduce la permeabilidad relativa al aceite. La geometría de los poros, asociada con el área superficial, afecta a los cambios de permeabilidad relativa; al disminuir el volumen de los poros con las partículas transportadas dentro del yacimiento, se aumenta su área superficial, por lo tanto las posibilidades de aumentar la permeabilidad relativa al agua, aumentan con el incremento de la saturación de agua, dejando menor espacio disponible para el flujo de aceite. En pruebas de laboratorio, se ha experimentado y se ha encontrado que cuando aumenta el área superficial es más difícil de reducir la saturación de agua.

En lo general en forma natural, las rocas se encuentran mojadas por agua, un cambio en esta condición natural puede resultar de la acción de agentes activos de superficie llevados por los fluidos de perforación, cementación, terminación, reparación, limpieza y estimulación. Una reducción en la permeabilidad relativa al aceite puede ser del orden del 60 % en un medio mojado por aceite; mayores porcentajes de reducción se han encontrado en rocas de más baja permeabilidad.

Se observa que un incremento en la saturación de agua de 30 a 50% reduce la permeabilidad al aceite de 135 mD a 28 mD. Considerando la Fig. 1.3, la permeabilidad efectiva al aceite es 100 mD a una saturación de agua del 35%, esto cuando la roca está mojada por agua. Si la roca es mojada por aceite, la permeabilidad del mismo, bajo igual saturación de agua, es de 40 mD.

***iii) Alteración de la viscosidad de los fluidos del yacimiento***

Este fenómeno puede ocurrir debido a incompatibilidad de los fluidos que invaden la roca con los fluidos de formación pudiéndose crear emulsiones estables. La reducción de productividad dependerá de la viscosidad de la emulsión y del radio del área afectada. Las emulsiones de agua en aceite son más viscosas que las emulsiones de aceite en agua. Las emulsiones se forman cuando el filtrado inyectado hacia la formación se mezcla con los fluidos contenidos en ésta. Los surfactantes en unión con sólidos finos (tales como las arcillas de formación o del fluido de perforación o partículas sólidas de hidrocarburos),

tienen la tendencia a estabilizar estas emulsiones. También la mojabilidad del yacimiento y la de las partículas transportadas son factores importantes para la estabilidad de la emulsión, y de éstas también depende la fase continua de dichas emulsiones. Los finos mojados por agua reducen la tendencia a la estabilidad de la emulsión. Las formaciones mojadas por aceite, tienden a formar emulsiones más estables y de viscosidades más altas que las mojadas por agua.

Adicionalmente cuando los hidrocarburos son producidos, los cambios de presión y temperatura al dirigirse estos al pozo pueden ocasionar cambios en su constitución, por pérdida de ligeros o precipitación de material parafínico o asfáltico. Esto promoverá una mayor viscosidad de los fluidos además de la propensión a formar emulsiones y verdaderos depósitos semisólidos alrededor de la pared del pozo.

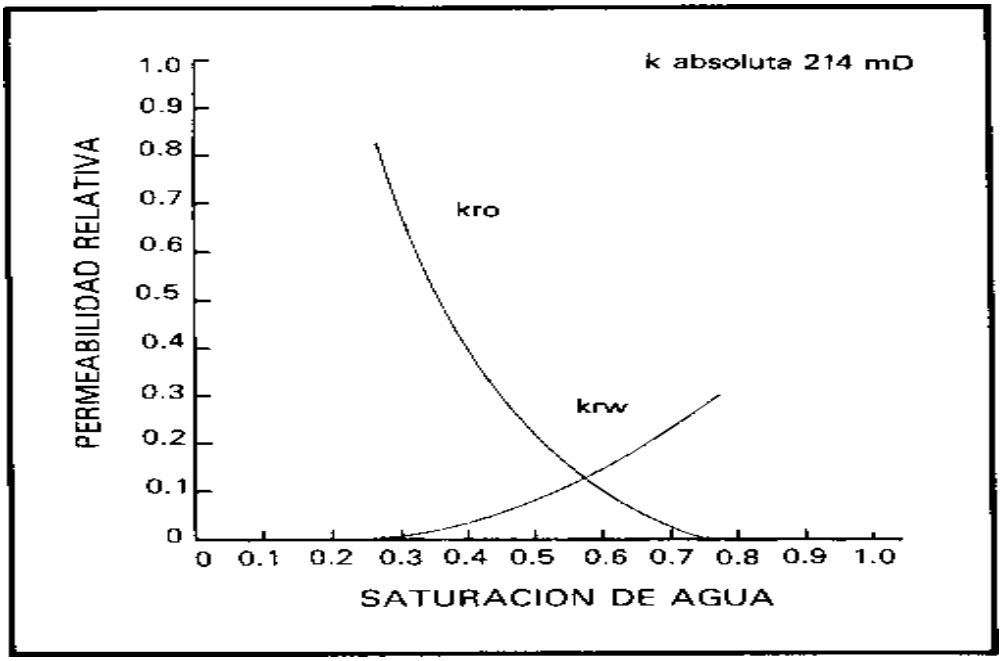



**Figura 1.3, Permeabilidades relativas contra saturaciones (Carlos Islas Silva).**

### 1.3.1 INTERACCIONES ROCA/FLUIDOS

Los daños a la formación se definen como toda restricción que afecte a la productividad o inyectividad del pozo. Esta restricción puede ser causada por desequilibrios químicos y/o físicos en la matriz de la roca o en los fluidos de la formación, que estando en equilibrio durante el tiempo geológico, se ven alterados por la introducción de fluidos extraños durante las operaciones de campo, con lo cual se reduce la permeabilidad.

La temperatura, la composición de los fluidos inyectados, la tasa de inyección, el pH y la mineralogía de la roca son el conjunto de variables que afectan la naturaleza y la extensión de las interacciones fluido/roca.

### 1.3.2 MIGRACIÓN/TAPONAMIENTO POR PARTÍCULAS FINAS

Los finos se definen como pequeñas partículas que están adheridas a las paredes de los poros de la roca, las cuales son producidas in situ o por operaciones de campo. Para que ocurra su migración, las partículas deben desprenderse de la superficie del grano, dispersarse y fluir a través del medio poroso hasta llegar a los cuellos de los poros, lo que causa un taponamiento severo y una disminución en la

permeabilidad del medio poroso en la región cercana al pozo, donde la velocidad del fluido es máxima (Fig.1).

Las partículas finas se caracterizan por tener un tamaño promedio de grano que va desde el coloidal hasta 40 micrones. Las partículas coloidales son afectadas por la difusión Browniana y los efectos de la doble capa eléctrica. Las partículas mayores que el tamaño coloidal son afectadas por las fuerzas hidrodinámicas.

Las principales partículas finas que se hallan en el medio poroso son las arcillas autigénicas (caolinita, illita, smectita

y clorita), seguidas por cuarzo, sílice amorfo, feldespatos y carbonato (calcita, dolomita y siderita).

Las arcillas autigénicas son las que más afectan a la permeabilidad del yacimiento, ya que se encuentran directamente en el espacio poroso, en la trayectoria de los fluidos. Estos minerales son de tamaño pequeño, estructuralmente laminares y de gran área superficial, por lo que tienden a reaccionar rápidamente con el flujo que se introduce en el medio poroso, de modo que si este fluido no es compatible con el tipo de arcilla presente, basta con que hayan un 2% de este para que su desestabilización cause obstrucción al flujo con disminución de la producción.

### 1.3.3 PRECIPITACIÓN INORGÁNICA.

Se han identificado varios tipos de incrustaciones inorgánicas: carbonato de calcio, sulfato de calcio, (yeso y anhidrita), sulfato de bario, carbonato de hierro, sulfuro de hierro, óxido férrico y sulfato de estroncio. De todas ellas, la mis frecuente es la de carbonato de calcio.

La reacción de equilibrio entre los iones de calcio y los de bicarbonato es la siguiente:

$$\mathbf{Ca^{+2}+2HCO^{-}_{3}\text{----------}CO_2(g)+H_2O} \qquad (5)$$

La tendencia a precipitar del carbonato de calcio depende de la concentración de los iones de calcio y de bicarbonato presentes, y de la presión parcial del $\mathbf{CO_2}$ en los fluidos residentes.

La precipitación puede ser natural o inducida. La natural está asociada con la producción, cuando lo gases disueltos salen de la solución a medida que va declinando la presión del yacimiento. Cuando el agua de la formación entra en la zona de altas caídas de presión en las cercanías del pozo, el anhídrido carbónico escapa de la solución y el equilibrio se desplaza hacia la derecha en la ec. 5, favoreciendo la precipitación de carbonato de calcio.

La precipitación inducida puede ocurrir en diversas operaciones debido a la mezcla de fluidos incompatibles. Por ejemplo: cuando iones externos de calcio se introducen a la formación durante la perforación, cementación, terminación y reparación del pozo. En este caso, al incrementar la concentración

de iones de calcio, el equilibrio de la reacción se desplaza también hacia la derecha, favoreciendo la precipitación. El ion calcio generado durante una acidificación matricial puede producir este mismo efecto. La mezcla de aguas incompatibles durante operaciones de inyección (inyección de agua, inyección continua de vapor. EOR), puede producir precipitación en los pozos productores e inyectores.

En algunos casos se ha detectado la formación de cristales de halita en el medio poroso, debido al nitrato de aguas con alta saturación de NaCl. Esta agua, a condiciones de formación alcanza el punto de sobresaturación y precipita sal.

Otra forma de precipitación inorgánica inducida en el medio poroso ocurre durante operaciones de estimulación con mezclas de HCl-HF, cuando se permite que esos fluidos hagan contacto con salmueras de potasio, sodio o calcio, que hayan filtrado previamente a la formación. Esto ocasionará la precipitación de fluosilicatos de sodio o potasio, y fluoruro de calcio.

### 1.3.4 PRECIPITACIÓN ORGÁNICA.

Las especies orgánicas más comunes que causan daño a la formación son las parafinas y los asfáltenos. Las parafinas son hidrocarburos de cadena larga que precipitan de ciertos tipos de crudo cuando baja la temperatura o la composición del crudo cambia por la liberación del gas a medida que declina la presión. Los asfáltenos son compuestos aromáticos y nafténicos de alto peso molecular, que se encuentran en dispersión coloidal en algunos crudos. Este estado coloidal está estabilizado por la presencia de resinas en el crudo, cuando se reduce de algún modo el contenido de estas resinas, los asfáltenos pueden agregarse (flocular), formando partículas lo suficientemente grandes como para quedar atrapadas en el medio poroso, causando daño a la formación. Cualquier cambio químico en el crudo que reduzca la concentración de estas resinas puede ocasionar este fenómeno.

La precipitación de productos orgánicos puede ser también natural o inducida. La natural en el caso de las parafinas está asociada a la disminución de la temperatura del crudo, y se da con más frecuencia en las tuberías que en la formación. La precipitación natural de asfáltenos está asociada a cambios en la composición del crudo por liberación de gas y fracciones ligeras, a medida que la presión declina. Si hay una zona de alta caída de presión en las cercanías del pozo, los asfáltenos pueden precipitar en el medio poroso.

La precipitación inducida resulta de la alteración del equilibrio entre el crudo del yacimiento y sus constituyentes parafínicos y asfalténicos. Esta alteración puede producirse durante cualquiera de las operaciones que se llevan a cabo en un pozo. Filtrados de fluidos de alto pH que invaden la región del yacimiento cercana al pozo pueden ocasionar la precipitación de asfáltenos, dependiendo de la naturaleza ácida o básica del crudo y de su polaridad. La inyección o filtrado de un fluido a temperatura menor que la del yacimiento, durante las operaciones de terminación, estimulación o inyección de agua, puede causar

precipitación de parafinas al caer la temperatura del crudo por debajo del punto de nube. La adición de fluidos orgánicos ligeros, tales como pentano, hexano, gasolina, gasoil, nafta y LNG, con baja tensión superficial, puede precipitar asfáltenos.

El contacto de fluidos de estimulación de bajo pH (ácidos), con el crudo, también puede causar la formación de un precipitado asfalténico, conocido como sludge. Esto se debe a que la molécula de asfalteno, de alto peso molecular, tiene un núcleo con carga neta positiva, la cual se compensa por una doble capa externa, de carga negativa. Cuando esta doble capa entra en contacto con los protones de una solución ácida, la doble capa colapsa, y las partículas de asfalteno se agregan y precipitan.

La precipitación de asfáltenos también se facilita por la presencia de otros cationes presentes en la solución, tales como hierro III y hierro II, siendo el primero más activo. Por esto, los preflujos de HCl usados en estimulación, que capturan hierro de las tuberías del pozo, deben ser separados de todo contacto con el crudo del yacimiento.

Donde ocurra la precipitación de asfáltenos, las partículas finas de la formación y los materiales precipitados de las reacciones del ácido (como el hidróxido de silicio), adsorben los asfáltenos y se vuelven parcialmente mojados por petróleo. Los asfáltenos se adsorben sobre arcillas, areniscas, calizas, y cualquier otro material, o sea, sobre cualquier superficie disponible. Si hay una capa de agua recubriendo esa superficie, retardará la adsorción del asfalteno, pero no las impedirá, y la condición original de las superficies a ser mojadas por agua se perderá, al convertirse en parcialmente mojadas por petróleo.

### 1.3.5 FENÓMENOS INTERFACIALES.

El daño a la formación puede ser causado por fenómenos diferentes a obstrucciones que disminuyen la permeabilidad de la roca. Hay daños causados por los fluidos, que involucran cambios en la viscosidad aparente de la fase oleica, o un cambio en la permeabilidad relativa al petróleo A veces se cree que estos tipos de daño son temporales, ya que los fluidos son móviles, y deberían poder sacarse de la vecindad del pozo; sin embargo, en la práctica, es muy difícil eliminar este tipo de daño.

### 1.3.7 BLOQUEO POR EMULSIONES

El bloqueo por emulsión ocurre cuando una emulsión viscosa ocupa el espacio poroso cercano al pozo, y bloquea el flujo de fluidos hacia el mismo. La conductividad de la formación cerca del pozo puede quedar reducida a cero. Este fenómeno no es frecuente, pero cuando ocurre, sus consecuencias son desastrosas.

El mecanismo de la formación de emulsiones en el medio poroso es controversial, pero parece que no sólo depende de las propiedades del crudo, sino también de la introducción de agentes externos. En la

práctica, se ha hallado que el agua y el petróleo nativos de un yacimiento rara vez forman emulsiones espontáneamente. Para que se forme una emulsión, se requieren factores externos, por ejemplo, la reintroducción en el yacimiento de un crudo extraído del mismo, porque, si ha experimentado la activación de surfactantes naturales, estos pueden estabilizar emulsiones de dicho crudo con el agua de formación. La activación de los surfactantes naturales puede ocurrir en los crudos que han sido almacenados y han sufrido oxidación en la superficie. De la misma manera, agua de yacimiento y filtrado de fluidos de perforación que se han saturado de oxígeno en la superficie, al filtrarse a la formación, provocan la oxidación del petróleo, con las mismas consecuencias.

Debe tenerse en cuenta que la energía para la formación de las emulsiones la proporciona el esfuerzo de corte producido cuando los fluidos fluyen en el medio poroso.

Un mecanismo mucho más probable de formación de emulsiones en el medio es la introducción de surfactantes con los filtrados de los fluidos de perforación y/o terminación/reparación. Si además existen partículas finas dispersas en el medio poroso, éstas se colocarán en la interfase, impidiendo la coalescencia de las gotas de la fase dispersa de la emulsión, estabilizándola. Estas emulsiones se hacen más estables cuando las partículas finas tienen una mojabilidad intermedia, esto es su mojabilidad es igual que al petróleo, así pueden concentrarse en la interfase entre el agua y el petróleo y actuar como un escudo mecánico, impidiendo que las gotas de la emulsión se junten.

Durante los procesos de acidificación con mezclas de HCl-HF se generan este tipo de partículas por disolución de compuestos silíceos y formación de hidróxido de silicio en estado coloidal. Estas partículas alcanzan el grado de mojabilidad adecuada para estabilizar emulsiones gracias al inhibidor de corrosión que el ácido lleva en exceso, y que, en general es un surfactante catiónico, que invierte la mojabilidad hacia el petróleo en los materiales silíceos. Este efecto no se ha visto que ocurra en el tratamiento de pozos de gas, por lo tanto, el petróleo de la formación ha de jugar un papel sinergístico en el proceso de inversión de la mojabilidad de las partículas.

El impacto que un bloqueo por emulsión puede tener en la productividad de un pozo, cuando un banco de emulsión de radio $\mathbf{r_e}$ y viscosidad $\mu_e$ se halla en el medio poroso alrededor del pozo, viene dado por las ecuaciones siguientes:

$$q=\frac{0.00707k_o h(P_e-P_w)}{\mu B_o\left[\ln\left(\frac{r_E}{r_w}\right)+\left(\frac{\mu_E}{\mu_o}-1\right)\ln\left(\frac{r_E}{r_w}\right)\right]} \qquad (6)$$

Comparando con la ec. (2)

$$s = \left(\frac{\mu_E}{\mu_o} - 1\right) \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) \quad (7)$$

Donde:

$\mu_E$ = viscosidad de la emulsíon, cp

$\mu_o$ = viscosidad del petroleo, cp

$r_E$ = radio del banco de emulsión, pies

$r_w$ = radio del pozo, pies

$r_e$ = radio de drene del pozo, pies

$r_w$ = radio del pozo. pies

$\mu$ = Viscosidad del petróleo, cP

Bo = factor volumétrico del petróleo. By/Bn (Adim.)

s = factor de daño. adimensional

$k_o$ = Permeabilidad del aceite. mD

h = Espesor de la zona. Pies

$P_e$ = presión del yacimiento, psi

$P_w$ = presión fluyente de fondo del pozo, psi.

La Fig. 1.4 muestra que la influencia de una emulsión alrededor de un pozo depende muy poco del radio del banco de emulsión formado, pero sí depende en gran medida de la viscosidad de dicha emulsión.

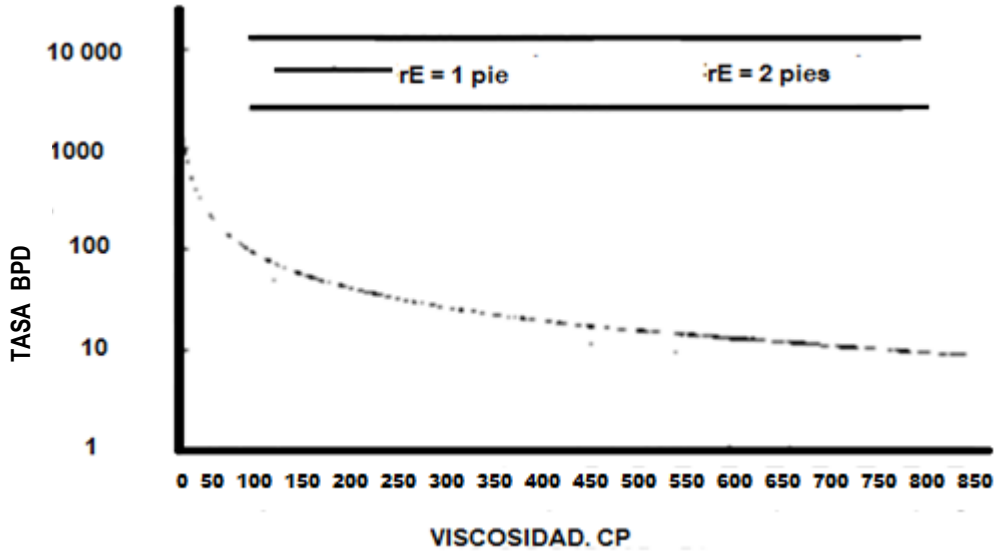



**Fig. 1.4. Efecto del bloqueo por emulsión en la producción de un pozo (INTEVEP, 1997).**

Este gráfico es la representación de las dos ecuaciones anteriores. Obsérvese que la escala vertical es la logarítmica, lo cual indica que, por un incremento de la viscosidad en 2 órdenes de magnitud, lo cual es

frecuente en la formación de emulsiones, la producción de un pozo puede bajar de 14000 b/d a 70 b/d. Esto demuestra que un banco de emulsión de radio pequeño alrededor de un pozo puede bloquear casi por completo la producción del mismo.

El efecto de la viscosidad se hace más pronunciado a nivel del medio poroso. Si tomamos en cuenta que los poros son de dimensiones capilares, las gotas de una emulsión tendrán que deformarse para pasar a través de las gargantas de los poros, para lo que se requerirá modificar el área superficial de cada gota. La energía requerida para deformar una gota y modificar su superficie creará energía superficial adicional en el sistema, lo cual se traducirá en un incremento en el trabajo necesario para mover la emulsión a través del medio poroso.

### 1.3.7 BLOQUEO POR AGUA

Bloqueo per agua es una reducción en la permeabilidad relativa al petróleo por el incremento de la saturación de agua en el medio poroso en las cercanías del pozo.

Los bloqueos por agua pueden ocurrir cuando se filtra a la formación agua proveniente de los fluidos de perforación, terminación o reparación, o por comunicación con una zona productora de agua. La región de alta saturación de agua resultante, cerca del pozo, reduce la permeabilidad de la formación al petróleo. Un bloqueo por agua, en general, se elimina por sí solo, pero, en general, viene asociado con otros tipos de daño, que enmascaran su identificación e impiden su eliminación. Además, en yacimientos con alto grado de agotamiento, la presión puede ser baja para expulsar el agua en un tiempo aceptable.

La presión del yacimiento puede ser tan baja que no logre vencer la presión capilar creada por la alta tensión interfacial entre el agua y el medio poroso, creándose así un bloqueo permanente.

Un bloqueo por agua se identifica por un repentino incremento del porcentaje de agua en la producción, o una ausencia de producción, generalmente después de una reparación en un pozo, donde se ha usado agua o salmuera. Si el pozo produce, es fácil distinguir el bloqueo de una conificación o intrusión de agua, ya que el bloqueo no es sensible a los cambios en la tasa de producción, mientras que la conificación e intrusión disminuirán al disminuir la tasa de producción.

En la sección de prevención de daños a la formación se explicarán métodos para prevenir la ocurrencia de este bloqueo.

### 1.3.8 INVERSIÓN DE LA MOJABILIDAD

La acción de surfactantes en los fluidos de perforación, así como la precipitación de asfáltenos en el medio poroso, pueden alterar la mojabilidad de la formación hacia el petróleo, reduciendo así la permeabilidad relativa de la formación hacia éste. Este efecto lo producen, en general, los filtrados de lodos de emulsión inversa.

## 1.4 DAÑOS DE TIPO MECÁNICO

El medio poroso puede ser invadido por partículas sólidas durante los procesos de perforación, reparación o inyección de agua en el pozo. Dependiendo del tamaño de las partículas, relativo al tamaño de las gargantas de los poros, este daño será más o menos profundo.

También, durante el proceso de cañoneo, se crea una zona muy compactada alrededor de cada una de las perforaciones, cuya permeabilidad puede ser de sólo 10%de la permeabilidad original de la formación.

Otra forma de daño mecánico es el colapso de la formación productora alrededor del pozo, ya sea por altos diferenciales de presión, que crean altas velocidades de flujo y tasas de cizallamiento o por destrucción del material cementante intergranular durante procesos de acidificación.

### 1.4.1 DAÑOS DE ORIGEN BIOLÓGICO

Algunos pozos, particularmente aquéllos que reciben inyección de agua, son susceptibles al daño causado por bacterias en la zona cercana al pozo. Las bacterias inyectadas a la formación, especialmente las anaeróbicas, pueden multiplicarse muy rápidamente en el yacimiento, tapando los espacios porosos con ellas mismas, o con precipitados que resultan de sus procesos biológicos. Incluso, la biomasa de las bacterias muertas puede causar grandes reducciones en la inyectividad de pozos inyectores de agua.

# CAPITULO 2 DAÑO A LA FORMACIÓN DURANTE LAS OPERACIONES

Durante todas las operaciones que se llevan a cabo en un pozo, a lo largo de su vida, pueden ocasionarse daños a las formaciones productoras de hidrocarburos. En esta sección se estudiarán los daños asociados en cada una de esas operaciones.

## 2.1 DAÑOS DURANTE LA PERFORACIÓN

La causa más común de daños a la formación en los pozos es el proceso de perforación de los mismos. El fluido de perforación consta de una fase sólida y una líquida, y los daños que causa pueden ser ocasionados por el filtrado de la fase liquida y por invasión de sólidos en el medio poroso.

Los fluidos de perforación están formulados con el objetivo de alcanzar la profundidad programada en forma rápida, segura y económica, y una de las principales preocupaciones del perforador es el control de las presiones de las formaciones que se vayan atravesando.

El proceso de perforación altera la condición de equilibrio físico químico, de esfuerzos y termodinámico que existe entre la roca, sus minerales constituyentes y los fluidos que la saturan, durante la penetración de la mecha.

La sobrepresión necesaria para controlar las presiones de los yacimientos atravesados induce la invasión de partículas sólidas del fluido de perforación y de filtrado líquido, en la región cercana al pozo, donde pueden ocasionar los mecanismos de daño descritos en la sección anterior.

### 2.1.1 INVASIÓN DE LOS SÓLIDOS DEL LODO

La invasión de los sólidos del lodo disminuye la productividad en dos formas principales:

- Taponamiento de las gargantas de los poros por formación de revoques internos.
- Incremento de la presión capilar al reducir el radio de los poros.

Los sólidos presentes en un fluido de perforación pueden ser:

- Sólidos agregados para cumplir funciones específicas, para impartir al fluido las propiedades deseadas. Generalmente, su tamaño de partícula es menor de una micra, excepto la barita y los materiales de control de pérdida de circulación. El tamaño de partícula de la barita varía entre 1 y 74 micras, y los materiales de control de pérdida son de mayor antaño todavía.
- Sólidos cortados de las formaciones atravesadas: su tamaño de partícula varía entre 1 y 100 micras, y mayores.

Los tamaños típicos de los sólidos cortados de la formación se muestran en la tabla siguiente:

| DESCRPSIION | TAMAÑO (Micras) |
|---|---|
| Cortes grandes | Más de 440 |
| Arena | 74-440 |
| Limo | 2-74 |
| Arcilla | 0.5-2 |
| Coloides | 0,001-0,5 |

Dependiendo del tamaño, las partículas pueden formar un revoque en la cara del medio poroso, hacer un revoque interno en las cercanías de la cara expuesta al flujo, o invadir profundamente el medio, si son mucho menores que el diámetro promedio de garganta. También, hay que tomar en cuenta la concentración de sólidos en el fluido da invasión, ya que, aun cuando sean muy pequeños, si hay alta concentración, podrán formar puentes en cualquier estrechamiento dentro del poro y reducir la permeabilidad.

En la figura 2.1, se puede observar el efecto de la invasión, a muy baja tasa, de un fluido en un núcleo de Brea de 6 pulgadas de largo, 5 mD de permeabilidad absoluta, y un diámetro promedio de garganta de poro de 30 a 40 micras, por un fluido que contiene partículas de tamaño promedio de 2 a 3 micras. Dependiendo del tiempo de inyección, se observa un efecto de taponamiento en las primeras 2 pulgadas del núcleo.

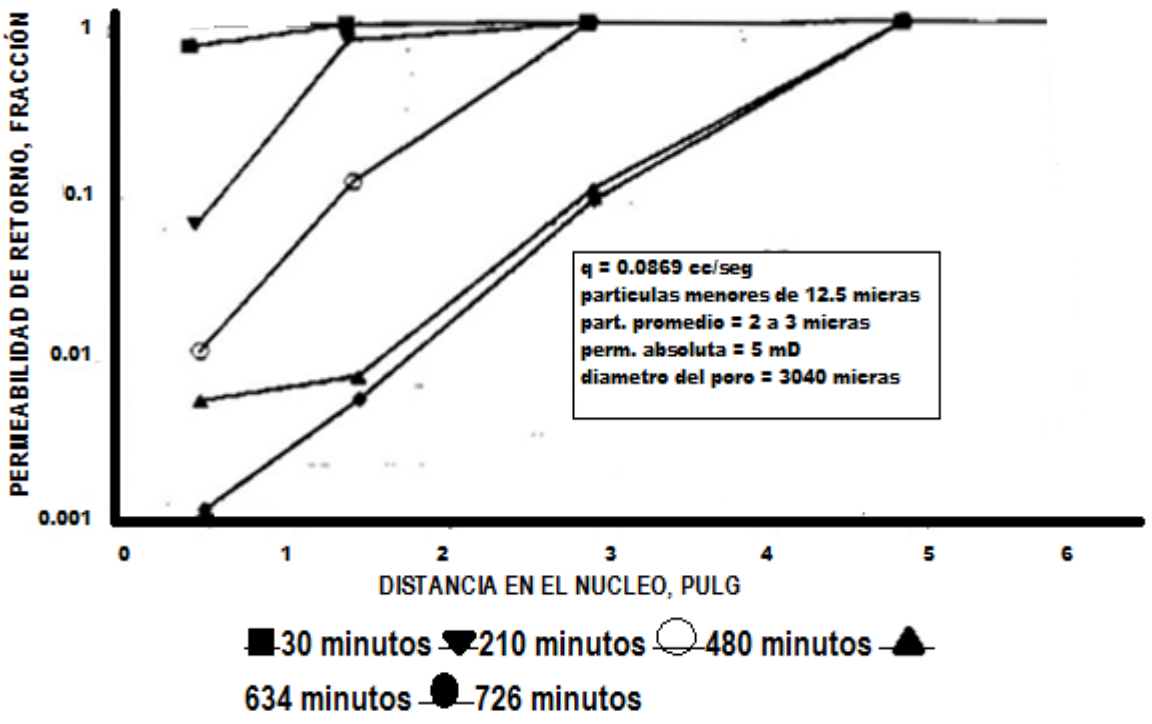



**Fig. 2.1 Efecto de la invasión de partículas sólidas en la permeabilidad.**

Como una regla general, puede decirse que si el diámetro promedio de las partículas es mayor que 1/3 del diámetro promedio de los poros, las partículas formarán un revoque externo sobre la cara de la formación permeable. Si el tamaño de las partículas está comprendido entre 1/3 y 1/10 del diámetro promedio de los poros, entonces se formará un revoque interno, el cual es el peor de los casos, porque ocurre dentro del radio crítico. Y si las partículas son menores que 1/10 del tamaño del poro, entonces habrá invasión profunda, cuya severidad dependerá de la concentración de las partículas.

### 2.1.2 INVASIÓN DEL FILTRADO DEL LODO.

La filtración de la fase liquida de un fluido de perforación hacia el medio poroso ocurre en tres etapas: debajo de la mecha de perforación, filtración dinámica durante la circulación del fluido, y filtración estática cuando el fluido no está circulando.

Los factores que controlan las propiedades filtrantes de un fluido de perforación son:

- Las propiedades físicas y químicas del fluido
- El sobrebalance de presión aplicado
- La velocidad anular
- La tasa de penetración
- El diámetro del hoyo
- El tiempo de circulación y el que el fluido permanece estático
- Las propiedades de la roca: porosidad, permeabilidad, fracturas naturales.

Es importante que los fluidos de perforación tengan el mínimo filtrado posible, para minimizar la invasión a la formación. Debe entenderse que la filtración depende en gran manera de la capacidad del fluido de formar un revoque consistente e impermeable contra la cara del medio poroso, para controlar el filtrado. La formación del revoque, sin embargo, es un proceso dinámico que comprende dos mecanismos: la formación del revoque por deposición de partículas, y la erosión del mismo por efectos de esfuerzo de corte por la velocidad del fluido paralela a la cara de la formación. Un revoque formado exclusivamente por sólidos particulados será muy susceptible a erosionarse y permeable, mientras que si contiene polímeros o partículas fibrosas, será menos erosionable, más delgado y más impermeable.

Debe tenerse presente que la fase liquida de los fluidos de perforación contiene sustancias químicas diseñadas para cumplir los propósitos adecuados en el fluido, así, el fluido contendrá sustancias alcalinas para controlar el pH, dispersantes para evitar la agregación de las partículas sólidas, cierto porcentaje de hidrocarburos, lubricantes, y, en el caso de los fluidos emulsionados, surfactantes para mantener la estabilidad de la emulsión y para obligar a los sólidos a ser mojados por la fase de aceite. También habrá cierta cantidad de sales disueltas.

Todos estos productos, necesarios para mantener las propiedades del fluido de perforación, seguirán cumpliendo sus funciones una vez que filtran al medio poroso, produciendo consecuencias indeseadas, tales como:

| OCURRENCIA | CONSECUENCIAS |
|---|---|
| Cambio en la saturación de fluidos en el medio poroso | Alteración en las propiedades capilares e hidráulicas de la roca<br>Cambios en la permeabilidad relativa<br>Bloqueo por agua<br>Debilitamiento de la matriz de la roca |
| Invasión de surfactantes | Alteración de la mojabilidad<br>Incremento en la movilidad de las partículas finas<br>Cambios en la tensión interfacial<br>Formación de emulsiones |
| Cambios en el ambiente iónico, (salinidad, contraste de salinidad, cationes y pH) | Hinchamiento de arcillas<br>Migración de partículas finas y arcillas<br>Precipitación mineral por intercambio iónico<br>Precipitación inorgánica<br>Precipitación orgánica |

Dependiendo principalmente de la temperatura de fondo de los pozos, y de la necesidad de controlar formaciones de lutita sensible al agua, se presenta la necesidad de perforar los pozos con lodo de emulsión inversa o de 100% de fase aceite.

Los lodos de emulsión inversa contienen hasta un 85% de fase oleica, y hasta un 15% de fase acuosa, estando estabilizada la emulsión por un emulsificante primario. La fase acuosa posee una alta concentración salina (hasta 300,000 ppm), con el fin de evitar que el agua migre hacia la formación, y más bien extraiga agua de la misma por efecto osmótico, garantizando la estabilidad de la formación. Se asegura que todos los sólidos agregados al lodo, y los que se vayan cortando del fondo del pozo sean mojados por aceite, para que queden dispersos en la fase continúa de la emulsión; esto se logra por medio de un surfactante secundario.

Por contener la emulsión micro gotas de agua y sólidos de diferentes tamaños, este lodo forma un revoque externo sobre la cara de la formación, el cual tiene muy buenas propiedades elásticas y es impermeable, por lo cual el volumen de filtrado que se pierde hacia la formación es menor, en general, que el que se pierde en un lodo a base de agua.

Sin embargo, el pequeño volumen perdido quedará en el área crítica alrededor del pozo, causando un daño permanente, que no se va a limpiar durante la vida productiva del pozo. Los emulsificantes primario y secundario usados para darle estabilidad a la emulsión del lodo y para que los sólidos sean mojados preferencialmente por aceite, hacen que las paredes de los poros sufran una inversión de la mojabilidad, de agua por aceite, lo que reduce la permeabilidad relativa al petróleo. Asimismo, el exceso de emulsificantes hace que se forme emulsiones entre el agua de la formación y el aceite del, filtrado, bloqueando los poros por su alta viscosidad.

También, la alta concentración de sales en la fase acuosa del filtrado, (hasta 300,000 ppm), es una fuente potencial de precipitados cuando entre en contacto con otros fluidos que vayan a usarse en el pozo, o si el agua de formación contiene sulfatos o bicarbonatos.

Puede pensarse que los lodos de 100% de fase oleica no presentarán estos problemas, pero hay que tener en cuenta que contienen el surfactante necesario para que los sólidos sean mojados por aceite, y, aún sin contener agua, se les agrega el emulsificante primario, pan cubrir la posibilidad de que haya incorporación de agua de las formaciones que se vayan atravesando.

### 2.1.3 MÉTODOS DE PREVENCIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN.

Como se ha visto en las secciones anteriores, existen dos tipos generales de daño a la formación: el que se induce de fuentes externas, durante las operaciones que impliquen invasión de fluidos y/o sólidos al yacimiento, y el que ocurre en forma natural, durante la producción del pozo. En la presente sección se estudiarán algunos métodos para prevenir la ocurrencia de esos daños.

#### 2.1.3.1 PREVENCIÓN DE LOS DAÑOS INDUCIDOS DURANTE LA PERFORACIÓN.

La causa principal de la invasión de filtrado y sólidos del fluido de perforación hacia los yacimientos es la presión diferencial o sobrebalance de la columna hidrostática del fluido en contra de la presión del yacimiento. Dadas las consecuencias económicas que tiene el daño inducido durante la perforación, es recomendable tener una base de datos actualizada del yacimiento, que incluya registros de presión estática, para poder diseñar los fluidos de perforación a la mínima densidad compatible con los márgenes de seguridad. Si los yacimientos se hallan en un grado de agotamiento avanzado, es recomendable la perforación con fluidos de muy baja densidad, aireados o espuma.

Para minimizar la invasión de filtrado, asimismo se recomienda la utilización de lodos que puedan construir un revoque impermeable rápidamente, y que este revoque pueda ser removido por la presión del yacimiento al fluir el pozo. Para esto existen lodos saturados de sal, o con partículas inertes de tamaño controlado, capaces de formar este tipo de revoques.

Es necesaria la caracterización mineralógica de la roca del yacimiento, así como de los fluidos que la saturan, agua y petróleo, para prever las reacciones químicas que podrían ocurrir cuando el filtrado del lodo invada la formación. Asimismo, de disponer de núcleos de la formación, se recomienda realizar pruebas de

flujo a través de los mismos, para hallar la reducción de la permeabilidad debida a la invasión del filtrado y sólidos del lodo.

Asimismo, se recomienda hallar la distribución de tamaño de poro en los núcleos disponibles, o en ripios cortados de la misma formación, técnica que será explicada más adelante, para determinar el tamaño mínimo de las partículas sólidas permisibles en lodo.

Durante la perforación del pozo, es de vital importancia el diseño y buen funcionamiento de los equipos de control de sólidos, para eliminar las partículas sólidas de tamaño menor que el permisible.

Es importante conocer los efectos que cada uno de los aditivos del lodo tiene en el medio poroso, y mantener la composición del mismo lo más sencilla posible. Como regla general, aditivos tales como detergentes, lubricantes y asfaltos para prevenir el embotamiento de la barrena y el pegamiento de la tubería, sólo deben usarse cuando se demuestre su necesidad, y si es posible, sólo mientras se estén perforando secciones de lutita. Los aditivos para despegar tuberías deben usarse en forma de píldoras, y ser circulados a superficies y eliminados del lodo, no permitiendo que se mezclen en todo su volumen.

Este tipo de aditivos tienden a formar emulsiones viscosas muy estables en el medio poroso, bloqueando el flujo de fluidos desde el yacimiento, sobre todo en formaciones de baja o moderada presión.

Se sabe que gran parte de los lodos de perforación cumple con sus funciones en forma óptima a valores altos de pH. Esta alcalinidad, al filtrarse hacia el medio poroso podría activar los surfactantes naturales del crudo de la formación, formando emulsiones en el medio poroso.

Los polímeros del tipo xantano, HEC, CMC y CMHEC, pueden penetrar con el filtrado; ellos se encogen como un resorte por efecto de la presión para penetrar al medio poroso, y recuperan su volumen al hallar espacio suficiente en un poro, bloqueando al paso de fluidos. Este es un efecto que no se ha observado con las poliacrilamidas.

El problema del daño durante la perforación se agudiza cuando se perforan pozos horizontales, ya que el yacimiento pasa más tiempo en contacto con el fluido de perforación, y el área expuesta a la filtración es mayor que en un pozo vertical.

Hay que distinguir dos tipos de pozos horizontales: los que se planifican como tales desde el principio, y los de reentrada, en los cuales se aprovecha un pozo vertical existente, y a partir de él, a una profundidad determinada, se perfora una sección horizontal. Estos últimos son los que presentan mayores problemas de daño a la formación, por las siguientes razones:

En general, el revestidor del pozo existente es el de producción, restringiendo el diámetro de las barrenas de perforación de la sección horizontal.

En la perforación de la sección curva del pozo, se perfora a través de secciones de lutita que requieren altas densidades de lodo para garantizar su estabilidad.

El reducido diámetro de la perforación impide la bajada de un revestidor intermedio para cubrir la sección de lutita antes de penetrar a la sección productora, por lo que ésta ha de ser perforada con la

misma densidad de lodo, en general mucho mayor que la necesaria, creando grandes sobre balances e invasión de filtrado y sólidos.

Para prevenir estos efectos, se recomienda perforar con lodos que puedan construir rápidamente un revoque impermeable y que tengan un estricto control de sólidos.

La perforación de pozos que han de atravesar grandes secciones de lutita presurizada y sensible al agua, y además de altas temperaturas, ha obligado al uso de lodos de emulsión inversa, con los efectos de daño que se han estudiado en secciones anteriores. Estos daños pueden minimizarse reduciendo los sobre balances durante la perforación al mínimo y practicando un buen control de los sólidos del lodo. Pero es de primordial importancia evitar el sobretratamiento del lodo para proteger la estabilidad de la emulsión inversa. Deben mantenerse al mínimo las concentraciones de emulsificantes que se agreguen al fluido de perforación.

#### 2.1.3.2 PREVENCIÓN DE LOS DAÑOS INDUCIDOS DURANTE LA CEMENTACIÓN

Al no poder cambiarse el carácter químico del filtrado del cemento, la mejor prevención que se puede practicar para minimizar este daño es mantener al mínimo la pérdida de filtrado de la mezcla de cemento, por medio de los aditivos adecuados para ello.

### 2.2 PREVENCIÓN DE LOS DAÑOS INDUCIDOS DURANTE LA TERMINACIÓN/REPARACIÓN

Al igual que en el caso anterior, la invasión de filtrado y sólidos de los fluidos usados en estas operaciones se debe a los grandes sobre balances de presión entre la columna de fluido y la presión de los yacimientos. La primera medida de prevención es conocer la presión del yacimiento y trabajar con la mínima densidad compatible con las normas de seguridad.

Al igual que en los fluidos de perforación, es necesario conocer la mineralogía del yacimiento y la composición de los fluidos del mismo, así como la del filtrado del lodo de perforación que filtró a la formación, para prever las reacciones químicas con precipitados que podrían ocurrir en el medio poroso.

Para prevenir la invasión de sólidos, es necesario un control de filtración de los fluidos usados, así como de que las sales disueltas sean de buena calidad, sin impurezas.

Si se conoce el tamaño de los poros, se conocerá el tamaño de las partículas que pueden taparlos así:

- Partículas que invaden: son las que tienen menos de 1/6 del tamaño del poro.
- Partículas que quedan atrapadas: las que tienen entre 1/6 y 1/2 del tamaño del poro. Formarán un revoque interno, muy dañino.
- Partículas que no pasan: su tamaño es mayor que 1/2 del diámetro del poro, y formarán un revoque externo.

#### 2.2.1 SISTEMAS DE FILTRACIÓN.

De cartucho: tubos perforados, de metal o plástico, envueltos en material permeable. El flujo ocurre desde el material permeable hacia el tubo. Se denominan por el tamaño de poro, 1, 2, 5, 10, 25 micrones,

que es el tamaño mínimo de partículas que debería eliminar el filtro. Esta denominación puede ser nominal, cuando se elimine un máximo del 90% de las partículas mayores que la denominación del filtro, o absolutas cuando elimine el 100% de esas partículas.

En los filtros de denominación absoluta, el fabricante provee un factor beta, que es la relación entre el número de partículas en el fluido antes y después del filtro. Por ejemplo:

- ✓ un factor beta de 5000 para un filtro absoluto de dos micrones indica que sólo pasará una partícula mayor de ese tamaño, por cada 5000 que haya en el fluido.
- ✓ Filtros de tierra diatomácea.
- ✓ Filtros de bolsa.
- ✓ Recomendaciones para la filtración de fluidos de trabajo
- ✓ No exceder de 1/2 galón por minuto por cada pie cuadrado de superficie del filtro.
- ✓ Usar filtros en serie
- ✓ Eliminar todos los sólidos mayores que el diámetro promedio de la garganta del poro.
- ✓ No dejar más de 10 ppm. De sólidos mayores que 1/6 del diámetro promedio de la garganta del poro.
- ✓ Colocar un filtro de tierra. Diatomácea seguido de un filtro de denominación absoluta.

Recomendaciones adiciónales

- ➢ Limpiar los transportes, tanques y mangueras con que se vayan a manejar los fluidos
- ➢ Usar las sales libres de material insoluble.
- ➢ Comprobar la compatibilidad de los fluidos de trabajo con los que haya en la formación, para evitar precipitados.
- ➢ Utilizar tuberías de trabajo limpias.
- ➢ Aplicar grasa a las conexiones de la tubería sólo en los dos primeros hilos de rosca del PIN.

Al ser inevitable la invasión del filtrado de los fluidos de terminación/reparación hacia el medio poroso, se debe procurar que el daño que ocasione este filtrado sea mínimo. En primer lugar, hay que asegurarse de que el yacimiento sea capaz de expulsar el fluido que haya penetrado, esto es, el fluido ha de tener la mínima tensión interfacial posible. En el caso de que el yacimiento tenga presiones que ameriten que sea trabajado con fluidos a base de agua (salmueras pesadas o agua), se debería agregar surfactantes, debidamente escogidos para bajar la tensión interfacial, y al mismo tiempo evitar la formación de emulsiones y los precipitados orgánicos en la interfase con el crudo.

En el caso de yacimientos con alto grado de agotamiento, se recomienda no trabajarlos con fluidos a base de agua, a fin de evitar el sobrebalance excesivo, la invasión y el bloqueo por agua, sino con mezclas de hidrocarburos livianos (gasoil, mezclas de gasoil y crudo), con surfactantes solubles en medio oleico,

debidamente escogidos, que garanticen una mínima tensión interfacial y una recuperación rápida de los fluidos perdidos a la formación.

Dentro de las operaciones de terminación/reparación, el cañoneo es una de las fuentes principales de daño a la formación. En primer lugar, dentro de lo posible, se debe cañonear en sub-balance, con la diferencial de presión a favor del yacimiento, para permitir una sugerencia que limpie el túnel de la perforación de los residuos del cañoneo y de la zona desintegrada por el mismo, así como de los daños mecánicos de poca penetración. Este sub-balance no debe ser tan grande que induzca a muy altas velocidades de flujo, para evitar desconsolidar la roca.

Para sobrepasar la zona dañada alrededor del pozo es más recomendable cañonear con alta penetración que con alta densidad de cañoneo. Si se pueden lograr ambas, sería la situación ideal.

En el caso de que sea necesario cañonear en sobre balance, se debe procurar que el fluido que va a invadir las perforaciones tenga el menor potencial posible para dañar la formación. Se puede cañonear a través de una salmuera o de gasoil preparado con surfactantes, o a través de mezclas de solventes aromáticos y surfactantes, colocados frente a las zonas a perforarse.

### 2.2.2 PREVENCIÓN DE LOS DAÑOS INDUCIDOS DURANTE LA ESTIMULACIÓN ÁCIDA

En primer lugar, para evitar agravar el daño presente en la formación, este debe ser correctamente diagnosticado, para permitir el diseño de la estimulación adecuada. Asimismo deben conocerse las composiciones de los fluidos que saturan el yacimiento, naturales o de invasión, y la composición mineralógica del mismo.

Tomando en cuenta la probabilidad de que el ácido sea incompatible con el crudo de la formación, el tratamiento debe ir precedido por un volumen de una mezcla de solventes aromáticos y surfactantes, suficiente para limpiar el volumen que se vaya a tratar, y que evite el contacto entre el ácido y el crudo. Esta mezcla ha de tener la mínima tensión interfacial posible, para facilitar su expulsión del medio poroso, y ha de contener solventes mutuales para asegurar la mojabilidad de la formación al agua.

El volumen de HCl que se vaya a usar como preflujo antes de un tratamiento con HF a diseñarse, debe ser por lo menos igual al volumen de ácido que contenga HF, para que este último no sobrepase el área en que haya actuado el HCl, y no encuentre carbonatos con los cuales pueda, formar precipitados.

El volumen de ácido que contenga HF no debe ser nunca mayor que el volumen de ácido clorhídrico usado como preflujo.

Todos los ácidos usados deben contener inhibidores de corrosión, tomando en cuenta no usar exceso de los mismos para no invertir la mojabilidad de la formación.

No debe usarse solvente mutual en un ácido, ya que impide la adsorción del inhibidor de corrosión en las tuberías, llevándose el exceso al medio poroso.

En los ácidos hay que agregar aditivos estabilizadores o acomplejantes de hierro, tales como ácido cítrico, EDTA, NTA, o ácido eritórbico, para prevenir la deposición de compuestos de hierro en la formación.

Es conveniente la adición en el ácido de surfactantes inhibidores de precipitados orgánicos.

De no ser estrictamente necesario, no se debe agregar ningún otro aditivo en las mezclas de ácido, sino los tres mencionados anteriormente.

No deben usarse hidrocarburos de ningún tipo como preflujos para la estimulación de pozos productores de gas, ya que cambiaría la saturación alrededor del pozo, reduciendo la permeabilidad relativa al gas.

No debe permitirse el contacto de ácidos que contengan HF con salmueras de sodio, potasio o calcio. Los espaciadores necesarios deberán ser de cloruro de amonio, si hay que separar etapas de ácido, para evitar precipitados.

Es importante realizar pruebas de flujo a través de núcleos, empleando las formulaciones de ácido que se vayan a utilizar en el pozo, determinando la pérdida de resistencia mecánica de la roca después del paso del ácido, para prevenir la desconsolidación de la formación y posterior producción de arena.

### 2.2.3 PREVENCIÓN DE LOS DAÑOS INDUCIDOS DURANTE EL FRACTURAMIENTO

El agua utilizada para preparar el fluido de fracturamiento debe ser filtrada y almacenada en tanques perfectamente limpios. Debe agregarse al agua un aditivo para controlar las arcillas de la formación, comúnmente KCl, y un surfactante pan disminuir la tensión interfacial del filtrado de este fluido a la formación y facilitar su recuperación.

Es muy importante agregar los aditivos necesarios para asegurar la ruptura completa del gel después de finalizado el fracturamiento. Así se asegura que no queden restos de gel en las caras de la fractura ni en el agente de soporte.

### 2.2.4 PREVENCIÓN DE LOS DAÑOS A LA FORMACIÓN DURANTE PROCESOS DE INYECCIÓN DE FLUIDOS.

Antes de comenzar la inyección de agua en un yacimiento, deben hacerse pruebas de compatibilidad de la misma con los fluidos del mismo, para prevenir precipitados orgánicos e inorgánicos.

Asimismo, debe determinarse la distribución del tamaño de poros de la formación, mediante núcleos, para determinar el nivel necesario de filtración del agua. Debe analizarse la dureza del agua (carbonatos. bicarbonatos y sulfatos), para determinar el nivel de tratamiento para evitar incrustaciones en las tuberías o en la formación.

Debe hacerse un análisis del tipo y cantidad de bacterias presentes en el agua, para determinar el nivel de tratamiento con bactericidas. Por último, debe tratarse el agua con un captador de oxígeno, para evitar la corrosión de las tuberías.

Si se va a convertir un pozo productor de crudo a pozo inyector de agua, es recomendable realizar una caracterización del crudo del yacimiento, para determinar su contenido de parafinas y asfáltenos, y de acuerdo a los resultados, realizar un tratamiento que reduzca al mínimo la saturación residual de petróleo en el área crítica alrededor del pozo, por medio de soluciones de solventes/surfactantes de muy baja tensión interfacial. De este modo se evita el contacto directo del agua con el crudo, y posibles precipitados por choque térmico.

Si el pozo que va a recibir la inyección de agua ha sido productor, hay la posibilidad de que haya sufrido migración de partículas finas hacia el área, y éstas estén bloqueando la permeabilidad a la inyección. En este caso sería recomendable realizar una estimulación química de eliminación de partículas finas, la cual se explicará en otra sección.

Por último hay que asegurarse de que el agua a inyectarse no contenga hidrocarburos líquidos, ya que éstos se acumulan en las cercanías del pozo, resaturando el medio poroso con petróleo, y reduciendo así la permeabilidad relativa al agua.

En procesos de inyección de vapor, en forma alternada o continua, es muy importante evitar que el pH del agua usada para la generación de vapor no sea demasiado alto. Un pH alto puede causar disolución de los granos de arena y sus cementos silíceos, y activar los surfactantes naturales del crudo, formando así emulsiones viscosas.

En la inyección de gas, lo más importante es que el gas esté libre de fracciones líquidas, que se irán acumulando en el medio poroso, reduciendo así la permeabilidad relativa al gas.

### 2.2.5 PREVENCIÓN DE LOS DAÑOS A LA FORMACIÓN DURANTE EL PROCESO DE PRODUCCIÓN

Los daños que se generan en forma natural durante la vida productiva de un pozo pueden ser demorados, pero no evitados por completo. Así, los depósitos orgánicos pueden controlarse en algún grado de las siguientes maneras:

Puede lograrse que las parafinas se depositen fuera del pozo mediante la colocación de aislantes térmicos en el espacio anular del mismo, para conservar la temperatura del crudo hasta la superficie.

Siendo los asfáltenos más sensibles a la declinación de presión, cualquier método que permita, tener una alta presión de fondo fluyente, disminuyendo las caídas de presión en la zona cercana al pozo, retrasaría la precipitación de los mismos. Asimismo, la inyección continua de dispersantes de asfáltenos en el fondo del pozo, por medio mecánicos evitaría esta ocurrencia.

La producción de arena asociada con altas tasas de producción puede reducirse disminuyendo la tasa +

# CAPITULO 3. DAÑO A LA FORMACIÓN CAUSADO EN OPERACIONES BAJO BALANCE Y SOBRE BALANCE

## 3.1 PERFORACIÓN BAJO BALANCE.

Por definición precisa, una condición "bajo balance" se genera cada vez que la presión de circulación eficaz en el fondo del pozo de un fluido de perforación, terminación y/ò estimulación es menor que la presión de poro efectiva en la formación adyacente a la arena.

La mayoría de las formaciones, con presiones anormales, son, colocados naturalmente, en un estado de sobrebalance cuando los fluidos a base de agua con densidad normal se utilizan en operaciones de campos petroleros típicos.

En algunas formaciones presurizadas anormalmente altas (y en algunas formaciones normalmente presurizadas), se pueden generar condiciones naturales de bajo balance utilizando aceite convencional o fluidos de perforación base agua. Esta condición, si se produce durante una operación de perforación, normalmente se denomina "flujo de perforación" y se ha utilizado con éxito durante muchos años en formaciones tales como carbonato de calcio.

## 3.2 PERFORACIÓN SOBRE BALANCE.

Una situación en la que la densidad de circulación equivalente del lodo de perforación es suficiente, a condiciones de fondo de pozo, la presión del fluido de perforación es mayor que la presión de formación, lo que resulta en un control efectivo del pozo (donde no se produce ningún flujo de fluidos de entrada de la formación) durante una operación de perforación convencional. Esta fue la técnica más común utilizada para perforar pozos en el pasado, y sigue siendo la tecnología dominante utilizada en muchas situaciones de depósito actualmente.

Perforación bajo balance no es una solución para la calidad del yacimiento con baja presión. Puede, sin embargo, producir un aumento significativo en la producción si el problema con terminaciones convencionales sobrebalance ha sido un alto grado de daño a la formación que no puede ser superado por el fluido convencional o prácticas operativas de diseño (es decir, la perdida de circulación severa, las zonas extremas de permeabilidad, agotamiento de la presión significativa , los principales problemas de sensibilidad roca-fluidos con arcillas reactivas, emulsiones, etc.), o si los problemas son técnicos (atascamiento diferencial). Muchos operadores tratan de aplicar la tecnología de Perforación bajo balance (UBD) en formaciones de calidad extremadamente pobres, esperando altas tasas de producción cuando, incluso si el pozo se perforó y finalizó de una manera completamente intacta, la productividad es antieconómica debido a las limitaciones de permeabilidad. La aplicación de la tecnología de Perforación bajo balance (UBD) en pozos horizontales intenta intersecar macro o micro fracturas en una matriz de baja permeabilidad, o para obviar problemas de conificación de gas o agua en pozos verticales, puede haber excepciones a este fundamento.

A menudo, la tecnología de perforación bajo balance no proporciona una evaluación justa, ya que a menudo se considera una alternativa costosa y que se espera resolver una amplia gama de problemas de productividad dañadas y, por tanto, se aplica en situaciones de la calidad marginal del yacimiento donde sabemos que un enfoque sobrebalance convencional no ha tenido éxito. Esto, quizás, es una de las razones por las que vemos una tasa de fracaso económico relativamente alto entre los proyectos de Perforación bajo balance (UBD) como el campo de las aplicaciones, en general, han sido sesgados hacia yacimientos de mayor calidad marginal en muchas situaciones.

Los principales criterios para decidir si debe o no implementar la tecnología de Perforación bajo balance (UBD) a un yacimiento en una situación dada son los siguientes:

1. ¿Considerando experiencias anteriores, el pozo puede ser perforado y terminado mediante la tecnología sobre balance?
2. ¿Basado en una evaluación de los parámetros de ingeniería de yacimientos, creemos que la Perforación bajo balance (UBD) proporcionará una importante ventaja técnica o económica para el proyecto?
3. ¿Cuál es el riesgo de fracaso / problemas asociados con las operaciones de Perforación bajo balance (UBD)?
4. ¿El aumento esperado en el valor de justificar el aumento del riesgo relativo a las prácticas convencionales sobre balance de perforación / terminación?

### 3.3 POSIBLES APLICACIONES PRINCIPALES DEL YACIMIENTO PARA PERFORACIÓN BAJO BALANCE (UBD):

Depósitos con pérdida de circulación significativa o invasión potencial de fluido (fracturas, cavidades, extremas permeabilidades consolidadas, formaciones intercristalinas no consolidadas y zonas de agotamiento de la presión extrema)

Esto incluiría zonas de extrema permeabilidad intercristalina (1000 mD y mayores), grandes fracturas abiertas macroscópicas, carbonatos heterogéneos con enorme interconexiones de muy alta permeabilidad y porosidad cavernosa, zonas de agotamiento de la presión extrema (como resultado de las presiones extremas sobre balance de 7 MPa o mayor) o el peor los casos de una combinación de uno de estos tipos de características de alta permeabilidad en una situación significativa de presión empobrecida.

### 3.4 DAÑO A LA FORMACIÓN Y PERFORACIÓN BAJO BALANCE.

En muchas situaciones, la motivación principal para la realización de una operación de perforación bajo balance puede estar asociada con daño a la formación severa que puede haber sido observado en pozos horizontales o verticales perforados en el área. Hay que destacar que la perforación bajo balance no es una solución para la mala calidad del yacimiento. No es una técnica de estimulación y no fabrica la

permeabilidad. Sólo permite maximizar el uso y el potencial de la permeabilidad ya existente. Daño de la formación es un fenómeno complejo que tiene varias causas y mecanismos de raíz, dependiendo de situaciones especiales de depósito, litología y en prácticas de perforación, terminación y producción utilizados en alguna situación dada en el yacimiento. Los principales mecanismos de daño a la formación para el que la perforación bajo balance es a menudo considerado como una técnica preventiva, se definen generalmente como sigue:

**3.4.1 MIGRACIÓN DE FINOS.** Migración de finos se refiere al movimiento natural de las partículas preexistentes contenidas dentro de la formación. En general, los finos tenderán a migrar relativamente con el movimiento de la fase de humectación, ya sea aceite o agua, dependiendo de la situación determinada en el depósito. La pérdida significativa de fluido de perforación de aceite o base agua, si este fluido de perforación representa la fase de humectación en una situación de presión altamente sobre balance, puede ocasionar la migración física de los finos o, con posterioridad a esto, el intento de limpiar el pozo bajo condiciones de abatimiento para eliminar volúmenes significativos de pérdida de filtrado invadido también pueden resultar en la movilización de partículas, bloqueo y el taponamiento. La motivación general para la perforación sobre balance en tales situaciones sería el reducir o eliminar las pérdidas de fluido a la formación reduciendo las preocupaciones significativas con la migración de finos durante operaciones de limpieza posteriores y de perforación. El único riesgo potencial asociado a problemas de movilización con finos durante la perforación bajo balance es, si existe una condición suficiente de presión bajo balance, y las fases movilizadas desde la formación (aceite o agua) representan la fase de humectación, en cuyo caso, altas tasas de producción de fluidos a partir del yacimiento durante una operación de bajo balance (UBD) puede dar lugar a la iniciación prematura de la migración de finos. En este caso puede hacer que los índices de flujo de esta magnitud se produzcan durante las operaciones normales de producción del pozo posteriores a las operaciones de perforación.

**3.4.2 ESTIMULACIÓN CON SÓLIDOS EXTERNOS**. Durante las operaciones de perforación sobre balance convencionales, existe un diferencial de presión sobre balance neto que tiene una tendencia a conducir potencialmente fluidos y sólidos asociados a la formación. Los fluidos de perforación convencionales contienen una amplia variedad de material potencial de sólidos en suspensión, tales como agentes de carga, (barita, hematita, carbonato de calcio, etc.), agentes de pérdida de fluido (arcillas orgánicas, bentonita, etc.) o una variedad de pérdida granular y sólida materiales de circulación (carbonatos grandes, sales grandes, fibras celulósicas, resinas solubles en aceite, cristales y gas) y otros materiales de LCM más interesantes, como las plumas de pollo, cáscara de nuez, fibra de bambú, cartón, pelotas de golf, etc. En condiciones de sobre balance hidrostático normal, hay un impulso para estos fluidos y sólidos asociados a ser desplazadas hacia la formación. En la mayoría de situaciones de matriz relativamente homogéneos, la profundidad de la invasión física de sólidos tiende a ser más bien superficial (1 - 2 cm en la formación). El resultado es que este mecanismo de daño llega a ser relativamente insignificante en

situaciones en las que perforaciones entubadas, cementadas y terminaciones se contemplan, como el radio de daño será normalmente no se extienden más allá del radio de una carga normal de perforación. Sin embargo, la gran mayoría de las operaciones de perforación bajo balance se completan en un modo de pozo abierto, como son la mayoría de los pozos horizontales. Por esta razón, este mecanismo de daño en particular es de una importancia significativa y una de las motivaciones principales para la aplicación de la tecnología de UBD en algunas situaciones.

**3.4.3 FASE DE CAPTURA.** Fase de captura se refiere al arrastre permanente de un aumento de agua atrapada o la saturación de hidrocarburos en un medio poroso que causan efectos adversos de permeabilidad relativa y perjudicial (Figura 3.1). El bloqueo del fluido arrastrado causa una reducción en la permeabilidad relativa efectiva de aceite o de gas resultante en una zona de daño potencialmente significativa que rodea la región de pozo. La principal motivación de la perforación bajo balance de tal situación es para evitar la pérdida significativa de potencialmente dañar y atrapar agua o filtrados a base de aceite en la formación, reducir al mínimo y mitigando así la posible gravedad de los daños asociados con los efectos de captura de fase.

**3.4.4 ARCILLAS REACTIVAS.** Muchas formaciones de arenisca contienen minerales de arcillas reactivas como esmécticas o montmorillonita o arcillas potencialmente defloculantes como caolinita. Estas arcillas pueden ser desestabilizadas por el contacto con salmueras frescas o salinidad baja o, en algunos casos, asociada con cambios rápidos hacia una situación de pH cáustica. La motivación de la perforación bajo balance es, por supuesto, para minimizar las pérdidas potenciales de filtrados a base de agua potencialmente perjudiciales a la formación que puede resultar en la creación de una zona de alteración significativa de la permeabilidad y la productividad en la región cercana al pozo.

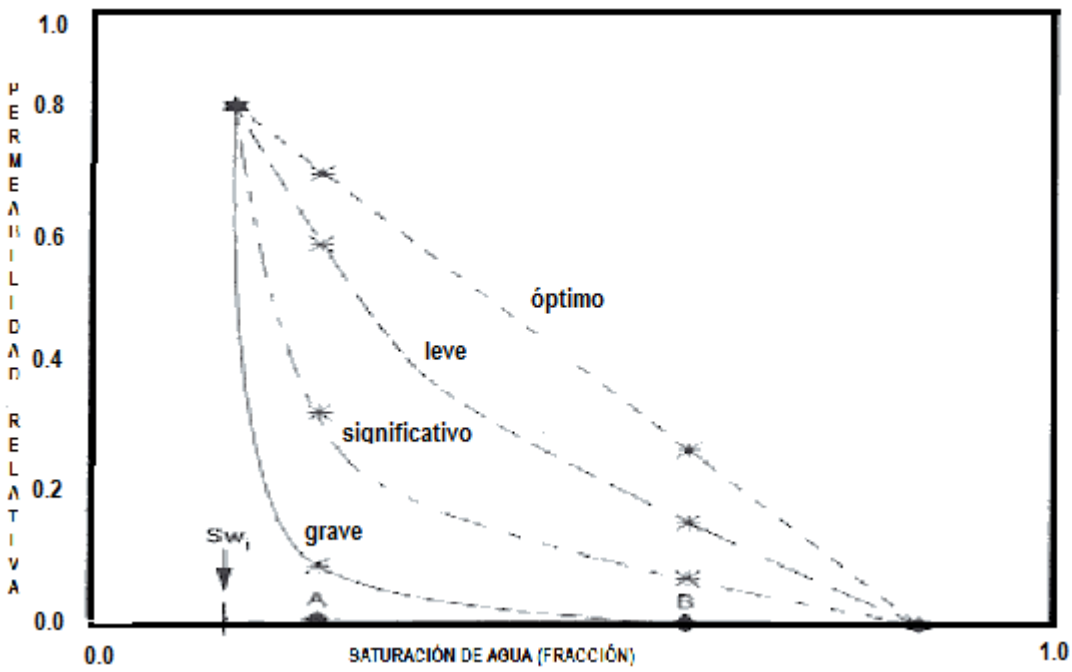


**FIGURA 3.1 Ilustración del efecto de la configuración de la curva de permeabilidad relativa en fuerzas de captura de la fase acuosa o de hidrocarburos (BENNION, D.B., THOMAS, F.B., BIETZ, R.F., JAMALUDDIN, A.K.M, 1997).**

**3.4.5 POLÍMERO DE ADSORCIÓN.** Muchos fluidos de perforación contienen agentes potenciadores de la reología y polímeros para mejorar la viscosidad del fluido y reducir las pérdidas de líquido en una situación de sobre balance de la formación. Estos polímeros pueden tener una tendencia física a ser adsorbido en la cara de la formación y, particularmente en roca de baja permeabilidad (Figura 3.2), puede dar lugar a deterioro de la permeabilidad significativa (localizada en general a la región cercana al pozo). El uso de las operaciones de perforación bajo balance elimina tanto la inclusión de estos materiales potencialmente absorción y la pérdida de estos filtrados a la formación.

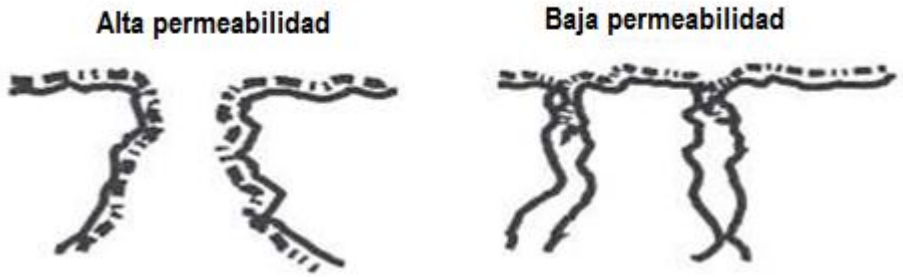



**Figura 3.2 adsorción de polímeros en formaciones de alta y baja permeabilidad (BENNION, D.B., THOMAS, F.B., BIETZ, R.F., JAMALUDDIN, A.K.M, 1997).**

**3.4.6 DISOLUCIÓN MINERAL.** Ciertas formaciones contienen materiales solubles tales como caolinita, caolín, halita, etc. que puede estar parcialmente solubilizados o suavizados por el contacto de los fluidos a base de agua. El uso de la perforación bajo balance intenta reducir al mínimo el contacto de la formación con estos fluidos potencialmente solubilizantes, lo que resulta en la invasión mínima y liberación de finos en aplicaciones de agujero calibrado.

**3.4.7 FORMACIÓN DE EMULSIONES ESTABLES.** En ciertas situaciones, la invasión de los fluidos de perforación puede combinar con los fluidos in-situ para formar agua estable altamente viscosa en emulsiones de aceite (Figura 3.3). Estas emulsiones pueden tener alta viscosidad aparente, y el resultado en la formación de lo que se conoce como un bloque de emulsión en la región cercana al pozo que puede afectar significativamente las tasas de producción de petróleo o gas en la zona afectada. El uso de la perforación bajo balance evita la inclusión o el arrastre de estos fluidos potencialmente emulsionantes en la región cercana al pozo, a pesar de los problemas importantes de emulsión pueden existir entre los fluidos producidos y circulan fluidos de perforación (que habrá que abordar en el diseño de la operación básica de perforación bajo balance utilizado en una situación dada).

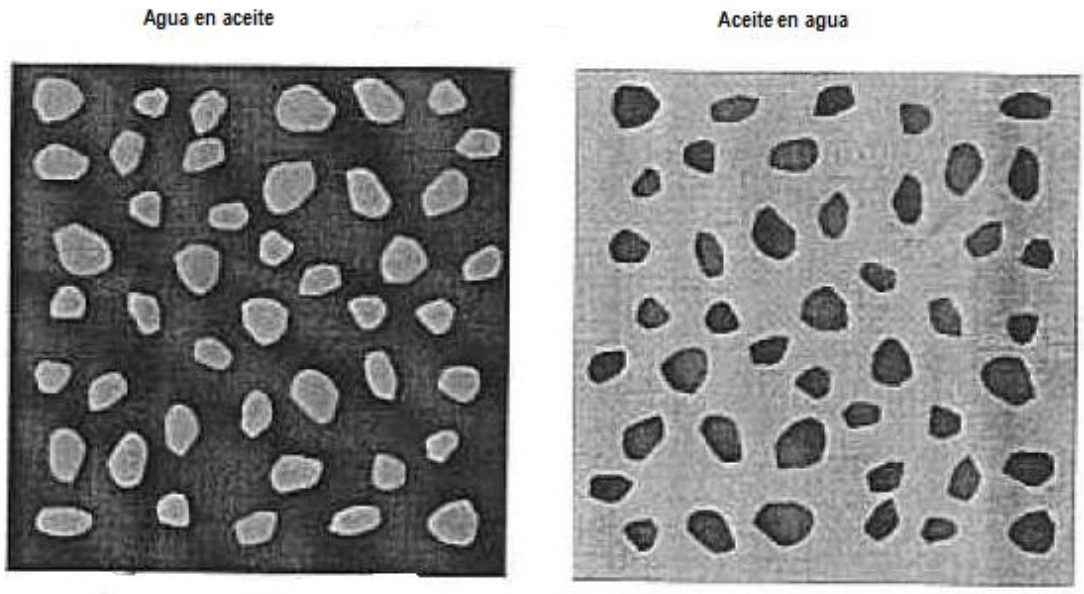



**Figura 3.3 Tipos de emulsión (BENNION, D.B., THOMAS, F.B., BIETZ, R.F., JAMALUDDIN, A.K.M, 1997).**

**3.4.8 ESCALAS.** Aguas incompatibles pueden dar lugar a la formación de carbonato o sulfato de escalas basadas en los cuales pueden ser altamente perjudiciales para la productividad o inyectividad en la región cercana al pozo. El uso de diseño apropiado de perforación bajo balance reduce al mínimo el potencial de contacto con el fluido (en la formación) y el deterioro de la permeabilidad asociada.

**3.4.9 ALTERACIONES DE MOJABILIDAD.** Muchos fluidos de perforación contienen una variedad de tensioactivos polares y aditivos que se utilizan para la corrosión, imbibición, el control de emulsión, etc. Algunos de estos componentes pueden tener una tendencia a ser adsorbidos tanto en carbonatos y superficies de piedra arenisca y causar una alteración de la mojabilidad o transición que puede alterar significativamente las características de permeabilidad relativa de agua-aceite en la región cercana al pozo. En situaciones en las que una saturación de agua móvil es evidente, esto puede aumentar relaciones de producción de agua-aceite y afectar adversamente la economía. El uso de la tecnología de perforación bajo balance adecuado evita el contacto y el arrastre del volumen de la matriz cercana al pozo con potenciales fluidos que alteran la capacidad de mojabilidad y reduce el potencial de daños.

**3.4.10 DAÑO BACTERIAL.** Fluidos base agua pueden contener, si se somete inadecuadamente al control biológico, poblaciones viables de bacterias aerobias y anaerobias que pueden ser arrastradas en la región cercana al pozo y posteriormente resultar en el crecimiento bacteriano y propagación. Esto puede resultar en la creación de polisacáridos ricos en biopelículas bacterianas, posiblemente la reducción de la productividad o inyectividad, el fondo del pozo y las cuestiones de corrosión de la superficie y, si las bacterias reductoras de sulfato son en la naturaleza, la reducción potencial de sulfato elemental (que puede estar presente en las formaciones o fluidos insitu inyectados) en gas de sulfuro de hidrógeno tóxico. El uso apropiado de la tecnología de perforación bajo balance (UBD) evita las pérdidas a largo plazo de los fluidos

potenciales a base de agua que pueden contener bacterias viables en la formación de colonias. Sin embargo, en la mayoría de los casos, si los fluidos a base de agua se contemplan para cualquier operación de perforación bajo balance (UBD), se recomienda el control de bacterias apropiado como un seguro de bajo costo.

La Perforación bajo balance (UBD) a menudo se presenta como una solución para eliminar el daño de formación. Pero en casos de periodos temporales sobrebalance, la invasión profunda del depósito por el fluido de perforación puede producirse porque no hay protección del revoque. Incluso en condiciones de bajo balance constante, el efecto de la presión capilar puede inducir imbibición espontánea y generar daños a la formación en la vecindad del pozo.

## 3.5 VENTAJAS DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE

Algunas de las ventajas de la perforación bajobalance incluyen:

- reducción potencial de daño a la formación invasiva
- minimizar la posibilidad de pérdida de circulación
- minimizar el potencial de pegadura por presión diferencial
- elimina la necesidad de costosos sistemas de lodo y costosos arreglos de lodo exótico
- mejora de ROP(velocidad de penetración) en la perforación, reduciendo los costos de perforación e incrementando la vida de la barrena
- mitigación de la extensa y costosa terminación y operaciones de estimulación
- indicación rápida de las zonas productivas del yacimiento durante la perforación
- benéfico potencial económico de la producción alta durante la perforación potencial de ensayo de flujo durante la perforación
- Reducir los problemas de perforación en yacimientos de alta permeabilidad o heterogéneas que contienen fracturas o porosidad de disolución.

### 3.6 Desventajas de la perforación Bajo Balance.

- Seguridad y preocupaciones del control del pozo a alta presión o ambientes sólidos.
- Aumento de los costos de perforación
- La imposibilidad de usar tecnología MWD convencional mediante técnicas de inyección de la sarta
- Efectos de drene gravitacional en zonas de permeabilidad alta, incluso bajo condiciones de flujo constante
- Efectos de expulsión de condensado / liberación de gas
- Mayor tendencia a problemas de corrosión si el contenido de aire u oxígeno reducido es usado como el medio de gas no condensable utilizado para generar la condición de bajo balance

## *3.7* MOTIVACIONES PARA LA REALIZACIÓN DE UN TRABAJO DE PERFORACIÓN BAJO BALANCE

Ejemplo 1: Sección transversal de un depósito de aceite. El daño a la Formación es estudiado en una sección transversal de un pozo horizontal en un yacimiento de aceite.

La sección transversal considerada es de 10 m. La permeabilidad del yacimiento es homogénea en la sección transversal con un valor de 8 md.

Una rejilla radial se utiliza para la discretización numérica, y una presión constante se impone como una condición de frontera exterior. La presión Inicial del yacimiento es de 4641.208 psi. El radio del pozo es 0.108m. Ambos UBD y OBD son considerados en las simulaciones bajo diferentes condiciones de perforación resumidas en la Tabla 3.1:

1. Caso 1: OBD, la presión sobre balance es de 217.5566 psi (la presión de perforación es de 4858.764 psi) durante un período de perforación de 2 días. Para simular la productividad de los pozos con OBD, es necesario poner propiedades de enjarre en el modelo. La reducción de permeabilidad en la zona ocupado por el enjarre interno medido desde el laboratorio se presentan en la figura. 3.4. La permeabilidad del enjarre externo es 0.02 md con un espesor de 4 mm.

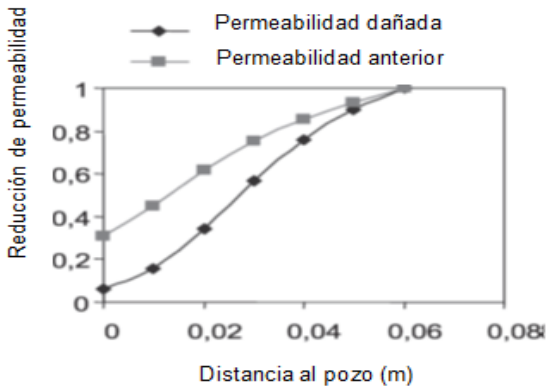



**Figura 3.4 Reducción de la permeabilidad en el enjarre interno (SPE Production & Operations, 2006).**

2. Caso 2: UBD, la presión bajo balance es de -20 bar (la presión de perforación es de 300 bar). Durante la operación, una presión sobrebalance temporal de 15 bar se produce accidentalmente durante un período de 5 minutos.

3. Caso 3: UBD, la presión bajo balance es de -290.0755 psi. Durante la operación, una presión temporal sobre balance de 217.5566 psi se produce por un período de 15 min.

| caso | modo de perforación | ∇ P en el yacimiento (psi) | argumento |
|---|---|---|---|
| 1 | OBD | +217.5566 | Caso de referencia |
| 2 | UBD | -290.0755 | Temporalmente OBD(+217.5566 psi)durante 5 min |
| 3 | UBD | -290.0755 | Temporalmente OBD(+217.5566 psi)durante 15 min |
| 4 | UBD | -290.0755 | Sin utilizar OBD utilizada solo curva $P_c$ *(máx. 58.0151psi)* |

**Tabla 3.1 – DIFERENCIAS ENTRE LOS DIFERENTES CASOS PARA EL EJEMPLO 1, (SPE Production & Operations, 2006).**

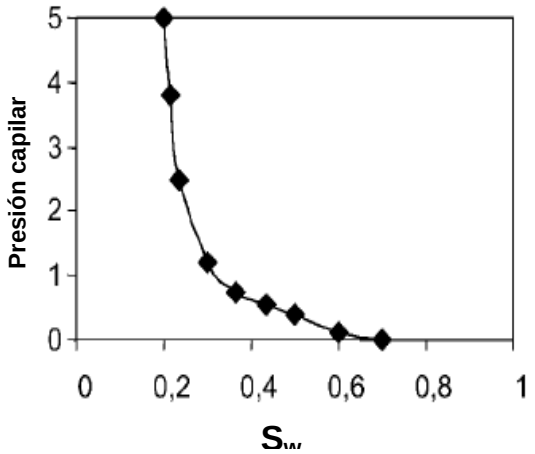



**Fig. 3.5- Presión Capilar entre el filtrado y el aceite en el yacimiento (SPE Production & Operations, 2006)..**

Caso 4: UBD, la presión bajo balance es de -290.0755 psi durante 2 días. Una presión capilar entre el fluido de perforación y el aceite en el lugar con un máximo de 72.51887 psi se considera en la (Fig.3.5). En los casos 2 y 3, no se considera la presión capilar. En el caso 4, la presión siempre está bajo balance con -290.0755 psi. Curvas de Histéresis de permeabilidad relativa se consideran para simular la productividad pérdida del pozo.

El modelado numérico para cuantificar el daño a la formación en la vecindad del pozo. Las pérdidas de productividad se comparan en los ejemplos para Perforación bajo balance (UBD) y Perforación sobre balance (OBD), teniendo en cuenta períodos provisionales sobrebalance y los efectos de la presión capilar para la perforación bajo balance.

Los resultados obtenidos muestran que el daño de la formación puede ser significativo en UBD, especialmente para altas presiones capilares o yacimientos con permeabilidades altas. Aunque Perforación bajo balance (UBD) es generalmente mejor que Perforación sobre balance (OBD), se deben tomar precauciones en la selección del fluido y en las condiciones de perforación.

Parece que el daño de formación se puede minimizar al ser cuidadosos en experimentos de laboratorio en la selección de fluidos para minimizar la presión capilar y mejorar el efecto de histéresis en relación mediante fenómenos de reducción de la permeabilidad por bloqueo de agua.

Aunque la Perforación bajo balance (UBD) es generalmente mejor que Perforación sobre balance (OBD), se deben tomar precauciones en la selección de fluidos y en condiciones de perforación. Pareciera que el daño de formación puede ser minimizado por el laboratorio cuidando los experimentos de selección de fluidos para minimizar la presión capilar y para mejorar el efecto en la permeabilidad relativa por la reducción de los fenómenos de bloqueo del agua.

### 3.8 PERFORACIÓN SOBRE BALANCE EXTREMO.

Sobre Balance Extremo ha sido definida como la aplicación de una muy alta presión sobre balance durante el proceso de perforación (EOP) o presiones "crecientes" muy altas de perforaciones ya existentes. El sobre balance, es significativamente superior a la presión de ruptura de la formación, creando fracturas cortas y mejora la productividad en algunos pozos. Si bien ha habido éxitos notables, Perforación sobre balance Extremo (EOB) no es un reemplazo para la perforación bajo balance mundial. Más bien, es un proceso complementario para aplicaciones específicas.

El enfoque de Perforación sobre balance Extremo (EOB) emplea tuberías de pozos para contener la fuente de energía. La técnica básica consiste en presionar una gran parte de la tubería con gas sobre una pequeña cantidad de líquido. La columna de gas a presión y el líquido por debajo de ella crean una presión alta frente a la zona perforada.

La experiencia de campo, con el apoyo de los datos de prueba de laboratorio, indica que la presión sobre balance en la zona de la perforación debe estar en el intervalo de 1.4-2.0 psi / pies de profundidad del pozo.

Para los pozos sin perforaciones existentes, la alta presión se aplica de forma instantánea a la formación al realizar los disparos, y el fluido del pozo es accionado en las perforaciones. El gas en expansión mantiene la presión del pozo en la zona perforada para asegurar tiempo suficiente de carga para crear fracturas cortas (en el orden de 10 pies) en la formación. Las altas velocidades de flujo en el fondo del pozo durante Perforación sobre balance Extremo (EOB) no suelen alcanzarse en operaciones de fracturamiento hidráulica convencional. El evento de Perforación sobre balance Extremo (EOB) dura decenas de segundos.

#### 3.8.1 UNA PERSPECTIVA PARA LA PERFORACIÓN SOBRE BALANCE EXTREMO (EOB).

EOB puede ser visto como un medio para obtener fracturas cortas sin la necesidad de grandes cantidades de equipo superficiales. Con pistolas multifasicas, también puede verse como una técnica de colocación para desviar el fluido dinámico. Suponiendo que el concepto de Perforación sobre balance Extremo (EOB) funciona, entonces podría tener una aplicación para las siguientes situaciones:

- grandes daños al pozo por fractura anteriores ya sea en pozos nuevos o productores.
- fracturas más allá del daño de perforación cuando no hay suficiente bajo balance.
- proporcionar el desvío / colocación de ácido matricial en lugar de pelotas u otras técnicas de desviación.
- Tratamiento de las fracturas prehidráulicas para romper la formación, y
- mejorar la comunicación con las fracturas naturales.

Las dos primeras aplicaciones requieren de fracturas con suficiente conductividad para tener éxito ya que la vía de flujo primaria es ahora a través de las fracturas. Las fracturas bilaterales o múltiples funcionarán siempre y cuando la conductividad de la fractura no se vea comprometida por la competencia de fracturas múltiples. Perforación sobre balance Extremo (EOB) es una técnica de desplazamiento de acidificación matricial basada en la prestación de conductividad del fracturamiento ácido, por lo tanto, se prefieren las fracturas múltiples. Cuando se utiliza como un tratamiento de la fractura prehidraulica, la iniciación de sólo una fractura de doble ala se desea minimizar la competencia cerca del pozo para múltiples fracturas. Para un yacimiento naturalmente fracturado, se requieren fracturas múltiples conductores intersectando las fracturas naturales. La aplicación apropiada de Perforación sobre balance Extremo (EOB) a todos los tratamientos antes mencionados requiere una comprensión de la mecánica de fractura de EOB.

### 3.9 FRACTURAS MECÁNICAS DE PERFORACIÓN SOBRE BALANCE EXTREMO (EOB).

Los mecanismos de fractura que intervienen en Perforaciones sobre balance Extremo (EOB) son similares a la fracturación hidráulica convencional en algunos aspectos y sin embargo, significativamente diferente en otros. Entre los factores que influyen en el desarrollo de fracturas en la Perforación sobre balance Extremo (EOB) se encuentran esfuerzos locales, presión en la cabeza del pozo, volumen de gas, permeabilidad de la formación, tiro densidad del disparo de revestimiento diámetro de entrada del agujero de la tubería de revestimiento, fases de disparó, orientación de las perforaciones con respecto al plano preferencial de fracturamiento (PFP) y el número de fracturas creadas.

**3.10 PRESIÓN INICIAL DE FRACTURA.** Datos de campo y laboratorio muestran que la presión inicial de la fractura EOB es siempre mayor que la presión inicial de la fractura observada en la fracturación hidráulica convencional. EOB también atrapa las partículas de arena triturada residuales en los túneles de los disparos (disparos bajo balance tiende a eliminar las partículas en el pozo). Las partículas pueden actuar como un filtro de enjarre durante la inyección resultando en un aumento adicional de la presión inicial de la fractura dinámica (EOB).

## CAPITULO 4. METODOS DE DIAGNOSTICO DEL DAÑO A LA FORMACIÓN

Dado que la estimulación de pozos concierne directamente con el mejoramiento de su productividad, o en su caso de su inyectabilidad, su éxito depende básicamente de las condiciones en que se encuentren los pozos. Esto obliga a conocer con precisión los parámetros que controlan la productividad de los pozos antes de decidir si es conveniente o no realizar una estimulación para mejorar la producción. En consecuencia esto constituye el primer paso previo a una estimulación.

Obviamente como premisas para la existencia de un pozo petrolero se requiere: 1) que existan hidrocarburos, 2) que la formación que los contenga permita en alguna medida el paso de los mismos a través de la roca y 3) que se tenga energía suficiente para propiciar su flujo hacia el pozo. Las características conjuntas de estas tres condiciones son los parámetros que controlan la productividad de los pozos y de su conocimiento preciso se podrán determinar si es conveniente o no realizar una estimulación. Considerando que las premisas antes citadas concurren en un pozo, es necesario realizar un análisis (ANALISIS NODAL) que permita evaluar el sistema completo de producción de un pozo.

La Fig. 4.1, muestra esquemáticamente las tres etapas de flujo en que se puede dividir el sistema completo de producción de un pozo; el flujo del yacimiento al pozo a través del intervalo terminado: el flujo de los fluidos del fondo del pozo a la superficie, y finalmente el flujo de la cabeza del pozo al separador a través de la línea superficial.

El Análisis Nodal permitirá optimizar el sistema para producir lo más económicamente posible, determinar la contribución de cada componente del sistema y así evitar restricciones inconvenientes al flujo y permitir evaluar el efecto de los cambios de cualquier componente para incrementar los ritmos de producción. Como se observa en la Fig. 4.1, la energía de presión disponible en el yacimiento se pierde en cada etapa del sistema de producción, esto es:

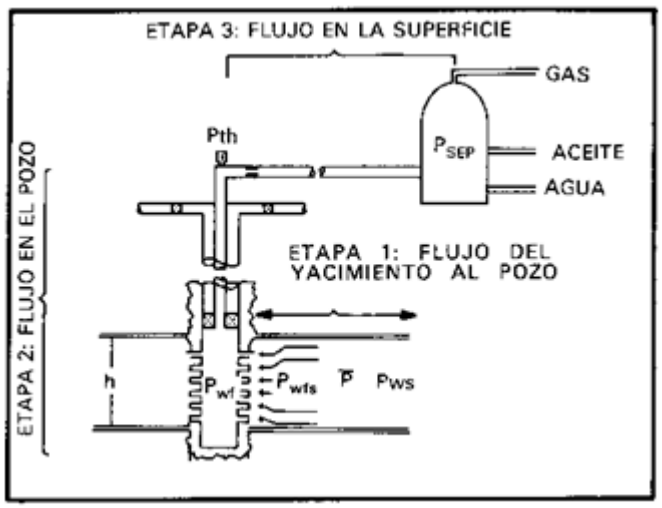



**Figura 4.1 Sistema de producción de un pozo (CARLOS ISLAS SILVA, 1991).**

Considerando un pozo productor, la ecuación de Darcy en su forma más simple puede usarse para conocer la respuesta de un pozo. En condiciones de flujo permanente, suponiendo un yacimiento radial circular como el mostrado en la Fig. 4.2, se tiene para condiciones ideales de flujo (en unidades Darcy):

En el supuesto caso de que no existiese ninguna alteración en la permeabilidad virgen y equivalente de la formación a los fluidos del yacimiento y ninguna restricción de los mismos al entrar al pozo a través del intervalo en producción, se tendría un comportamiento de la presión como el indicado por la línea discontinua en la Fig. 4.2 (b), siendo válida la Ec. 4.6.

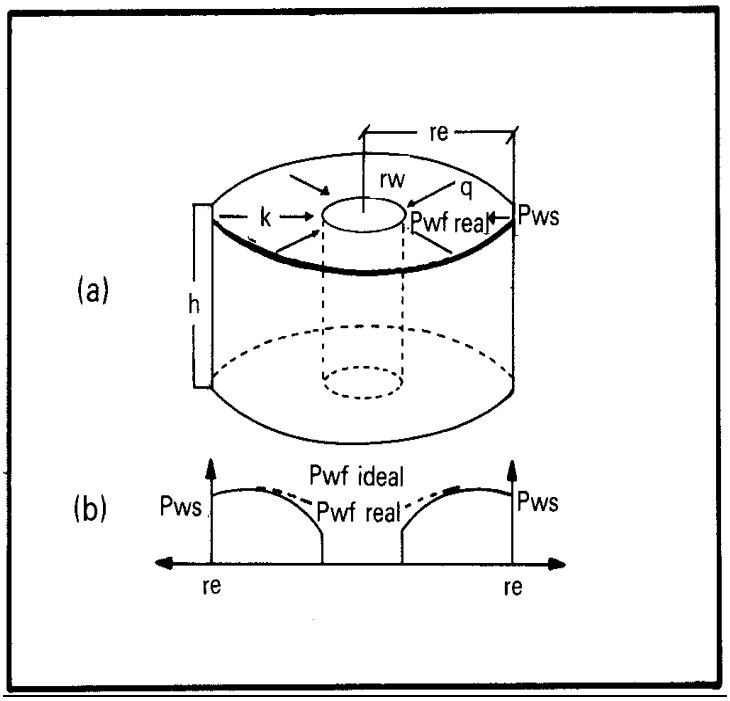



**Fig. 4.2 Condiciones esquemáticas del flujo Darcy en un yacimiento radial circular** (CARLOS ISLAS SILVA, 1991).

Si se tiene:

Pws: Presión Estática del Yacimiento.

Pwfs: Presión de Fondo Fluyendo antes de entrar el fluido al intervalo terminado.

Pwf: Presión de Fondo Fluyendo en el Pozo.

Pth: Presión en la Cabeza del Pozo.

Psep : Presión en el Separador.

Entonces:

$$\Delta P_T = Pws - Pwf \quad (4.2)$$

$$\Delta P_W = Pwf - Pth \quad (4.3)$$

$$\Delta P_f = Pth - Psep \quad (4.4)$$

$$\Delta P_T = Pws - Psep \quad (4.5)$$

$$q = \frac{2\pi kh\,(Pws - Pwfideal)}{\mu Ln(r_e/r_w)} \qquad (4.6)$$

Cuando se tiene un agujero revestido y disparado, el flujo que puede aportar el pozo, debe converger hacia los túneles de los disparos. Como se muestra en la Fig. 4.3, se tendrá un flujo lineal a través de cada túnel del disparo y el flujo en esta zona deberá estimarse por la Ley de Darcy para flujo lineal.

El túnel de la perforación se logra por la detonación de cargas explosivas que generan presiones altísimas y que lanza un "Jet" a velocidades de 15,000 a 30,000 pie/seg. Este impacto hace que se perfore la tubería de revestimiento, el cemento y llegue hasta la formación, la cual se compacta alterando sus características físicas y propiciando el inicio de los problemas asociados con la restricción al flujo a través de las perforaciones. Estas restricciones se ven incrementadas por los detritos de las pistolas, la tubería, el cemento y la propia formación. Naturalmente esto se agrava cuando las perforaciones se realizan en seno de fluidos sucios (con contenido de sólidos). Las consecuencias de esta situación propician que los túneles de los disparos se encuentren en mayor o menor grado con residuos sólidos y su efecto puede ser estimado considerando que el túnel de la perforación esté empacado, con sólidos que propicien una permeabilidad del orden de Darcys. En estas condiciones la Ley de Darcy para flujo lineal será útil para calcular el gasto de fluido a través del túnel de la perforación:

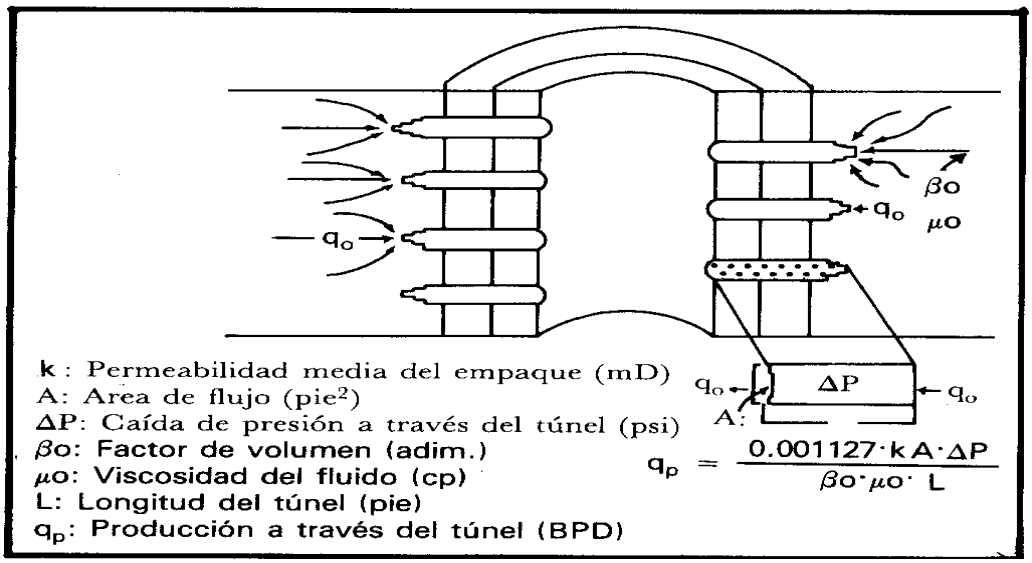



**Figura 4.3 Efecto del daño en el túnel de la perforación (CARLOS ISLAS SILVA, 1991).**

## 4.1 ORIGEN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN

Estudios de laboratorio y de campo indican que la mayor parte de las operaciones que se realizan para la consecución de un pozo petrolero, originan una fuente potencial de daño a la productividad del pozo. El daño a la formación puede ser causado por procesos simples o complejos, presentándose en cualquiera de las etapas de la vida de un pozo.

El proceso dinámico de la perforación constituye el primero y más importante origen del daño, el cual puede verse agravado durante la cementación de tuberías de revestimiento, en las operaciones de terminación o reparación de los pozos, e inclusive por las operaciones mismas de estimulación. En estas intervenciones a los pozos la fuente del daño la propicia el contacto e invasión de materiales extraños en la formación.

Durante el proceso natural de producción de los pozos, puede originarse también el daño, al alterarse las características originales de los fluidos del yacimiento o las de los minerales que constituyen la roca.

La investigación y el diagnóstico de las causas específicas que producen el daño, son básicas para prevenirlo o para removerlo. La remoción del daño ocurrido en una formación resulta en lo general difícil y costosa, por lo que su prevención o por lo menos su minimización debe ser el enfoque principal con el que se planee cualquier operación en un pozo.

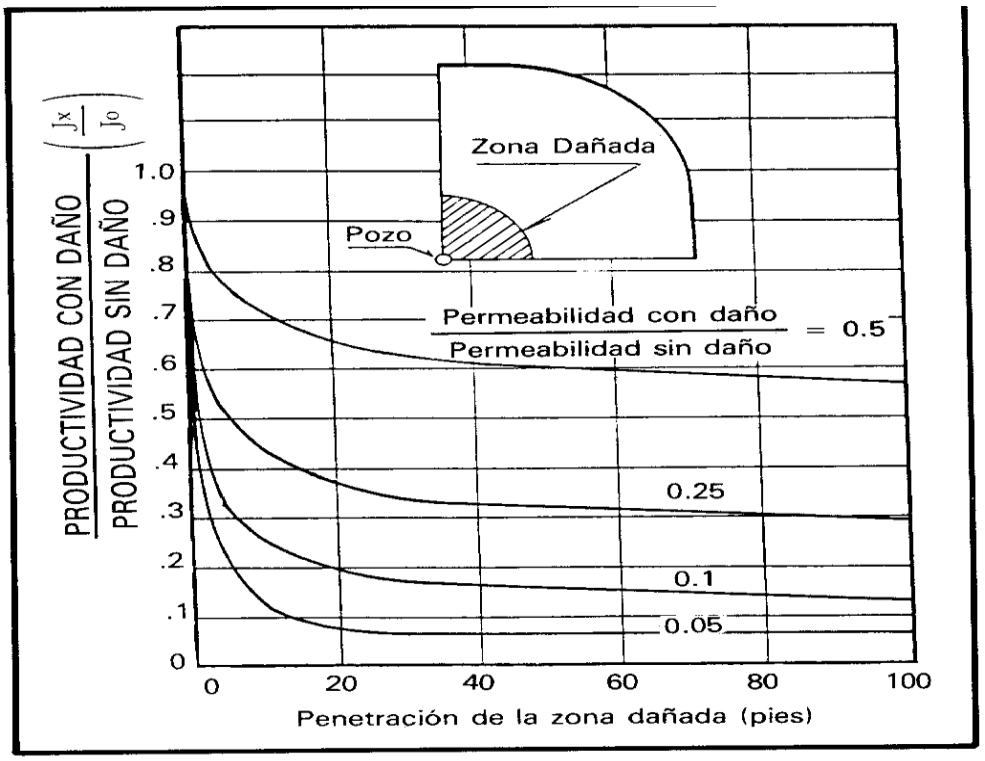



**Figura 4.4 Efecto de una zona de permeabilidad mejorada en la productividad de un pozo (CARLOS ISLAS SILVA, 1991).**

## 4.2 FACTORES PRINCIPALES QUE REDUCEN LA PRODUCCIÓN

- Sistema mecánico ineficiente.
- Baja permeabilidad del yacimiento.
- Restricción alrededor del pozo debida a daños o Pseudo daños.

Si el sistema mecánico o el de levantamiento están trabajando ineficientemente, se observará alta presión en el fondo del pozo (o alto nivel de fluido en pozos de bombeo), lo cual, aunado a bajas tasas de producción nos indicará que hay que revisar el diseño del equipo.

Es aconsejable hacer una análisis nodal del pozo en estudio pan determinar el diseño correcto de sus tuberías, estrangulador, equipo de levantamiento artificial por gas, (gas-lift, si lo tiene), y líneas de flujo en superficie (Fig. 4.4).

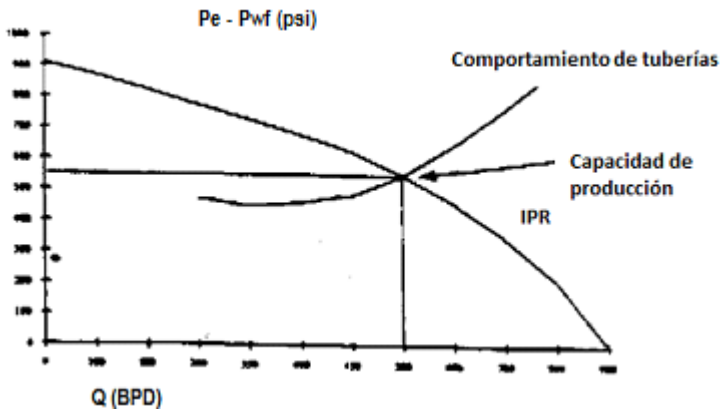



**Fig. 4.4. Análisis nodal (INTEVEP 1997).**

Hay que tomar en cuenta que nos interesa que haya la mínima caída de presión (draw down) dentro del yacimiento, o sea que la diferencia Pe-Pwf sea mínima, lo cual resultará en la máxima presión fluyente en el fondo del pozo para levantar los fluidos producidos. Esto se logra mediante un balance entre la curva de respuesta (IPR), y la curva de comportamiento de tubería (Tubing intake curve), lo cual es el objeto del análisis nodal.

Si el yacimiento presenta baja permeabilidad y no se detecta la presencia de daño, el pozo no es candidato a estimulación matricial, sino a fracturamiento. Esta información hay que obtenerla de pruebas de restauración de presión (Build-up), o de declinación (Fall-off). Las pruebas de transición de presión son la única fuente de información confiable que se pueden obtener, al mismo tiempo que los valores de daño y de permeabilidad.

El daño a la formación, cuando existe, se define matemáticamente como una zona infinitésimamente delgada, que causa una caída de presión a través de la cara de la formación.

Los pseudo daños incluyen situaciones tales como: penetración parcial del pozo en la arena productora, turbulencia, fracturas tapadas, pozos desviados, pozos mal colocados en un área de drene, zona compactada alrededor de las perforaciones, cañoneo insuficiente, etc.

El factor de daño que se obtiene de una prueba de transición de presión es una sumatoria de todos los factores presentes como daño verdadero y pseudo-daños, por la cual éstos deben determinarse muy bien, ya que sólo el daño verdadero puede eliminarse mediante tratamiento químico.

### 4.3 Cuantificación del daño

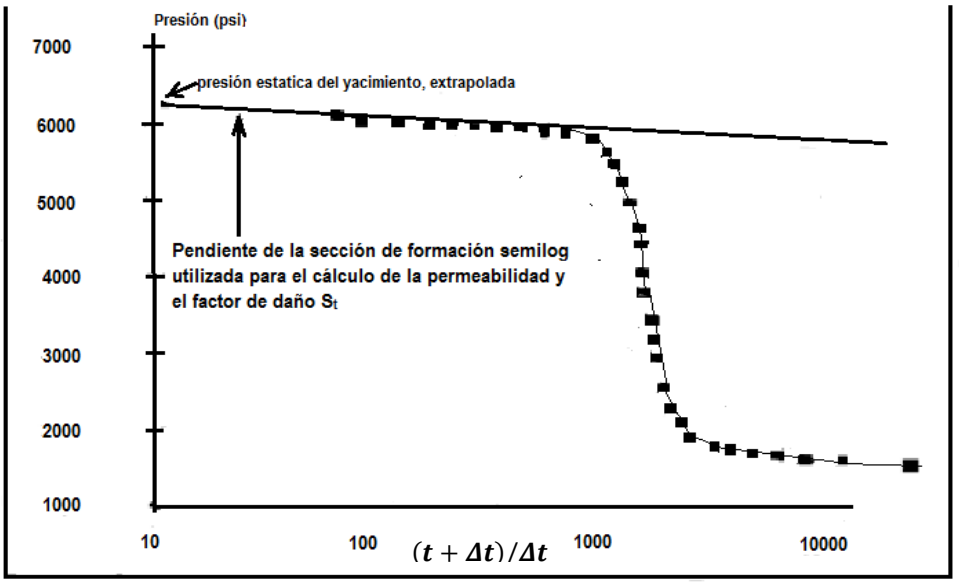



**Fig. 4.5. Método de Horner de restauración de presión (INTEVEP 1997).**

Existen varios métodos de interpretación de restauración de presiones, siendo los más usados el de Horner, (Fig.4.5), y los que emplean el método de curvas tipo, como los de Bourdet y Gringarten.

Del análisis de pruebas de restauración de presión, por el método de Horner, se halla la presión estática promedio del yacimiento, la presión de fondo fluyente, la permeabilidad efectiva al petróleo, la pendiente de la sección recta y un factor del daño total (Fig. 4.5). Este factor de daño está compuesto del daño verdadero y de los seudo-daños y se calcula así:

$$S_t = \left(\frac{P_{1\,hora} - P_{wf}}{m}\right) - log\left(\frac{K}{\phi * \mu * C_t * {r_w}^2}\right) + 3.23 \qquad (4.7)$$

Donde:

St = factor de daño total, (adimensional)

$P_{1\,hora}$ = presión leída en tiempo de 1 hora en el grafico semilogaritmico de Horner, (psi)

Pwf = presión de fondo fluyente, (psi)

m =pendiente del gráfico de la sección recta del gráfico de Horner (psi/ciclo)

K = permeabilidad calculada de la prueba restauración de presión, (md)

μ = viscosidad del petróleo, (cp.)

f = porosidad del yacimiento, (fracción)

$C_t$= compresibilidad total del sistema, (psi-1)

Rw = radio del pozo, (pulgadas)

Una vez obtenido este valor, hay que calcular las contribuciones de los seudo-daños al mismo, para determinar si queda algún daño mecánico removible por tratamiento químico.

Las contribuciones de los seudo-daños se dan en los casos en que el pozo haya sido cañoneado con poca densidad de perforaciones, cuando hay separación de gas dentro del yacimiento, si no se ha cañoneado todo el intervalo productor, y cuando el pozo no penetra completamente la zona productora. En ocasiones, todo el valor del factor de daño $S_t$ se debe a estas contribuciones, y no hay daño que pueda ser eliminado por medios químicos.

Existe un método para determinar si un pozo sufre la influencia de daños o de Pseudo-daños, que se basan en la ec. de Darcy para flujo seudo-estabilizado, y fue presentado por Jones Blount y Glaze en 1976.

$$q_o = \frac{0.00707kh(P_r - P_{wf})}{\mu_{oB_o}\left[\ln(r_e/r_w - 0.75 + s + D_q\right]} \quad (13)$$

de donde,

$$\frac{(P_r - P_{wf})}{q_o} = \frac{\left[\ln(r_e/r_w - 0.75 + s + D_q\right]}{0.00707kh} \quad (14)$$

y,

$$(P_r - P_{wf}) = Aq + Bq2 \quad (15)$$

Donde:

$$A = \frac{\mu_{oB_o}\left[\ln(^{r_e}/_{r_w - 0.75 + s}\right]}{0.00707kh} \quad (16)$$

$$B = \frac{\mu_{oB_oD}}{0.0707kh} \quad (17)$$

El método consiste en graficar (Pr - Pwf)/$q_o$ contra $q_o$, como se expresa en la figura (4.6)

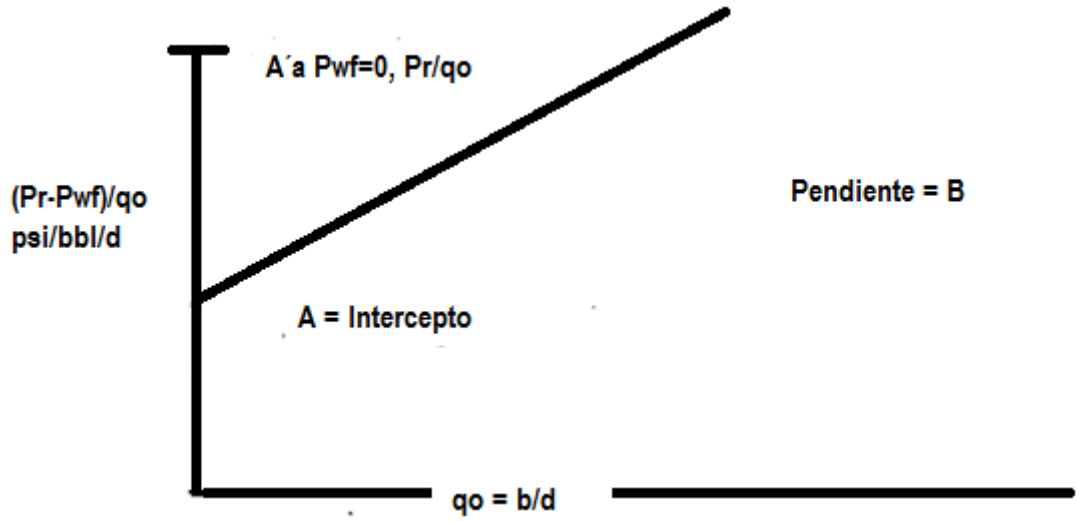



**Figura 4.6 Determinación de los seudo-daños (INTEVEP 1997)**

- Si el valor de A es mayor de 0,05 hay indicación de daño.
- Si A`/A es menor de 2,0 no hay efecto de turbulencia en el pozo.
- Si A es menor de 0,05 y A`/A es mayor de 2, entonces hay efecto de convergencia y/o turbulencia por cañoneo insuficiente, penetración parcial o insuficiente diámetro de la tubería de producción.
- Si A es mayor de 0,05 y A'/A es menor de 2,0 entonces hay daño en la formación y puede investigarse su origen para diseñar una estimulación.

## 4.4 MÉTODOS PARA IDENTIFICAR LA PRESENCIA DE DAÑO

Siempre se sospecha la existencia de daño a la formación cuando un pozo presenta un índice de productividad menor que el esperado, o una tasa anormal de declinación; sin embargo esto debe ser demostrado por medio de un análisis sistemático, que permite identificar si en realidad existe el daño a la formación.

Si podemos identificar la presencia de daño como la causa de pobre productividad de un pozo, tendremos un posible candidato para tratamiento químico. Existen varios métodos para evaluar la presencia de daño:

- Pruebas de restauración de presión con tubería de perforación (DST).
- Registros de resistividad.
- Revisión de la historia de perforación/terminación/reparación del pozo.
- Revisión de la historia de producción.
- Análisis de estimulaciones previas.
- Comparación con el comportamiento de los pozos vecinos.
- Análisis de pruebas de presión.
- Análisis nodal.
- Registros de producción.
- Pruebas de flujo a través de núcleos.
- Análisis de fragmentos o ripios cortados de la formación.

Una prueba de DST puede dar indicación de la presencia de daño cuando restaura rápidamente la presión durante el período de cierre, y hay gran diferencia entre la presión de flujo inicial y la final en poco tiempo. Esto indica que hay transmisibilidad de la presión, pero muy poca al flujo, lo cual puede ser debido a obstrucción de la permeabilidad.

Es importante destacar el hecho de que, una de las herramientas más valiosas, tanto para la cuantificación del daño a la formación, como para obtener la permeabilidad efectiva al petróleo y la presión del yacimiento, como son las pruebas de restauración (build-up) o de declinación (fall-off), no se usa apropiadamente. En general, cuando se va a calcular la permeabilidad por el método de Horner, lo que se calcula es el valor de $K_o h$, y luego este valor se divide entre h, suponiendo que todo el intervalo cañoneado aporta o recibe fluido. Esto puede no ser verdad, ya que si sólo la mitad del intervalo aporta fluido, la permeabilidad efectiva será el doble. Esto se ha solucionado tomando un registro de flujo (flowmeter), simultáneamente con la prueba de presión.

En ocasiones hay que cuestionar el resultado que muestre un factor de daño “S" positivo como indicación de daño.

Si la prueba de restauración de presión indica un valor positivo del factor S, puede que no exista daño a la formación. Un alto valor de S puede originarse por cañoneo incompleto o insuficiente densidad de perforaciones, así como efectos de flujo bifásico o alta velocidad del fluido.

Cuando concurran una o más de las siguientes circunstancias, habrá que hacer un análisis de los fluidos producidos, además de un análisis nodal del sistema de producción del pozo, sin clasificarlo como dañado desde el principio.

**Para pozo de gas:**

- Cuando la relación líquido/gas sea mayor de 100 BBL/MMPCD.

**Para pozo de petróleo:**

- Cuando la relación líquido/gas sea mayor de 1000 PC/BBL.
- Cuando haya producción de las tres fases: petróleo, agua y gas.
- Cuando la diferencia (draw-down) (pe – Pwf) sea mayor de 1000 lppc.
- Cuando el pozo produzca a alta tasa de flujo.
- Q/h > 20 BPD/pie
- 5 BPD/perforación
- Cuando se haya cañoneado:
- A menos de 4 tiros por pie,
- En fase cero grados.
- Con cañón pequeño de 2 pulgadas o menos.
- Cuando la presión de yacimiento esté por encima del punco de burbujeo, y la presión en el pozo esté por debajo.

La combinación de un registro dual de inducción y el latero log pueden dar idea de la profundidad de la invasión de fluidos hacia la formación. También hay que tomar en cuenta el espesor del revoque frente a zonas permeables, tomado del registro de calibre del hoyo. Cuanto más grueso sea el revoque, mayor invasión habrá sufrido la formación.

La revisión de las historias de perforación/terminación/reparación de un pozo, son el paso crítico del proceso de diagnóstico del daño a la formación, ya que es durante estas operaciones cuando se causan la mayoría de los daños detectados. Es importante revisar, dentro de la historia de perforación, la composición detallada del lodo, día a día, mientras se estuvo perforando el yacimiento, y detectar todos los aditivos que se le agregaron al lodo, y en qué concentraciones. Se debe conocer la composición química de estos aditivos, los cuales generalmente se conocen sólo por sus nombres comerciales, para determinar sus posibles efectos sobre la formación. Es importante detectar la ocurrencia de problemas tales como: pegamientos de tubería, pérdidas de circulación, fallas en el funcionamiento del equipo de control de sólidos, reducción o aceleración en las tasas de penetración, etc**.**

En el análisis de los procesos de terminación y reparación, es importante revisar la composición del fluido utilizado, sobre todo el que estaba presente en el momento del cañoneo, para determinar posibles interacciones con el filtrado del lodo, los fluidos de la formación y la roca. También es importante conocer el método de cañoneo, la densidad y penetración de los disparos, y el fluido utilizado para controlar el pozo después de cañoneado. Si el pozo ha sido terminado con empaque de grava o ha sido fracturado como

parte de la terminación, hay que revisar los fluidos utilizados para estos procesos. Se debe determinar además, el nivel de filtración de todos los fluidos.

Las curvas de historia de producción se deben revisar para determinar la existencia y extensión relativa del daño. Estas curvas han de graficarse en papel semilogaritmico, mostrando en el eje de las ordenadas el logaritmo de la tasa de producción (barriles por día), contra una escala de tiempo que generalmente está en años y subdividida en meses. En estas curvas puede verse el comportamiento del pozo, y detectarse cambios y anomalías, que pueden ser indicios de daños a la formación.

Es importante ver si los cambios bruscos en la curva de historia de producción están asociados a eventos de reparación o estimulación del pozo, ya que es el mejor indicio del proceso que generó el daño.

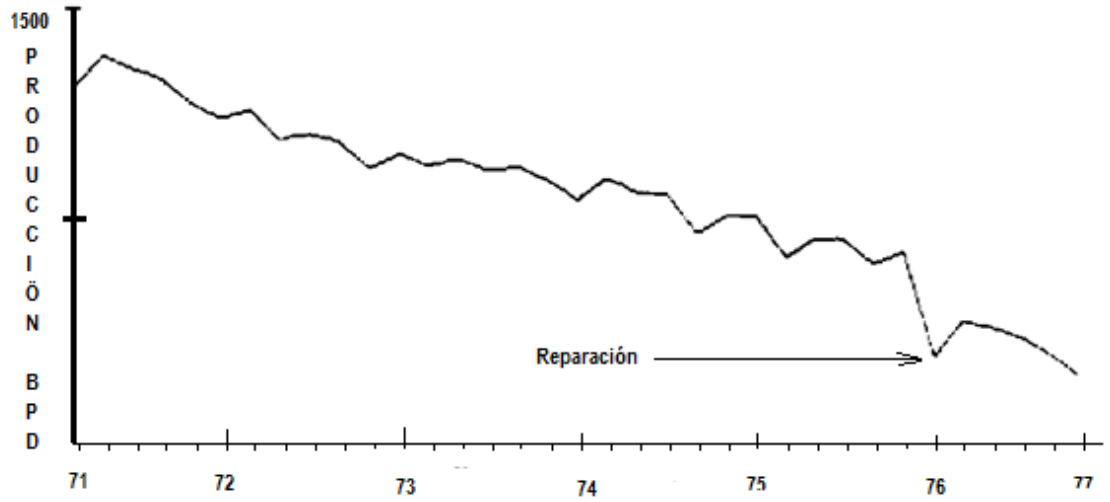



**Fig. 4.7. Pozo dañado, historia de producción (INTEVEP 1997).**

**Declinación brusca**: Es la mejor indicación de que un pozo está dañado. La curva tiene una declinación normal, se trabaja el pozo, y después de la reparación con un fluido de trabajo, la historia subsiguiente muestra una declinación brusca, mayor que la normal. Esto es indicación de daño por causa del fluido utilizado y puede ser tratado químicamente (Fig. 4.7).

La declinación brusca en la historia de producción, cuando no está asociada a un trabajo de reparación, hay que analizarla bajo dos criterios: Si está asociada con el comienzo de la producción de agua, entonces es indicio de migración y acumulación de partículas finas en el área critica alrededor del pozo. SÍ no está asociada a producción de agua, posiblemente la causa sea precipitación de asfáltenos en la misma área.

Cambio suave y gradual en la pendiente de la curva: para esto hay que tener una recopilación de la historia del pozo, y graficarla para determinar cuál es la pendiente de la curva de declinación natural del mismo. Un cambio de este tipo en la pendiente (Fig. 4.8), es indicación de la acumulación gradual de depósitos en la tubería, situación que puede corregirse con tratamiento químico.

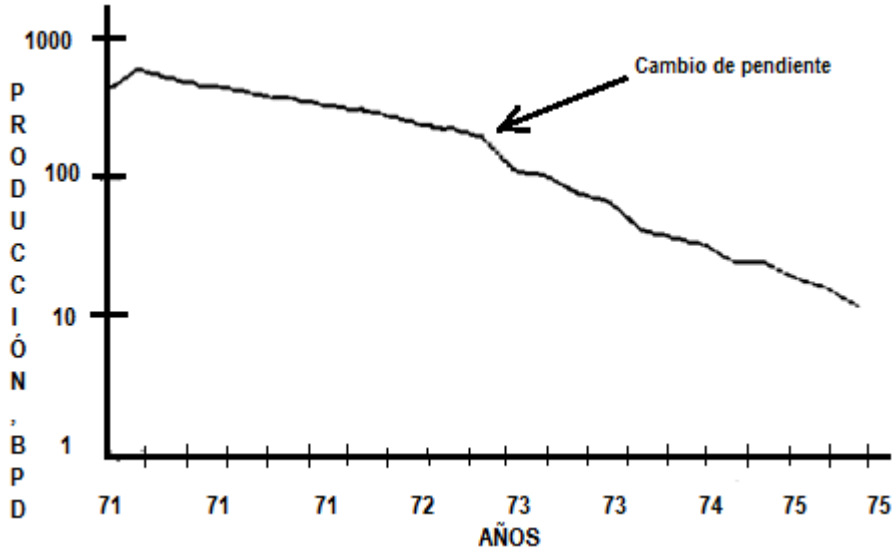



**Fig. 4.8. Deposición de sólidos en la tubería (INTEVEP, 1997)**

**Comparación con pozos vecinos:** La superposición de estas curvas entre pozos vecinos del mismo yacimiento podrá también dar indicación del comportamiento irregular de alguno de ellos.

La tabla siguiente nos permite observar el comportamiento de 4 pozos vecinos, en el mismo yacimiento. La columna $\phi h$ es una comparación cualitativa del potencial de la formación, La porosidad $\phi$ y el espesor de la formación productora h, pueden obtenerse del análisis de los registros del pozo. Los registros no dan permeabilidad, pero se puede afirmar que, en formaciones de arenisca o carbonatos productores, la permeabilidad aumenta al aumentar la porosidad, aunque no existen correlaciones exactas entre ambos parámetros.

La comparación del comportamiento de un pozo con el de sus vecinos del mismo yacimiento, puede hacerse de varias maneras. Hay una forma rápida de detectar un comportamiento anormal de un pozo comparado con sus vecinos, por ejemplo:

| Pozo | $\phi h$ | BPPD | BAPD | RGP |
|---|---|---|---|---|
| W-1 | 4 | 30 | 5 | 600 |
| W-2 | 2 | 30 | 0 | 800 |
| W-3 | 3 | 50 | 10 | 500 |
| W-4 | 0.5 | 10 | 0 | 1000 |

Puede observarse que la producción para los pozos W-2, W-3 y W-4 es consistente con sus valores de capacidad de producción, $\phi h$, mientras que el pozo W-1 tiene la mayor capacidad, pero produce un 40% menos que el W-3. Esto puede ser indicación de que el pozo esté dañado y sea candidato para tratamiento químico.

De esto puede concluirse que no siempre los pozos menos productores son los candidatos a tratamiento, sino aquellos donde hay potencial y no se está produciendo.

El análisis del pozo W-4 mostraría que está produciendo todo lo que puede, este no es el candidato para estimular. Hay que recordar que: "DE DONDE NO HAY NO SE PUEDE SACAR ALGO".

Hay una manera más analítica de comparar los comportamientos de varios pozos, que consiste en comparar su índice de productividad ideal, por pie de espesor productor, esto es:

$$\frac{PI}{h} = \frac{q_o}{(P_e - P_{wf})h} \; real, se \; compararia \; con,$$

$$\frac{0.00707 k_o}{\mu_o B_o \ln(r_e/r_w)} \; , ideal \; para \; cada \; pozo.$$

Por ejemplo, si tiene un yacimiento con las siguientes propiedades:
K = 450 mD, rc = 660 pies, $r_w$ = 0,25 pies, h = 75 píes, DP = 255 Psi, $\mu_o$= 5 cP y
$B_0$ =1.2 BY/Bn.

Los cálculos de los IP se muestran en la siguiente tabla:

| Pozo | Espesor | BPPD | PI/h | PI ideal | DPI |
|---|---|---|---|---|---|
| W-5 | 75 | 725 | 0,0379 | 0,0674 | -0,0295 |
| W-6 | 75 | 1100 | 0,0575 | 0,0674 | -0,0099 |
| W-7 | 75 | 565 | 0,0295 | 0,0674 | -0,0379 |
| W-S | 75 | 980 | 0,0512 | 0.0674 | -0,0162 |

Como puede observarse en la tabla anterior, el pozo que más se aleja del comportamiento ideal es el W-7, seguido del W-5 y del W-8. En este orden de prioridad deberían ser estudiadas sus historias para determinar el origen del posible daño presente y recomendar el tipo de tratamiento adecuado.

Es importante analizar las estimulaciones previas hechas en pozos del mismo yacimiento, para determinar si se ha tratado de eliminar un tipo de daño recurrente, la efectividad de las estimulaciones realizadas, y, en caso de fracasos, determinar si se han dañado más los pozos, por qué mecanismo, y tratar de mejorar los diseños.

Una manera de reproducir los fenómenos que han ocurrido a nivel de pozo, es realizar pruebas de laboratorio utilizando núcleos y fluidos de los yacimientos bajo estudio. Esto permitirá determinar la existencia del daño, los mecanismos que lo provocan y las posibles soluciones al mismo. Las técnicas más empleadas son:

- Análisis petrográfico.
- Análisis mineralógico.
- Pruebas de flujo a través de los núcleos.
- Análisis químico de los fluidos.
- Compatibilidad de los fluidos.

A continuación se describen los análisis necesarios para determinar la composición mineralógica de la formación a la que se le va a diseñar un tratamiento químico. Las herramientas de laboratorio disponibles son:

- Análisis de difracción de rayos X.
- Microscopía electrónica de barrido (SEM).
- Técnica de electrón retrodispersado para análisis de ripios y tapones de núcleo.
- Microscopía óptica de secciones finas (análisis petrográfico)
- Pruebas de solubilidad en ácido.
- Análisis de tamizado (granulometría)
- Curvas de respuesta a ácidos

Como puede verse, todos estos análisis requieren que se disponga de núcleos de la formación, lo cual no es frecuente, a menos que se trate de pozos exploratorios, o perforados para algún proyecto de recuperación secundaria importante. A veces se tienen núcleos de pared, y más frecuentemente, ripios o cortes obtenidos durante la perforación, con los que hay que tener especial cuidado, ya que hay que observarlos al microscopio para separar de ellos los que representen arena de formación para ser analizados.

**Difracción de rayos X**

Para la realización de este análisis basta con pequeñas cantidades de muestra, por lo que pueden usarse cortes de perforación. Mediante la medición del ángulo de difracción de los rayos X, pueden identificarse los minerales componentes de la muestra sì se tiene el patrón con el cual comparar. Es una técnica especialmente útil para diferenciar tipos de arcillas.

**Microoscopía electrónica**

Mediante esta técnica pueden reconocerse los diferentes tipos de arcilla y observar su localización en los poros. Es útil para ver la variación de una muestra antes y después de aplicar un tratamiento.

Una técnica muy útil y de reciente desarrollo ha sido puesta en práctica pan obtener información mineralógica y petrográfica a partir de los ripios de perforación (Fig. 4.9). Para ello se recolectan y

seleccionan ripios entre 1 y 5 mm y granos sueltos entre 0.8 y 0,05 mm. Las muestras se preparan y se recubren con una capa ultra delgada de grafito, y luego se observan en el microscopio electrónico de barrido, equipado con detectores de electrón retrodispersado y de rayos X por dispersión de energías. Mediante esta técnica se obtienen microfotografías, y éstas se someten a procesamiento digital de imágenes (Fig. 4.10 y 4.11), mediante el cual se obtiene la siguiente información:

- Porosidad porcentual en dos dimensiones.
- Composición mineral porcentual, por tonalidades de blanco al negro, según la densidad del mineral.
- Distribución del tamaño de los poros.
- Distribución del tamaño del cuello de los poros.
- Distribución granulométrica.
- Componentes insolubles del lodo de perforación, como barita y bentonita, para hacer seguimiento al comportamiento del lodo (Fig. 4.12).

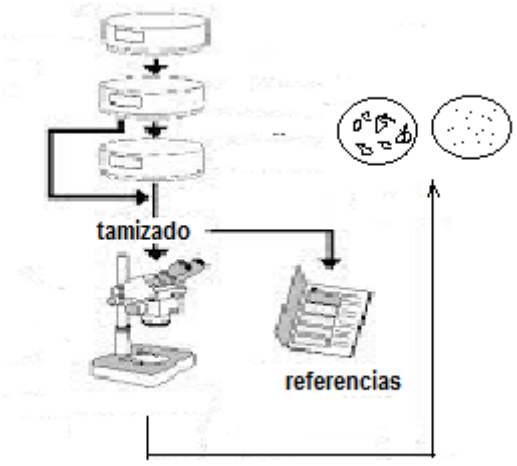



**Fig. 4.9. Recolección, tratamiento y análisis de ripios. (INTEVEP, 1997)**

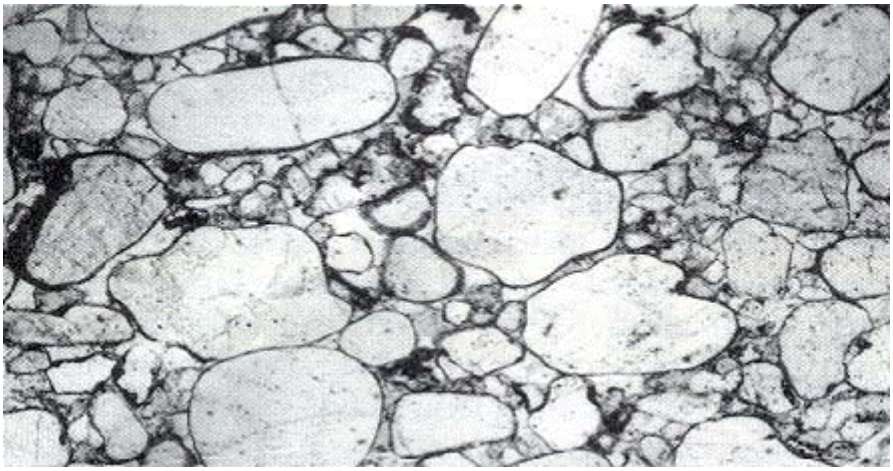


**Fig. 4.10. Imagen del sistema poroso de una arenisca por el método de electrón reflejado. (https://www.google.com, 2014)**

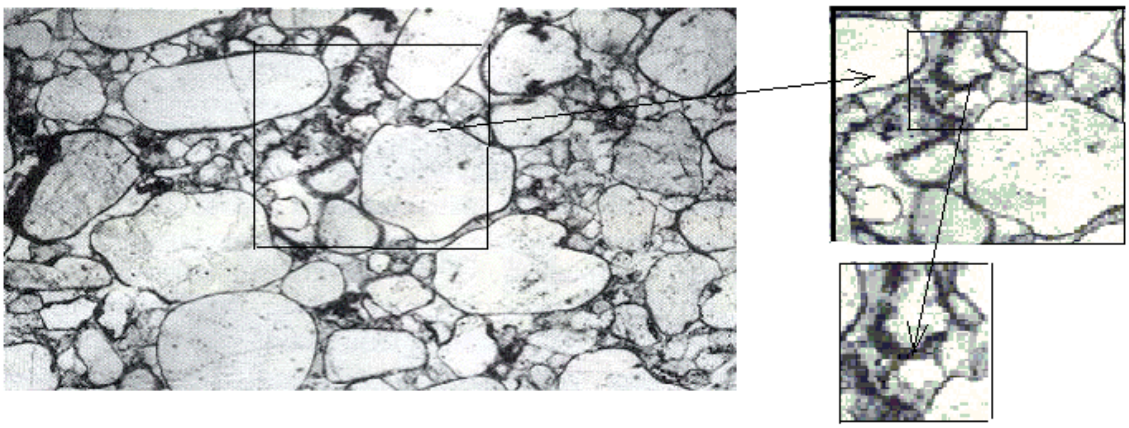


**Fig. 4.11. Etapas de análisis (https://www.google.com, 2014)**

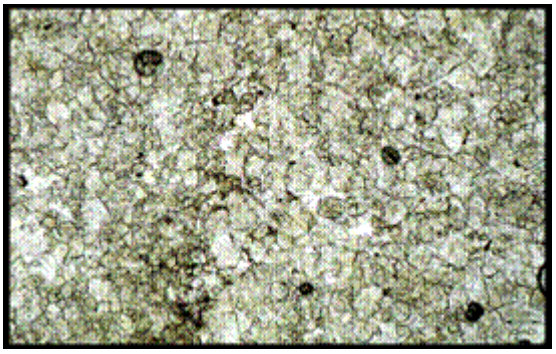


**Fig. 4.12. Cuarzo, barita y feldespato (https://www.google.com, 2014).**

**Microscopía óptica de secciones finas**

Permite el reconocimiento de la evolución diagenética de la formación y su relación con los cambios de porosidad / permeabilidad de un modo cualitativo.

**Pruebas de solubilidad en ácido**

Para realizar esta prueba hay que pulverizar una muestra, y pesarla, ponerla en HCl durante 2 horas. Luego se seca y se pesa el remanente, y se calcula el porcentaje de la muestra que es soluble en HCl.

Otra muestra pulverizada del mismo núcleo se pesa y se sumerge durante 2 horas en Mud Acid (12% HCl-3% HF), o en la variante de ácido que se desee probar. Luego se seca y se pesa, y se halla el porcentaje que es soluble en ese ácido. Por diferencia con la solubilidad en HCl se sabe cuál es la solubilidad en HF.

**Análisis de tamizado**

El análisis por tamizado de muestras de pared mostrará grandes cantidades de material muy fino de menos da 45 micrones en las formaciones con alto contenido de arcillas; ésta es la cantidad de material que quedará en el tamiz ciego o “pan". El volumen corresponderá aproximadamente con el porcentaje soluble en HF.

**Curvas de respuesta al ácido**

La Fig. 4.13 muestra una curva de flujo de fluidos a través de un núcleo, para determinar el incremento de la permeabilidad al paso de cada fluido.

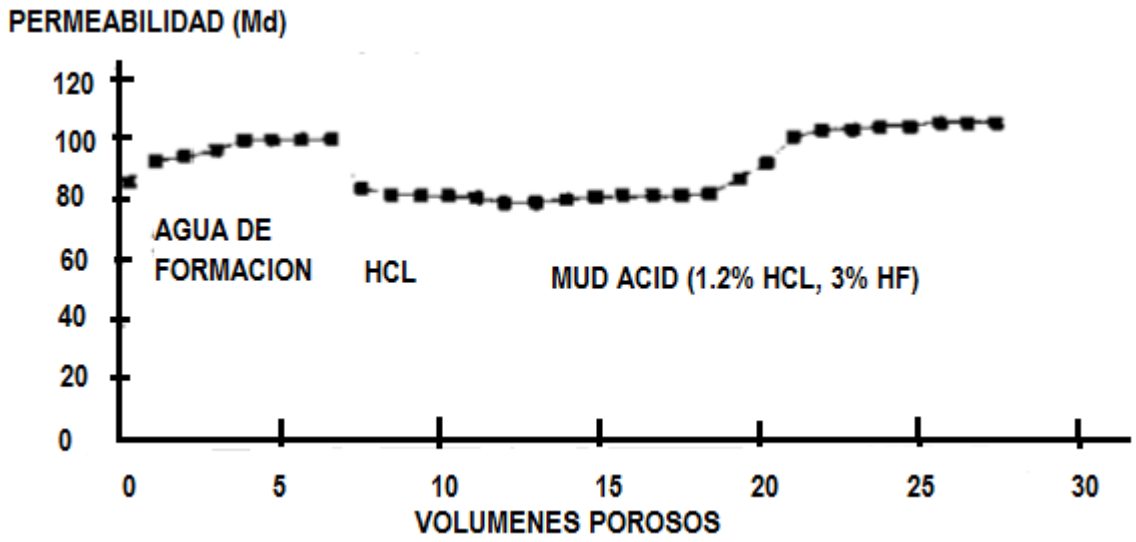



**Fig. 4.13. Curva de respuesta al ácido. (INTEVEP, 1997)**

**Para este análisis se necesitan núcleos completos y el procedimiento es el siguiente:**

- Se cortan tapones de los núcleos, de 1.5 pulgadas de largo por 1 pulgada de diámetro.
- Se lavan con solventes, se secan al vacío y se saturan con agua de formación reconstituida, o agua de producción del pozo.

- Se colocan los tapones en la celda para pruebas de permeabilidad (permeámetro), y se mide la caída de presión entre la entrada y la salida de fluidos a tasa de inyección constante hasta que esta caída de presión se estabiliza.
- Se comienza por hacer pasar a través del tapón la misma agua salada que lo satura, con lo que se tiene una medida de la permeabilidad inicial.
- A continuación se hace pasar HCl hasta que se estabiliza la presión.
- Luego se hace pasar la variante de HF que se desee probar, para ver si incrementa la permeabilidad.

Generalmente el permeámetro tiene una envoltura térmica que permite simular la temperatura del yacimiento, y pueda aplicarse una presión de confinamiento igual a la presión del yacimiento.

Una curva típica de respuesta al ácido es la aplicación de la ley de Darcy para flujo lineal.

$$\mathbf{q=}\left(\frac{\boldsymbol{K}}{\mu}\right)*\boldsymbol{A}*\left(\frac{\boldsymbol{dP}}{\boldsymbol{dL}}\right)$$

Donde:
q = tasa de inyección, (cc/min).

K = permeabilidad, (md).

μ = viscosidad, (cp.).

dP = diferencial de presión a través del núcleo, (atm).

dL = longitud del núcleo, (cm).

A = área transversal del núcleo, ($cm^2$).

En la práctica lo que se hace es establecer una tasa de flujo y medir la caída de presión entre la entrada y la salida del núcleo,

### 4.4.1 LISTA DE INDICADORES DE DAÑO

En muchos casos la información disponible sobre los pozos es escasa, y no hay medios o tiempo para realizar pruebas de restauración de presión. En estos casos existe una serie de indicaciones típicas de daño, como son:

La formación contiene arcillas hinchables o susceptibles de migración (montmorillonita, smectita, illlita o caolinita).

- ✓ El pozo fue perforado con lodo de alta pérdida de filtrado, o con poco control de sólidos.
- ✓ La prueba DST del pozo recién perforado muestra buenas características, pero el comportamiento después de terminado el pozo es pobre.
- ✓ El pozo produce pequeñas cantidades de agua a intervalos irregulares.
- ✓ El hoyo del pozo ha sido ampliado, pero la producción es baja.

- ✓ Declinación brusca de la producción.
- ✓ Buena presión de fondo (o nivel de fluido), pero poca producción comparado con pozos vecinos.
- ✓ Declinación de la producción después de una cementación forzada.
- ✓ Producción de lodo o sólidos de lodo.
- ✓ Se ha perdido lodo o agua hacia la formación.
- ✓ Baja resistividad en los registros pero sin producción de agua, indicativo de alto contenido de arcillas.

### 4.4.2 FUENTES DE INFORMACIÓN

Las fuentes de información a las que hay que acudir para determinar el tipo de daño que está presente en el pozo son:

- ✓ Reportes diarios de perforación.
- ✓ Reportes de pruebas del lodo de perforación.
- ✓ Registros del pozo.
- ✓ Programa de perforación.
- ✓ Programa de terminación.
- ✓ Programa de reparación.
- ✓ Pruebas de producción.
- ✓ Repones de tratamiento de las compañías de servicio.
- ✓ Facturas de productos químicos.
- ✓ Análisis de núcleos, que deben incluir
- ✓ Porosidad
- ✓ Permeabilidad.
- ✓ Saturaciones de fluidos.
- ✓ Descripción mineralógica.
- ✓ Análisis granulométrico para arenas no consolidadas.
- ✓ Pruebas de solubilidad en ácidos
- ✓ Análisis de difracción de rayos X.
- ✓ Análisis de secciones finas por microscopía óptica.
- ✓ Identificación de arcillas por microscopia electrónica.
- ✓ Determinación de distribución de tamaño de poros.
- ✓ Otras pruebas de laboratorio:
- ✓ Análisis del agua de la formación.

- ✓ Análisis del petróleo.
- ✓ Pruebas de formación de emulsiones.
- ✓ Pruebas de formación de precipitados insolubles (sludge).
- ✓ Pruebas de parafinas y asfaltenos.
- ✓ Pruebas de flujo a través de los núcleos.
- ✓ Compatibilidad de fluidos.
- ✓ Pruebas de mojabilidad.

# CAPITULO 5. ESTIMULACIÓN DE POZOS.

Una estimulación de un pozo se define como el proceso mediante el cual se restituye o se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento que sirven para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo, o de éste a la formación.

Los objetivos de la estimulación son: para pozos productores, incrementar la producción de hidrocarburos; para pozos inyectores, aumentar la inyección de fluidos como agua, gas o vapor, y para procesos de recuperación secundaria y mejorada, optimizar los patrones de flujo**.**

## 5.1 ESTIMULACIONES MATRICIALES REACTIVAS

La estimulación matricial reactiva o acidificación matricial, normalmente se utiliza bajo las tres técnicas siguientes:

1. Tratamientos de limpieza.
2. Acidificación matricial en areniscas.
3. Acidificación matricial en rocas calcáreas.

### 5.1.1 TRATAMIENTOS DE LIMPIEZA

Las causas de la baja o nula productividad inicial de los pozos, se debe en lo general, por una parte al obturamiento en y alrededor de los túneles de las perforaciones y por otra al daño verdadero a la formación ocasionado en las operaciones previas. Obviamente estas obstrucciones deben eliminarse para que el pozo se manifieste a su potencial natural.

En pozos en explotación también puede presentarse una baja productividad por obturaciones de las perforaciones, en las tuberías del pozo o daños a la formación.

El objetivo básico de los tratamientos de limpieza es eliminar las obstrucciones presentes en el pozo y en las perforaciones, y remover el daño en la vecindad inmediata a la pared del pozo.

Esta técnica es obligada en la mayoría de los pozos a su terminación e involucra la utilización de pequeños volúmenes de ácido, inyectados a la formación en régimen matricial.

El fluido de tratamiento con propósitos de limpieza es usualmente el ácido clorhídrico entre el 5 y 15 % en peso, independientemente del tipo de formación. La acción corrosiva del ácido debe ser inhibida adecuadamente con inhibidores de corrosión. El uso de surfactantes adecuados permitirá la dispersión de los sólidos insolubles para facilitar su remoción y prevendrá la generación de daños adicionales a la formación.

La solubilidad depende de la mineralogía de la roca, siendo la suma de las solubilidades de cada mineral que la compone. La Tabla 5.1, muestra la solubilidad de los minerales más comunes en diferentes ácidos.

| Mineral | Solubilidad en HCl | HCl + HF | Composición Química |
|---|---|---|---|
| Cuarzo | Ninguna | Baja | $SiO_3$ |
| Feldespatos | | | |
| Ortoclasa | Ninguna | Moderada | $Si_3AI0_8K$ |
| Albita | Ninguna | Moderada | $Si_3AI0_8Na$ |
| Anorita | Ninguna | Moderada | $Si_{2-3}Al_{1-2}0_8$ (NaCa) |
| Plagioclasa | Ninguna | Moderada | $Si_3AI0_8Ca$ |
| Micas | | | |
| Biotita | Ninguna | Moderada | $(AISi_3O_{10})$ K $(Mg, Fe)_3$ $(OH)_2$ |
| Moscovita | Ninguna | Moderada | $(AISi_3O_{10})$ K $(Al)_2$ $(0H)_2$ |
| Arcillas | | | |
| Caolinita | Ninguna | Alta | $Al_4$ $(SiO_4O_{10})$ $(OH)_8$ |
| Illita | Ninguna | Alta | $Sj_{4-x}Al_xO_{10}$ $(OH)_2K_xAl_2$ |
| Smectita | Ninguna | Alta | $(1/2$ Ca, Na$)_{0.7}$ $(Al, Mg, Fe)_4$ $(Si, Al_8)$ $O_{20}$ $(OH)_{4n}$ $H_2O$ |
| Clorita | Moderada | Alta | $(AISí_3O_{10})$ $Mg_5$ $(Al, Fe)$ $(OH)_8$ |
| Carbonatos | | | |
| Calcita | Alta | Alta* | $CaC0_3$ |
| Dolomita | Alta | Alta* | Ca, Mg $(C0_3)_2$ |
| Ankerita | Alta | Alta* | Ca (Mg, Fe) $(C0_3)_2$ |
| Sulfatos | | | |
| Yeso | Moderada | Alta | $CaS0_4$, $2H_2O$ |
| Anhidrita | Moderada | Alta | $CaS0_4$ |
| Otros | | | |
| Halita | Alta | Alta | NaCl |
| Óxidos de fierro | Alta | Alta | FeO, $Fe0_3$, $Fe_3O_4$ |

* Precipitación secundaria

**Tabla 5.1 Minerales comunes que componen las rocas sedimentarias (CARLOS ISLAS SILVA, 1991)**

En los casos de alta temperatura, cuando se tienen aleaciones especiales en los accesorios del pozo o cuando es necesario dejar el ácido en el pozo por periodos largos de tiempo, deben emplearse los ácidos orgánicos.

Para efectuar un tratamiento de limpieza, es necesario diseñarlo. El diseño consiste en el siguiente procedimiento:

**1. Sistema de estimulación.**

Previa evaluación del daño, se determinará el sistema de estimulación a través de pruebas de laboratorio. Si no se tiene información sobre el tipo de daño, es recomendable utilizar ácido clorhídrico del 5 al 10% debidamente inhibido y con una concentración del orden del 1 al 3 % en volumen de un surfactante de propósito general.

**2. Presión y gastos máximos de inyección.**

Deberán determinarse las condiciones máximas de presión y gasto que permitan asegurar la inyección del fluido de tratamiento en régimen matricial. Para obtener estos valores, es siempre recomendable realizar en el pozo una prueba previa de admisión o inyectividad. Si por alguna circunstancia no se tienen los resultados de la prueba al momento de elaborar el diseño, el gasto y la presión máxima de inyección, se pueden estimar de acuerdo con el procedimiento indicado en el siguiente ejemplo:

El pozo el cual presenta un daño severo y tiene el conjunto de datos consignados adelante. Supóngase que dado el tipo de daño se ha decidido aplicar una estimulación matricial no reactiva para su remoción. Asimismo a través de pruebas de laboratorio se ha seleccionado el fluido de estimulación y sus aditivos.

En cualquier caso, para determinar la presión y el gasto máximo de inyección en régimen matricial, es recomendable llevar a cabo una prueba de inyectividad. Si por alguna circunstancia al hacer el diseño no se dispone de los resultados de esta prueba, se podrán estimar estos parámetros como se indica en los puntos del 1 al 3. Si los valores obtenidos a través de la aplicación de las fórmulas señaladas no son confiables, será necesario esperar los resultados de la prueba de admisión.

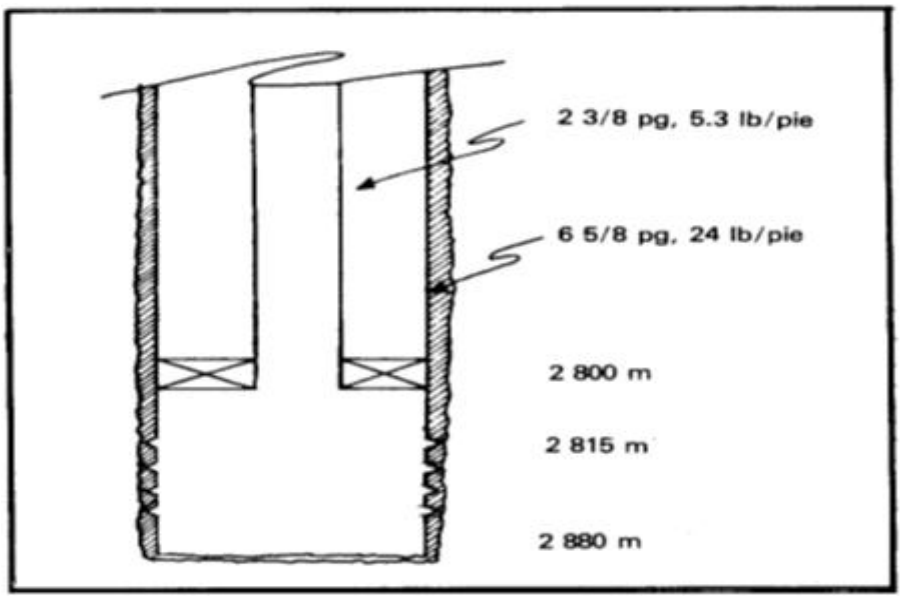



**Figura 5.1 Diagrama esquemático del estado mecánico del pozo ejemplo (CARLOS ISLAS SILVA, 1991)**

Datos:

Estado mecánico Fig. 5.1.

Daño: somero (penetración 2 pies, kx/k = 0.1)

Gf: Gradiente de fractura (psi/pie) 0.8

D: Profundidad cima del intervalo (pies) 9430.00

ρf: Densidad del fluido de tratamiento (g/cc) 1.07

kf: Permeabilidad de la formación (mD) 5.0

ϕ: Porosidad de la formación (fracción) 0.2

hf: Espesor del intervalo disparado neto (pies) 49.0

Pws: Presión de fondo estática (psi) 2560.0

μf: Viscosidad del fluido de tratamiento (cp) @ C.Y. 0.72

re: Radio de drene del pozo (pies) 1310.0

rw: Radio del agujero (pie) 0.396

Solución:

1. Cálculo de la presión de fractura, Pf (psi):

Pf = Gf x D

Pf = 7544.0 5.1

2. Cálculo de la presión de inyección máxima en la superficie:

Ps máx. < Pf — 0.433 x D x ρf

Ps máx. < 3175 psi 5.2

3. Cálculo del gasto de inyección máximo, qi máx. (BPM):

$$qi\ máx. = \frac{\mathbf{4.917}*\mathbf{10}^{-\mathbf{6}}*\boldsymbol{kf}*\boldsymbol{hd}*(\boldsymbol{Pf}-\boldsymbol{Pws})}{\mu\boldsymbol{f}*\boldsymbol{Ln}\ (^{\boldsymbol{re}}/_{\boldsymbol{rw}})} \quad 5.3$$

qi máx. = 1.034 BPM

4. Cálculo del volumen de fluido de estimulación, Vf (gal):

Daño somero: penetración recomendada 2 pies.

Daño profundo: penetración recomendada 5 pies.

Vf = 23.5 x ϕ x hf x ($r^2x$ — $r^2w$) 5.4

Vf = 1286 gal

5. Cálculo del tiempo de inyección, tf (min):

$$tf = \frac{\mathbf{0.023805}*\boldsymbol{Vf}}{\boldsymbol{qi\ máx}} \quad 5.5$$

tf = 30 min.

6. Cálculo del volumen de sobredesplazamiento, Vs (gal):

Vs = 0.1534 gal/pie * 9184 pie + 1.430 gal/pie x 100 pie 5.6

Vs = 1552 gal.

7. Cálculo del incremento de productividad esperado al remover el daño:

$$J/Jo = \frac{\mathbf{Ln\ (re/rw)}}{\mathbf{Ln\ (re/rx)} + \left(\boldsymbol{kf}/_{\boldsymbol{kx}}\right) * \mathbf{Ln\ (rx/rw)}} \qquad 5.7$$

Incremento de productividad = 3

### 3. Volumen.

El volumen del sistema de estimulación, depende de la longitud del intervalo perforado y de una penetración no mayor de tres pies en la formación. En los casos de intervalos de gran longitud mayores de 50 pies, es necesario asegurar que el sistema de estimulación afecte la mayor parte del intervalo perforado. Los más probable es que sólo una pequeña parte del intervalo admita el fluido, actuando como zona ladrona de todo el volumen Para evitar esto y propiciar que la mayor parte de las perforaciones y en consecuencia la mayor parte de la zona productora, sea uniformemente estimulada, es recomendable dividir el volumen de la solución de estimulación e inyectarlo en varias etapas.

El procedimiento consiste en dividir el intervalo perforado en longitudes no mayores de 50 pies, estimando el volumen de fluido de tratamiento para cada subdivisión de intervalo de acuerdo con la ecuación:

$$Vf = 23.5 * \phi * hf\ x\ (r_x^2 — r_w^2) \qquad 5.4$$

De acuerdo con experiencia de campo es recomendable que el volumen calculado esté entre 20 y 50 gal/pie. En caso de que no esté entre estos límites, deberán considerarse los mismos.

La inyección del volumen del fluido para todo el intervalo debe ser continuo, sólo que al final de cada etapa se requiere la aplicación de alguna técnica de desviación del fluido.

Existen dos técnicas para asegurar la desviación y colocación uniforme del fluido, La primera es de tipo mecánico y se emplean bolas selladoras. Estas bolas son esferas de diámetro mayor al diámetro de las perforaciones y sellarán las mismas en el interior de la tubería de revestimiento. Se adicionan en la superficie a la corriente del fluido de estimulación durante su bombeo, siendo transportadas hasta las perforaciones, sellando aquellas que estén aceptando el fluido. Para utilizar esta técnica es necesario suficiente gasto de inyección que permita una presión diferencial a través de la perforación para mantener las bolas selladoras obturando.

La otra técnica, más recomendable que la anterior, consiste en la utilización de agentes desviadores. Estos son partículas sólidas que crean un puente y un enjarre en las zonas más

permeables por donde está aceptándose el fluido, con la consecuente desviación del mismo a zonas menos permeables. Los agentes desviadores se adicionan en la superficie en la parte final del volumen de cada etapa.

**4. Incremento de productividad.**

De ser posible, es conveniente estimar la respuesta del pozo a la estimulación. Un procedimiento para esta estimación se discutió en la Sección 4, en el cual se estableció la Ec. 4.30, la cual puede ser utilizada.

$$\frac{J_x}{J_o} = \frac{Ln(r_e/r_w)}{Ln(r_e/r_x) + \frac{k}{kx} Ln(r_e/r_w)} \qquad 5.8$$

**5. Programa de la estimulación.**

En este programa deben consignarse los antecedentes del pozo, su estado mecánico y datos adicionales que ayuden al ingeniero de campo durante la operación. El programa también incluirá todas las acciones que se deben tomar para la realización de la estimulación, incluyendo la planeación y las actividades a realizar antes, durante y después de la estimulación.

En el caso de la estimulación matricial de limpieza, la apertura del pozo, es decir, su inducción a producción, debe ser inmediatamente después de terminada la operación.

### 5.1.2 Acidificación matricial en areniscas

Los objetivos principales de este tipo de estimulación son: eliminar el daño de la formación alrededor del pozo, debido principalmente a la invasión de partículas sólidas, y al hinchamiento, dispersión, migración o floculación de las arcillas, e incrementar la permeabilidad natural de la formación en la zona vecina al pozo.

En el caso de que un pozo se encuentre dañado, la respuesta del pozo a la acidificación matricial generalmente es muy buena, y en algunos casos sorprendente dependiendo de la magnitud del daño. Sin embargo, si la formación a estimular con esta técnica no está dañada, se puede esperar una respuesta con un incremento máximo de producción de 1.3 veces. Este incremento en general no es suficiente para justificar económicamente la estimulación, sin embargo, se justificaría en el caso de pozos de alta productividad.

En este tipo de estimulación se utiliza comúnmente la mezcla HCl-HF, siendo el ácido fluorhídrico el que reacciona con el material silícico. En formaciones con alta temperatura, también pueden utilizarse mezclas HF-ácidos orgánicos. Asimismo, es recomendable la utilización de técnicas especiales para producir HF, como el uso de ácido fluobórico.

Dadas las características de reacción del HF, estos tratamientos están limitados a penetraciones del orden de 1 a 3 pies de la pared del pozo.

Además de reaccionar el HF con los compuestos de sílice, también reaccionará con los carbonatos y con la salmuera de la formación. Por presentarse estas reacciones indeseables, este tipo de técnica de acidificación consiste de la inyección de cuando menos tres tipos de fluidos: un fluido de prelavado, el fluido de estimulación y un fluido de desplazamiento.

La técnica de colocación, Fig. 5.2, consiste en el bombeo inicial de un fluido de prelavado que tiene como objetivo eliminar de la zona en que entrará el HF, el agua de la formación y el material calcáreo. A continuación bombear el ácido fluorhídrico que disolverá el material silícico que daña o compone la roca y finalmente bombear un fluido que desplazará dentro de formación, fuera de zona crítica (vecindad del pozo), los posibles productos dañinos de reacción y dejará acondicionada la zona crítica para facilitar la remoción de fluidos.

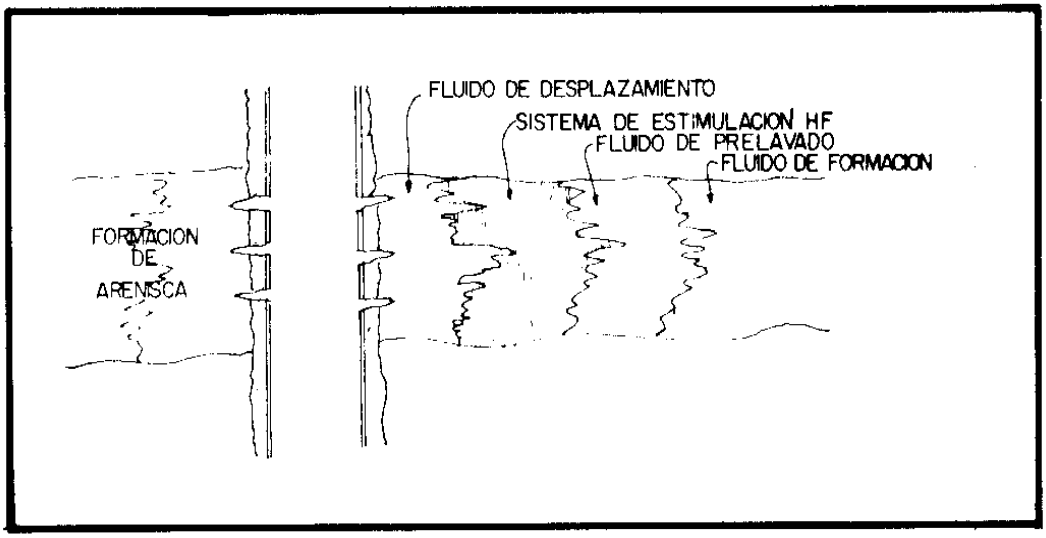



**Figura 5.2 Técnica de estimulación matricial reactiva en arenisca. (CARLOS ISLAS SILVA, 1991)**

**Fluido de prelavado.** El objetivo de la inyección de este fluido, es crear una barrera física entre el HF y el agua de la formación, previniendo principalmente la precipitación de fluosilicatos y fluoaluminatos de sodio y de potasio. En el caso de que la formación contenga carbonatos, este mismo fluido deberá disolverlos para evitar la reacción del HF con estos compuestos.

Estos objetivos son alcanzados por un prelavado de ácido clorhídrico o ácidos orgánicos. El volumen de prelavado dependerá del contenido del material calcáreo y del desplazamiento del agua congénita de la vecindad del pozo. Dado que el ácido fluorhídrico vivo penetra entre 1 y 3 pies del pozo para la mayoría de las areniscas, será suficiente eliminar la salmuera y el material calcáreo de esta zona.

La Ec. 5.6, permite calcular el volumen requerido para desplazar los fluidos de la formación hasta una distancia radial $r_x$, pudiendo seleccionarse una penetración de tres pies.

Por otro lado el volumen requerido de ácido para disolver el material soluble en HCl dentro de una distancia $r_x$ está dado por:

$$V_{HCl} = \frac{\mathbf{23.5}\ (\mathbf{1}-\boldsymbol{\phi})\boldsymbol{hf}\ \boldsymbol{X_{HCl}}\ (\boldsymbol{r}_{\boldsymbol{x}}{}^{\mathbf{2}-}\boldsymbol{r}_{\boldsymbol{w}}{}^{\mathbf{2}})}{\boldsymbol{\beta}} \qquad 5.9$$

Donde:

$V_{HCl}$: Volumen requerido (gal)

$X_{HCl}$: Fracción en peso del material soluble en HCl.

β: Poder de disolución del ácido (ver Tabla 5.2).

| Concentración (% en peso) | Densidad relativa |
|---|---|
| 2 | 1.0012 |
| 3 | 1.0025 |
| 4 | 1.0040 |
| 5 | 1.055 |
| 6 | 1.069 |
| 7 | 1.0083 |
| 8 | 1.0097 |
| 9 | 1.0111 |
| 10 | 1.0125 |
| 11 | 1.0139 |
| 12 | 1.0154 |

**Tabla 5.2 Densidad relativa de soluciones de ácido acético acuoso. (CARLOS ISLAS SILVA, 1991)**

Los cálculos anteriores deben ajustarse a reglas deducidas de la experiencia de campo. En la mayoría de este tipo de estimulaciones se utiliza como fluido HCl entre el 5 y 15 %, en un volumen entre 50 y 100 gal/pie, dependiendo del contenido de carbonatos.

Fluido de estimulación. El fluido más comúnmente usado, es la mezcla HF-HCl a concentraciones de 3% -12 %. Esta mezcla debe ser debidamente inhibida y formulada con los aditivos requeridos de acuerdo con pruebas de laboratorio. Otras concentraciones de esta mezcla pueden usarse para prevenir precipitaciones secundarias, recomendándose el uso de la Tabla 5.3. El HCl de esta mezcla permite mantener un bajo pH evitando la precipitación de $CaF_2$, $AlF_3$ y otros productos de reacción compleja.

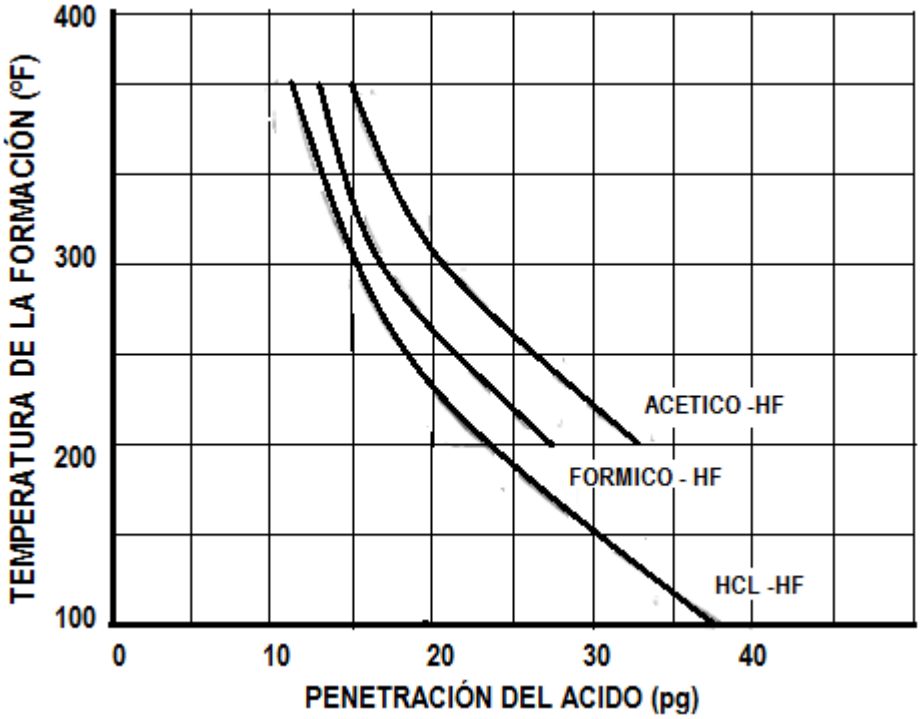
| Condición | Recomendación |
|---|---|
| Para cualquier permeabilidad Solubilidad al HCl > 20% | No utilizar HF |
| Para alta permeabilidad (> 100 mD): | |
| --Alto contenido de cuarzo (80%), bajo contenido de arcilla, (< 5%) | 12.0% HCl-3.0% HF (1) |
| --Alto contenido de feldespato (> 20%) | 13.5% HCl-1.5% HF (1) |
| --Alto contenido de arcillas (> 10%) | 6.5% HCl-1.0% HF (2) |
| --Alto contenido de clorita | 3.0% HCl-0.5% HF (2) |
| Para baja permeabilidad (< 10 mD) | |
| --Bajo contenido de arcilla (> 5%) | 6.0% HCl-1.5% HF (3) |
| --Alto contenido de clorita | 3.0% HCl-0.5% HF (4) |

**Prelavado con HCl al 15.0%**
**Prelavado con HCl al 5.0% y agente secuestrante**
**Prelavado con HCl al 7.5% o acético al 10%**
**Prelavado con acético al 5%**

**Tabla 5.3 Guía general para la utilización de ácidos en areniscas (CARLOS ISLAS SILVA, 1991)**

El volumen requerido del fluido de tratamiento, por estadística, varía entre 125 y 200 gal/pie.

Existen varios métodos de simulación matemática que permiten determinar el volumen óptimo de acuerdo con los minerales de la formación y su distribución. En general, pocas veces son conocidos los datos requeridos para aplicar estos modelos, por lo que en este trabajo se presenta un procedimiento alterno basado en experimentos de laboratorio, y que requiere de sólo la temperatura de la formación, el gasto de inyección, el contenido de silicatos (arcillas), y el radio del pozo. El procedimiento hace uso de las gráficas 5.2, 5.3, 5.4, 5.5. Consiste en obtener con la Fig. 5.2 la penetración del sistema de ácido vivo en un empaque de arena limpia. Corregir esta penetración por el gasto de inyección y por contenido de silicatos, utilizando las Figs. 5.3 y 5.4, respectivamente. Finalmente obtener el volumen del fluido de estimulación con la Fig. 5.5.

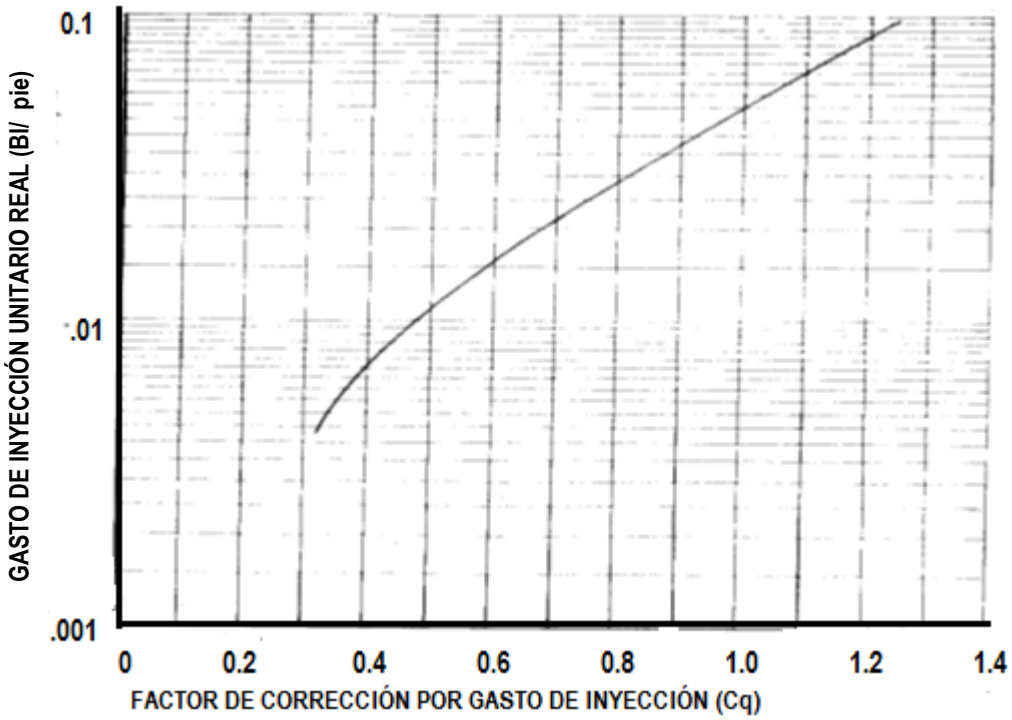



**Grafica 5.2 Penetración del ácido HF en arena limpia. (CARLOS ISLAS SILVA, 1991)**

**Fluido de desplazamiento.** Los propósitos de este fluido son: desplazar los precipitados dañinos de la vecindad del pozo, asegurar la reacción total del HF y facilitar la remoción de los productos de reacción.

Un radio de penetración de 4 pies usualmente es suficiente. El volumen puede estimarse de la Ec. 5.4 debiendo estar entre 50 gal/pie y 1.5 veces el volumen del fluido de estimulación, estos volúmenes estadísticamente han sido adecuados. Los fluidos apropiados de desplazamiento son: cloruro de amonio, ácido clorhídrico (5% a 10%) y fluidos oleosos. Para pozos de gas, el nitrógeno puede considerarse. La adición de solventes mutuos en estos fluidos (entre 2 y 50 % en volumen y en la mayoría de los casos el 10 %) ha demostrado mejorar significativamente los resultados de la acidificación matricial en areniscas.

Como en el caso de los tratamientos de limpieza, en este tipo de estimulación también se requiere el control de la colocación de los fluidos de estimulación para conseguir una estimulación uniforme en intervalos grandes. El procedimiento más común consiste en dividir el tratamiento en etapas, inyectando el fluido de prelavado, el de estimulación y el de desplazamiento de cada etapa, utilizando en este último, bolas selladoras o agentes desviadores y continuando con la siguiente etapa consistente de la inyección de los tres tipos de fluidos.



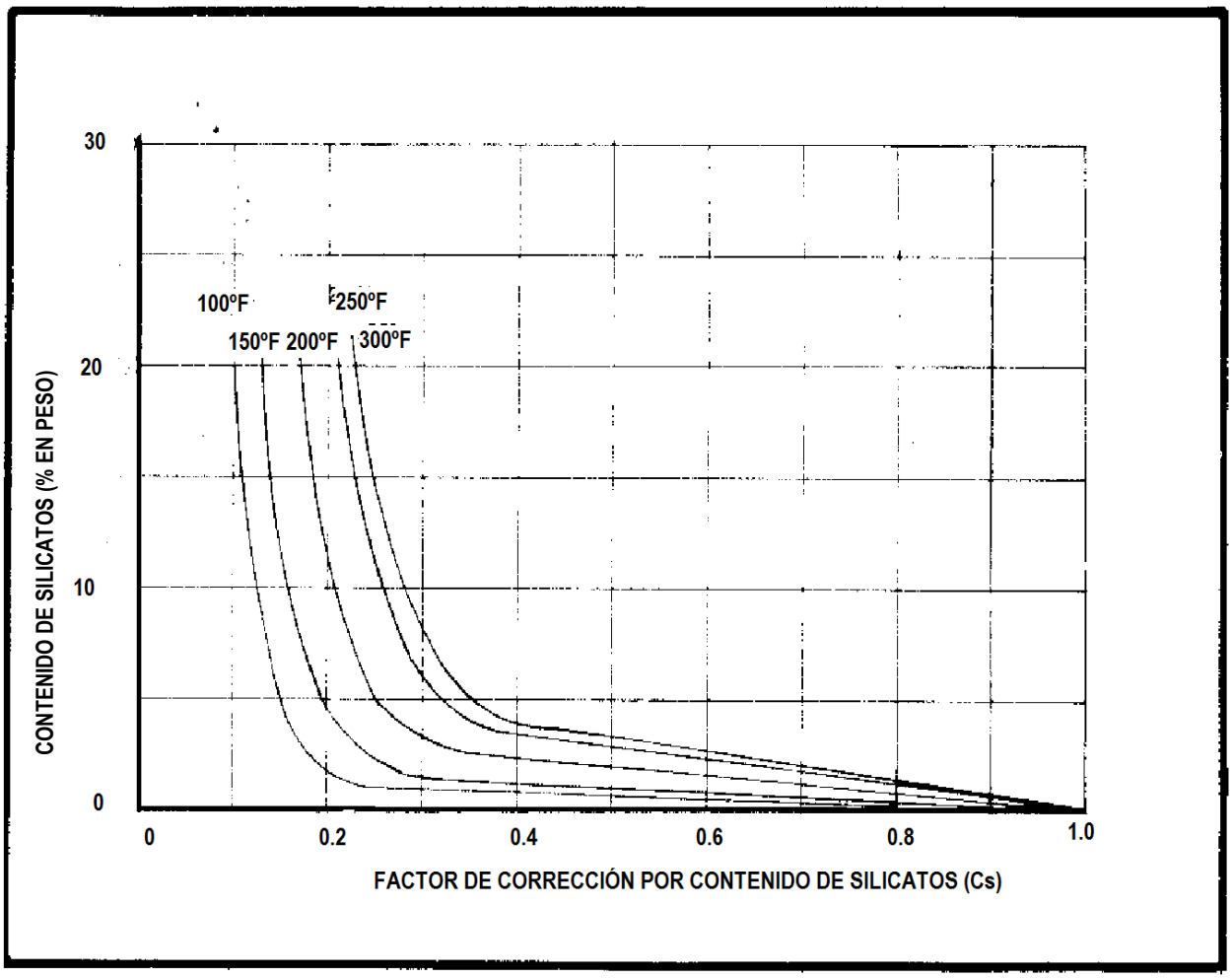

**Grafica 5.3 Efecto del gasto de inyección en la penetración del ácido HF. (CARLOS ISLAS SILVA, 1991)**

El volumen total de fluido usado en cada etapa, dependerá del número de etapas; esto es debido a que el primer fluido bombeado entrará a la zona más permeable y menos dañada, por lo que requerirá un menor volumen de fluido de estimulación. La mayor parte del volumen total deberá utilizarse en las etapas subsecuentes, dado que serán las zonas de menor permeabilidad o más dañadas y por tanto requerirán mayor volumen. Por ejemplo, si el intervalo debe tratarse en dos etapas, es recomendable utilizar en la primera el 30 % del volumen total de ácido y el resto en la segunda. En el caso de tres etapas podría utilizarse el 15% del volumen total en la primera, el 35% en la segunda y el 50% en la tercera.

El procedimiento de diseño es similar al tratamiento de limpieza y consiste en la:

1. Selección de los fluidos de tratamiento.
2. Determinación de la presión y el gasto máximos de inyección.
3. Determinación de los volúmenes de cada fluido, y en su caso de cada etapa.
4. Estimación del resultado de la estimulación.
5. Elaboración del programa de la estimulación.

A continuación se presenta una guía para el diseño por esta técnica, de una estimulación matricial en arenisca.




**Grafica 5.4 Efectos del contenido de silicatos en la penetración del ácido HF. (CARLOS ISLAS SILVA, 1991)**

**Guía general para el diseño de una acidificación matricial en arenisca**

1. Selección de los fluidos de estimulación (pruebas de laboratorio).

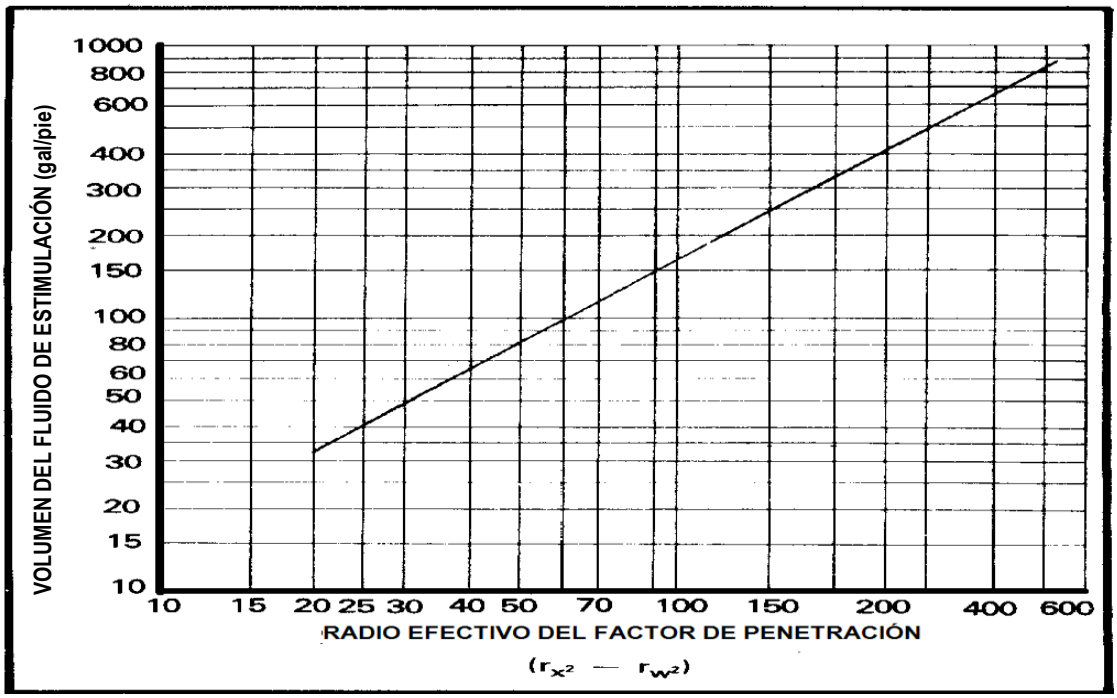
2. Presión y gasto máximos de inyección. De prueba de inyectividad, en caso de no contar con los resultados de la misma, se puede estimar como sigue:

2.1 Cálculo de la Presión de fractura.

$$Pf\ (psi) = Gf\ (psi/pie)\ D\ (pie) \qquad 5.1$$

2.2 Presión máxima de inyección en superficie.

$$Ps\ máx.\ (psi) = Pf\ (psi) - 0.433 * \gamma * D\ (pie) \qquad 5.2$$




**Grafica 5.5 Volumen unitario del fluido de estimulación HF. (CARLOS ISLAS SILVA, 1991)**

2.3 Gasto máximo de inyección, menor de:

$$\text{qi máx. (BPM)} = \frac{\mathbf{4.97x10^{-6}\ k(mD)h(pie)(Pf-Pws)(psi)}}{\mu f\ (cp)Ln(re/rw)(pie/pie)} \qquad 5.3$$

3. Volumen y concentración del fluido de prelavado. $V_1$ (gal).

$$Vp = 23.5\ \phi\ h\ (r_x^2 - r_w^2) \qquad 5.4$$

$$V_{HCl} = \frac{\mathbf{23.5\ (1-\phi)\ X_{HCl}\ (r_x2 - r_w2)}}{\boldsymbol{\beta}} \qquad 5.9$$

Si $Vp < V_{HCl}$, $V_1 = V_{HCl}$

Si $Vp > V_{HCl}$, $V_1 = V_p$

Como método alterno se puede obtener $V_1$ a través de la siguiente regla:

Para 0% Carbonatos: 5% HCl, 50 gal/pie

Para 20% Carbonatos: 15% HCl, 100 gal/pie

3.1 Tiempo de inyección del prelavado

$$T_1 \text{ (min)} = \frac{\mathbf{0.023805\ V_1\ (gal)}}{\boldsymbol{qi\ máx\ (BPM)}} \qquad 5.5$$

3.2 Volumen del sistema ácido HF-HCl (o HF-Orgánico), $V_2$ (gal)

a) Penetración en arena limpia, Pa (pg.)

Con temperatura de formación y Grafica. 5.2 se obtiene Pa

b) Corrección de Pa por gasto, Paq (pg.). Con qi máx. / hf y Grafica. 5.3, se obtiene el factor de corrección Cq

$Paq = Cq \times Pa$ 5.10

c) Corrección de Paq por contenido de silicatos, Paqs (pg.).

Con concentración de silicatos y la Grafica. 5.4, se obtiene el factor Cs

$Paqs = Paq \times Cs$ 5.11

d) Volumen del sistema de ácido, $V_2$ Radio penetración $r_x$ (pg.)

$r_x = r_w + Paqs$ 5.12

Radio efectivo del factor de penetración, $r_a$ (pg.)

$R_a = r_x^2 - r_w^2$ 5.13

Con $r_a$ y Grafica. 5.5, se obtiene el volumen unitario de ácido, Va

$V_2 = Va * hf$ 5.4'

3.3 Tiempo de inyección del sistema ácido, $t_2$ (min)

$$T_2 = \frac{\mathbf{0.023805} * \boldsymbol{V_2}}{\boldsymbol{qi\ máx.}}$$ 5.5''

3.4 Volumen de desplazamiento, $V_3$ (gal) Para un radio de penetración mínima de 4 pies ( $r_3 = 4 + r_w$)

$V_3$ (gal) = 23.5 ϕ hf (pie) ($r_3^2 - r_w^2$) ($pie^2$) 5.4''

El volumen $V_3$ debe estar entre 50 gal / pie y 1.5 veces el volumen $V_2$, en caso contrario deberá tomarse el limite más cercano, tal como $V_3$.

3.5 Tiempo de inyección del volumen de desplazamiento, $t_3$ (min).

$$T_3 = \frac{\mathbf{0.023805\ x\ V3\ (gal)}}{\mathbf{qi\ max\ (BPM)}}$$ 5.5'''

3.6 Volumen de sobre-desplazamiento, Vs (gal)

Vs = Volumen de las tuberías hasta la base del intervalo a estimular.

4. Incremento de productividad estimado. Se puede hacer uso de la Ec. 5.8.

5. Programa de la estimulación. Los mismos considerandos que en tratamientos de limpieza. En el caso de la estimulación matricial en areniscas, la apertura del pozo debe ser lo más pronto posible después de terminada la operación, con excepción de las estimulaciones con sistemas especiales de ácido, como en el caso del ácido fluobórico que requiere tiempos de cierre del orden de 18 horas, para completar su acción.

### 5.1.3 ACIDIFICACIÓN MATRICIAL EN ROCAS CALCÁREAS

Los objetivos de la estimulación son remover o sobrepasar el daño e incrementar la permeabilidad natural de la formación. Como en todos los casos de estimulación matricial, la presión de inyección debe mantenerse abajo de la presión de fractura. La respuesta del pozo a la acidificación matricial, dependerá principalmente del daño de la formación, pudiéndose esperar resultados sorprendentes en caso de formaciones con severos daños. Si no se tiene daño, el incremento de productividad esperado, es ligeramente mayor que en la acidificación matricial en areniscas (máximo 1.6). Esta técnica da buenos resultados sobre todo en pozos de alta productividad, siendo el único recurso en yacimientos muy permeables.

Normalmente se utiliza HCl al 15%, pudiéndose tener mejores resultados con ácidos de mayor concentración hasta el 28%, siempre y cuando la temperatura permita la inhibición apropiada del ácido. Los ácidos concentrados permitirán mayor penetración de la solución reactiva y en formaciones de alta permeabilidad se pueden emplear con el mismo objetivo ácidos retardados (gelificados, emulsificados, espumados, etcétera). A altas temperaturas se pueden emplear ácido acético o fórmico, o mezclas de HCl y ácidos orgánicos (ver Tabla 5. 4).

| Tipo de daño | Fluido de estimulación matricial recomendable |
|---|---|
| Invasión de solidos<br>Arcillas y finos | EN ROCAS SILÍCICAS |
| | Invasión de solidos<br>-T ≤ 300ºF.<br><br>* Solubilidad en HCl ≤ 205: HCl-HF con suspensores y en concentraciones según tabla IV.4, o ácido fluobórico. En pozos de gas incluir alcoholes.<br><br>* Solubilidad en HCl > 20%: HCl con agentes de suspensión y Estabilizadores<br>-T > 300ºF<br>Para K ≤ 250mD: Solución no acida con estabilizadores<br>Para K > 250md: Solución no acida con suspensores y dispersantes |
| | EN ROCAS CALCÁREAS |
| | -T ≤ 300ºF.<br>En general HCl del 15 al 28% con aditivos necesarios<br>En dolomía HCl ≤ 20%<br>En pozos de gas HCl con alcohol<br>Con alto contenido de Fe, HCl con ácido orgánico<br><br>-T > 300ºF<br>En general ácidos orgánicos con aditivos necesarios (para altas temperaturas acético, para bajas fórmico) |

**Tabla 5.4 Guía para seleccionar el fluido de estimulación matricial. (CARLOS ISLAS SILVA, 1991)**

Dado que la velocidad de reacción del ácido en formaciones calcáreas es controlada por la velocidad de transporte del ión H+ a la superficie del mineral calcáreo, cuando el ácido es inyectado a la matriz de la roca y/o a través de fisuras naturales, reacciona rápidamente con las paredes de los poros, aumentando su diámetro. Esto incrementa la conductividad hidráulica del poro, siendo el aumento mayor en los poros de mayor tamaño, ya que estos poros reciben mayor volumen de ácido. A medida que continúa el paso del ácido, los poros más grandes crecen más rápidamente que los más pequeños y en poco tiempo por ellos pasa casi todo el ácido. Este fenómeno propicia que en un corto periodo de tiempo los poros grandes, o fisuras, crecen considerablemente.

Experimentos de laboratorio en núcleos de calizas han demostrado un crecimiento considerable en diámetro (del orden de milímetros) y longitud de los poros mayores en muy poco tiempo. Este crecimiento continuo y preferencial de los poros, o fisuras, más grandes da lugar a los llamados "agujeros de gusano". Las Figs. 5.3, 5.4 y 5.5 muestran experimentos en núcleos de caliza. La primera figura muestra un agujero de gusano en el extremo de un núcleo, al cual se le hizo pasar linealmente HCl al 1% durante 32 minutos. Al inicio varios poros fueron afectados, disminuyendo paulatinamente hasta que sólo unos pocos poros aceptaron todo el fluido ácido. La Fig. 5.4 corresponde a un experimento en el que el ácido se inyectó radialmente. La primera fotografía de rayos X muestra el desarrollo de un agujero de gusano y la segunda de múltiples agujeros en forma ramificada.

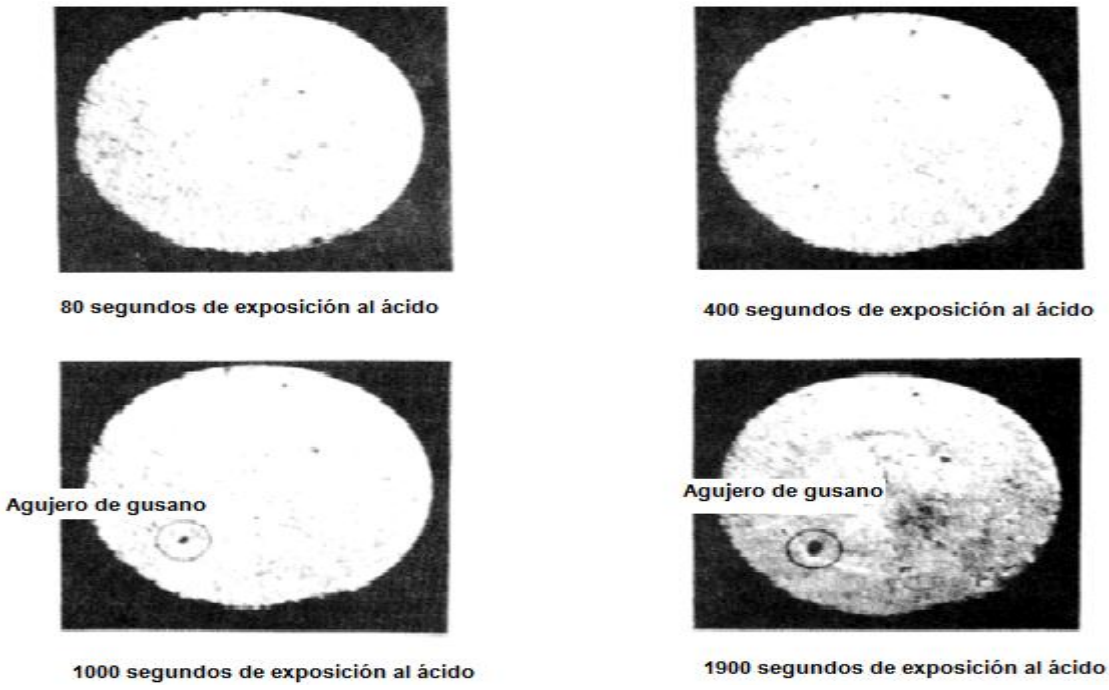



**Figura 5.3 desarrollo de un agujero de gusano en flujo lineal de HCl al 1% en caliza indiana. (CARLOS ISLAS SILVA, 1991)**

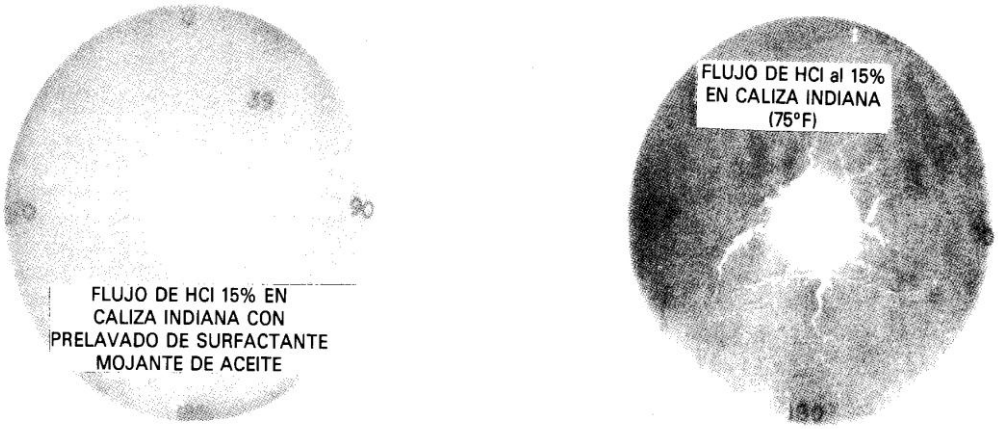



**Figura 5.4 Patrones típicos de agujeros de gusano formados en acidificación matricial de rocas calcáreas (flujo de ácido radial). (CARLOS ISLAS SILVA, 1991)**

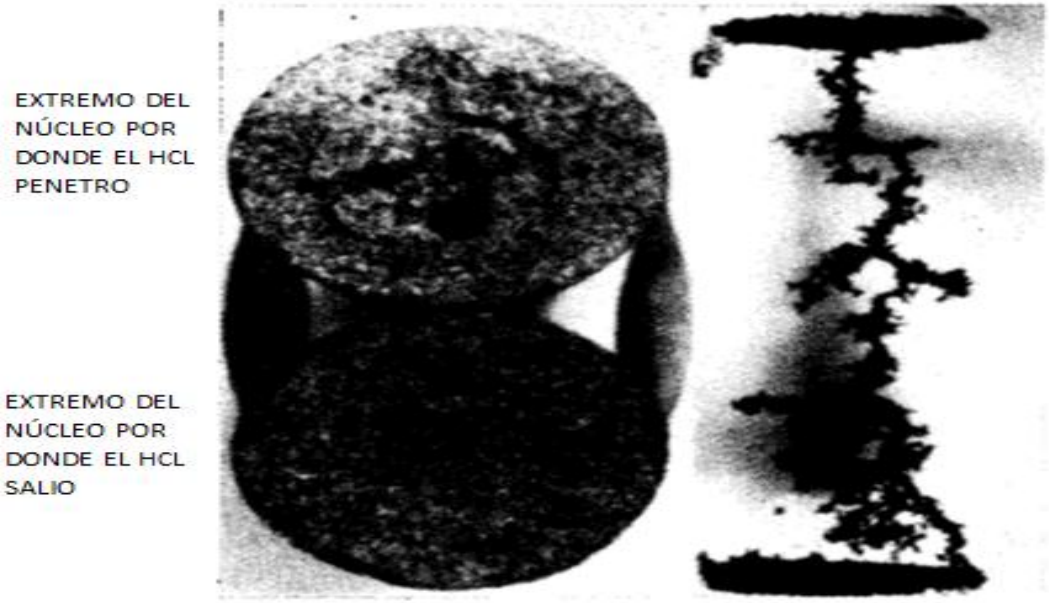



**Figura 5.5 Agujeros de gusano en flujo lineal de HCl en un núcleo de caliza indiana. (CARLOS ISLAS SILVA, 1991)**

Estudios experimentales recientes, conducidos simulando condiciones de yacimiento en caliza y dolomía, indicaron que del gasto de inyección y de la velocidad de reacción depende la estructura de los agujeros de gusano. La inyección de una aleación especial después del experimento permitió al solidificarse, mostrar las ramificaciones de los agujeros de gusano creados, como se observa en la Fig. 5.6.

En general se tiene aceptado que en el caso de calizas de velocidades de reacción grandes, la eficiencia de la estimulación aumenta con el incremento de los gastos de inyección, propiciándose grandes y pocos agujeros de gusano. A gastos bajos se generan más agujeros de poca longitud y se propicia la ramificación. En dolomías donde la velocidad de reacción es

menor, la eficiencia de la estimulación *disminuye* al incrementarse los gastos de inyección. Asimismo la penetración tiende a reducirse, la disolución es más uniforme y hay menos tendencia a formar agujeros de gusano preferenciales.

En cualquier caso este es un proceso aleatorio y no permite predecir el número, tamaño, estructura y longitud de los agujeros de gusano; aun cuando se están haciendo estudios al respecto.

En general, la evidencia que se tiene indica que el efecto de la acidificación matricial en formaciones calcáreas está confinado a distancias de 5 a 10 pies de la pared del pozo.

Debido a lo impredecible del proceso de acidificación matricial en rocas calcáreas, su diseño se basa más en estadísticas de campo que en modelos matemáticos o experimentales. Como en los otros casos de la acidificación matricial, el procedimiento de diseño consiste en:

Procedimiento de diseño para una acidificación matricial en roca calcárea.

1. Seleccionar el fluido de tratamiento a través de pruebas de laboratorio.
2. Determinar la presión y gasto máximos de inyección en forma similar al procedimiento indicado para areniscas.
3. Determinar el volumen del fluido de estimulación. Se considera siempre un intervalo menor o igual a 50 pies. En caso de excederse, se dividirá el volumen total de acuerdo con el procedimiento indicado para el caso de areniscas.

Para daño somero considerar $r_x = 5$ pie + $r_w$

Para daño profundo asumir $r_x = 10$ pie + $r_w$

$$V_f \text{ (gal)} = 23.5\ \phi\ h_f \text{ (pie)}\ [r_x^2 - r_w^2]\ (\text{pie}^2) \qquad 5.4$$

Por experiencia de campo, este volumen debe estar entre 50 y 200 gal/pie, en caso de estar el valor calculado fuera de estos límites, deberá tomarse el límite correspondiente.

4. Estimar el resultado de la estimulación. Se puede emplear la Ec. 5.8

5. Programa de la estimulación. Deberán incluirse las consideraciones indicadas en la sección 5.5.1

En estos tratamientos, la inducción del pozo a producción deberá realizarse inmediatamente después de terminada la operación.

## 5.2 ESTIMULACIÓN MATRICIAL NO REACTIVA

### 5.2.1 TIPOS DE ESTIMULACION MATRICIAL

Existen dos técnicas principales de estimulación de pozos: la estimulación matricial y la estimulación por fracturamiento.

Estos dos tipos básicos de estimulación son caracterizados por los gastos y presiones de inyección. Gastos de inyección a presiones inferiores a la presión de fractura caracterizan la estimulación matricial, mientras aquellos gastos a presiones superiores a la presión de fractura, caracterizan la estimulación por fracturamiento.

Para definir estos rangos de gasto y presión es común realizar, previo a cualquier estimulación, pruebas de admisión o inyección en el intervalo productor, definiendo a través de las mismas el comportamiento de la presión al incrementar el gasto de inyección. La Fig. 5.6 ilustra el comportamiento típico de la presión durante una prueba de inyectabilidad.

El procedimiento de prueba consiste en inyectar a la formación un fluido inerte (agua tratada o fluido oleoso limpio) a gastos muy bajos, de 1/2 a un barril por minuto, midiendo la presión de inyección. A continuación se incrementa el gasto de bombeo por etapas, registrando la presión de inyección a gasto estabilizado en cada etapa. Al continuar con incrementos de gasto se registrará un cambio brusco de la pendiente de la curva, tal como se muestra en el punto A de la Fig. 5.6.

Los procedimientos de estimulación matricial son caracterizados por gastos y presiones abajo de los valores apreciados en el punto A. Esto permitirá una penetración del fluido a la matriz, en forma radial circular, con un consecuente mejor contacto de la zona dañada cercana a la pared del pozo con el fluido de estimulación.

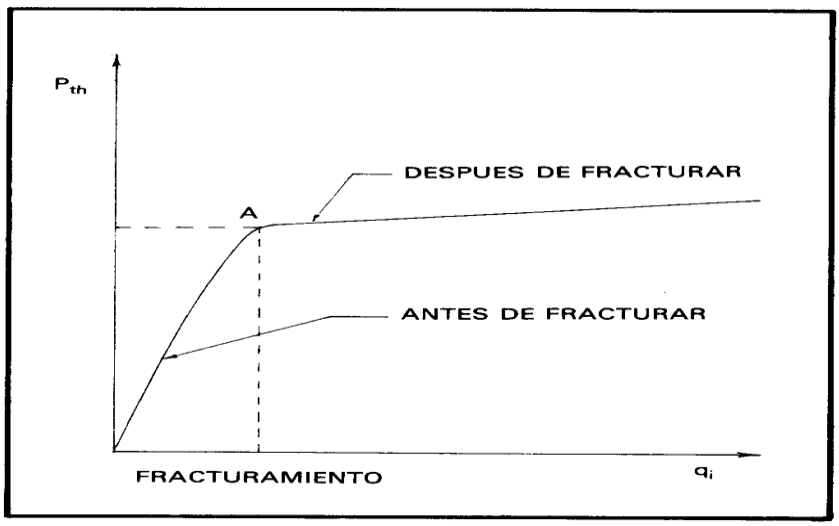



**Figura 5.6 Comportamiento de la presión de inyección en la cabeza del pozo, durante una prueba de admisión a la formación. (CARLOS ISLAS SILVA, 1991)**

Si la magnitud de la permeabilidad de la formación se conoce, teóricamente puede estimarse el gasto máximo de inyección al cual la formación aceptará fluido sin fracturarse, esto aplicando la Ec. 5.3.

La mayoría de los yacimientos, no pueden tolerar gastos de inyección muy altos en entrada radial circular a la matriz. Mayores gastos de inyección se logran, por lo general, en régimen de fracturamiento.

Los pozos requieren comúnmente de estimulación al inicio de su explotación, debido al daño ocasionado durante la perforación y la terminación. Es obvio que la condición de daño debe ser removida antes de que el pozo produzca a su potencial natural. Esta remoción es el objetivo principal de las estimulaciones matriciales consistiendo en la inyección a gasto y presión bajos de pequeños volúmenes de soluciones de estimulación. Dependiendo de la interacción entre estas soluciones y el tipo de daño presente en la roca, la estimulación matricial se divide en dos grandes grupos:

a) La estimulación matricial no reactiva (o no árida), en la cual los fluidos de tratamiento no reaccionan químicamente con los materiales o sólidos de la roca. En este caso se utilizan principalmente soluciones oleosas o acuosas, alcoholes o solventes mutuos, con aditivos, principalmente los surfactantes. Estas estimulaciones comúnmente se emplean para remover daños por bloqueos de agua, aceite o emulsión; daños por pérdida de lodo, por depósitos orgánicos, etc.

b) La estimulación matricial reactiva, en la cual los fluidos de tratamiento reaccionan químicamente disolviendo materiales que dañan la formación y los propios sólidos de la roca. En este caso se utilizan los sistemas ácidos. Esta estimulación se emplea para remover algunos tipos de daño como los daños ocasionados por partículas sólidas (arcillas), precipitaciones inorgánicas, etc. En algunos casos, principalmente en formaciones de alta productividad, la estimulación matricial reactiva se utiliza no sólo para remover el daño, sino también para estimular la productividad natural del pozo, a través del mejoramiento de la permeabilidad de la formación en la vecindad del pozo. En este caso se tienen técnicas de acidificación matricial en arenas y areniscas y en rocas calcáreas.

El éxito de la estimulación matricial depende primordialmente de la selección apropiada del fluido de tratamiento. El proceso de selección de un fluido es en lo general muy complejo, debido a muchos parámetros involucrados que varían ampliamente, como son el tipo de daño, las características de la formación, las condiciones del pozo, el criterio económico, etcétera.

Entre los factores más importantes a considerar están el tipo, severidad y localización del daño a remover. La selección del fluido de tratamiento dependerá básicamente de estos factores y de su compatibilidad con la roca de la formación y sus fluidos.

En el caso de que el tipo de daño no se logre identificar plenamente, la estimulación matricial no reactiva no deberá aplicarse, sólo quedando indicada la estimulación matricial reactiva. Esto debido a que existe una gran posibilidad de utilizar fluidos de estimulación contraindicados, corriéndose el riesgo no sólo de no remover el daño, sino de agravarlo.

### 5.2.2 FENOMENOS DE SUPERFICIE

El flujo de fluidos a través de medios porosos está fuertemente afectado por fenómenos de superficie, que representan fuerzas retentivas de los fluidos en la roca. La acción de la estimulación matricial no reactiva concierne principalmente con la alteración de estas fuerzas retentivas; manifiestas en los fenómenos de tensión superficial e interfacial, mojabilidad y capilaridad. Por ello, en principio, reviste importancia el discutir estos fenómenos, para posteriormente comprender los alcances de la estimulación matricial no reactiva.

### 5.2.3 TENSIÓN SUPERFICIAL

La materia en sus diferentes estados (sólido, líquido y gaseoso), está compuesta de moléculas, las cuales presentan una atracción mutua llamada fuerza de cohesión. Esta fuerza es una combinación de fuerzas electrostáticas y de Van der Walls. Naturalmente estas fuerzas son de diferente magnitud dependiendo del estado de la materia. Por ejemplo, en el seno de un líquido una molécula es rodeada por moléculas similares ejerciendo unas con otras iguales fuerzas de atracción, por lo que estas se encuentran balanceadas tal como se muestra en la Fig. 5.7.

En la interfase entre un líquido y un sólido o entre un líquido y un gas, estas fuerzas son desbalanceadas causando que exista una resultante en la interfase, esto crea una energía libre de superficie. En la propia Fig. 5.7 se aprecia esta resultante entre la interfase líquido-aire, la cual es perpendicular a la superficie del líquido. Esta fuerza será mayor entre mayores sean las fuerzas de atracción entre las moléculas del líquido. Si se deseara romper esta superficie se tendría que realizar un trabajo por unidad de área, equivalente a vencer la energía libre de superficie. Este trabajo por unidad de área se denomina tensión superficial y su valor es específico para cada líquido dependiendo principalmente de la temperatura y presión a las cuales se encuentre.

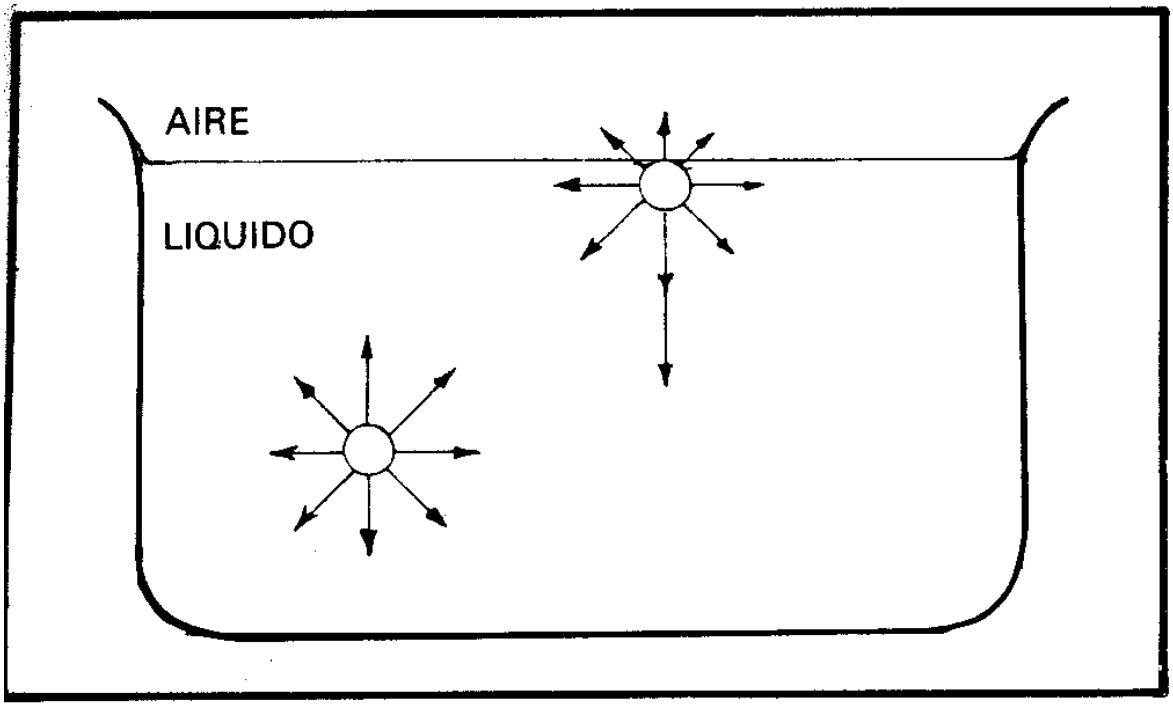



**Figura 5.7 Representación esquemática de las fuerzas intermoleculares. (CARLOS ISLAS SILVA, 1991)**

Para medir la tensión superficial se usan varios procedimientos, de los cuales el más ampliamente utilizado es el método de Du Noüy. Este procedimiento consiste en colocar en el líquido un arillo de platino y llevarlo hasta la interfase, midiendo la fuerza necesaria con la que el arillo rompe la superficie. La tensión superficial generalmente se da en dina/cm. Para el agua a condiciones estándar la tensión superficial es de 72 dinas/cm, para el benceno es de 29 dinas/cm.

Thomas Young (1905), mostró que las propiedades mecánicas de la energía libre de superficie podrían relacionarse con una membrana hipotética en la superficie. Usando el concepto de tensión superficial, Young fue capaz de derivar explícitamente la condición de equilibrio mecánico de una superficie curva entre dos fases. La Fig. 5.8 representa una superficie esférica conteniendo un líquido con radio de curvatura r, en donde la ecuación de Young se expresa en la forma siguiente:

$$P'' - P' = \frac{2\sigma}{r}$$

Donde:

P′ =Presión en la fase externa

P′′ = Presión en la fase interna

σ = Tensión superficial

r = Radio de curvatura

Es común definir como tensión superficial a la obtenida entre un líquido y el aire y tensión interfacial a aquella medición realizada en la interfase entre dos líquidos.

### 5.2.4 MOJABILIDAD

En la interfase entre un líquido y un sólido también existen fuerzas intermoleculares en desequilibrio que generan el concepto de mojabilidad. El sólido causa una fuerza de adhesión, por lo que el líquido es atraído al sólido. En la Fig. 5.9 se muestra el efecto total de las fuerzas de adhesión y cohesión entre la interfase de agua y vidrio (Fig. 5.9 A) y entre mercurio y vidrio (Fig. 5.9 B). En el primer caso las fuerzas de adhesión son más grandes que las de cohesión y el ángulo es menor de 90°, condición bajo la cual se determina que el líquido moja al sólido. En el caso del mercurio las fuerzas de cohesión son más dominantes produciéndose un ángulo en la interfase mayor a 90°, siendo indicativo de la no mojabilidad del líquido en el sólido. Cuantitativamente la mojabilidad se define como el producto de la tensión superficial por el ángulo de contacto, esto es:

Mojabilidad = $\sigma \cos \alpha$

Donde $\alpha$ es el ángulo de contacto en la interfase.

La Fig 5.10 muestra la mojabilidad en un sólido en presencia de dos líquidos (agua y aceite). Los ángulos de contacto en las interfases son empleados para estudiar las condiciones de mojabilidad.

El fenómeno de mojabilidad es de gran importancia para el flujo de aceite en un medio poroso. Se ha demostrado que si la roca se encuentra mojada por agua, la permeabilidad al aceite es muy superior al caso en que la roca se encuentre mojada por aceite; por lo tanto es muy importante que el medio poroso esté o quede mojado por agua.

### 5.2.5 CAPILARIDAD

Otro fenómeno de superficie es la capilaridad.

La capilaridad. Si un tubo de vidrio capilar es sumergido en agua, el agua se elevará en el tubo como se muestra en la Fig. 5.11, en este caso se define como presión capilar la diferencia de presiones en la interfase. La presión capilar será la fuerza requerida para soportar la columna de agua en el tubo, dividida entre el área del capilar, es decir:

$$\rho \, g \, h_c$$

Donde:

Pc: Presión en la fase externa

ρ: Presión en la fase interna

g: Tensión superficial

$h_c$ : Radio de curvatura

En función de la tensión superficial entre el líquido y el aire, la presión capilar se expresa:

$$Pc=\frac{2\,\sigma\cos\alpha}{r_c}$$

Donde:

$R_c$ = radio del capilar
P´´ : Presión en la fase interna
P´: Presión en la fase externa
σ: Tensión superficial
r: Radio de la curvatura

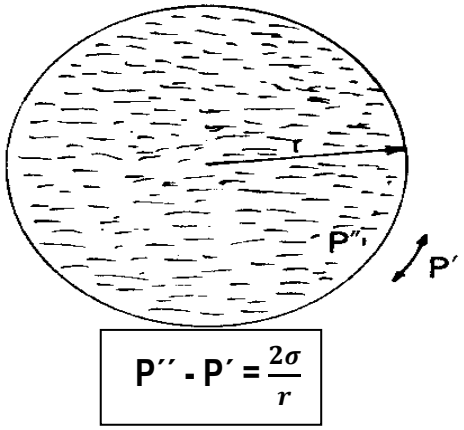
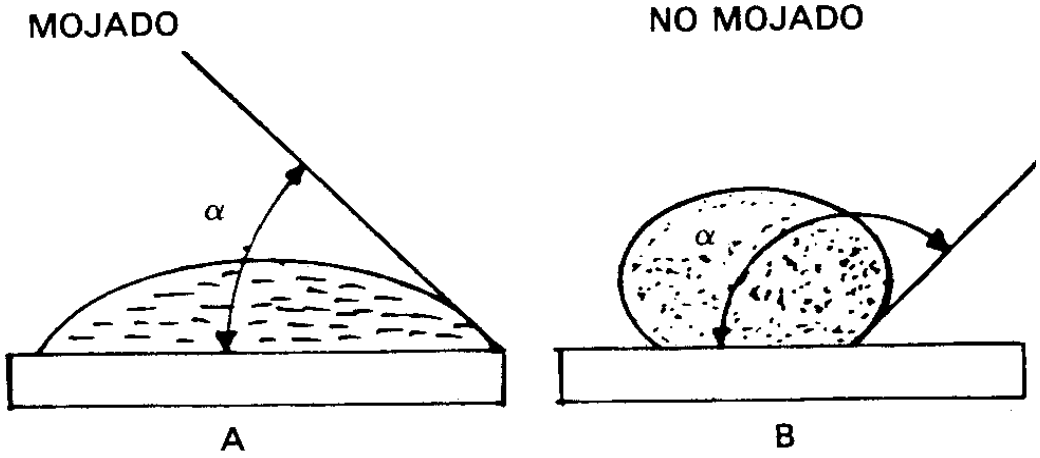


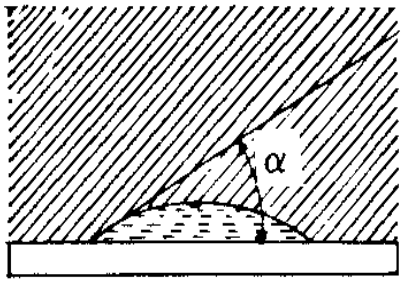

**Figura 5.8 Representación de una superficie esférica conteniendo un líquido con radio de curvatura r. (CARLOS ISLAS SILVA, 1991)**



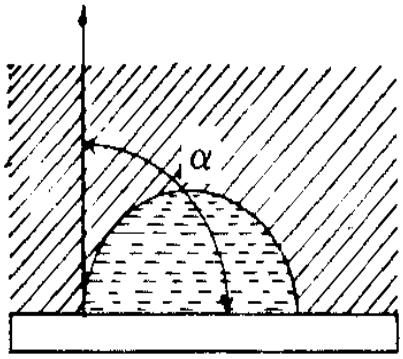

**A: ANGULO MENOR DE 90º (MOJADO)**
**B: ANGULO MAYOR DE 90º (NO MOJADO)**

**Figura 5.9 Ángulos de contacto en condiciones de mojamiento y no mojamiento (CARLOS ISLAS SILVA, 1991)**

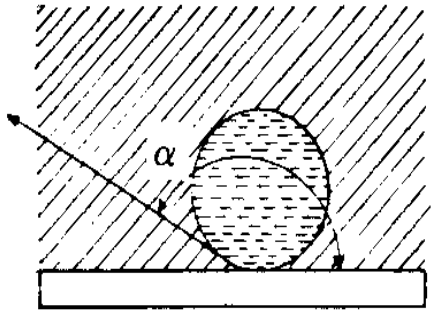
.




**1. El Angulo de contacto es menor de 90º, por lo que la superficie es mojada por agua.**




**2. El Angulo de contacto es igual a 90º, por lo que la superficie es igualmente mojada por agua y por aceite.**




**El Angulo de contacto es mayor de 90º, por lo que la superficie es igualmente mojada por aceite.**

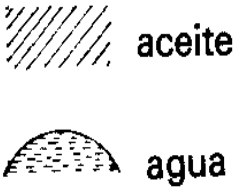
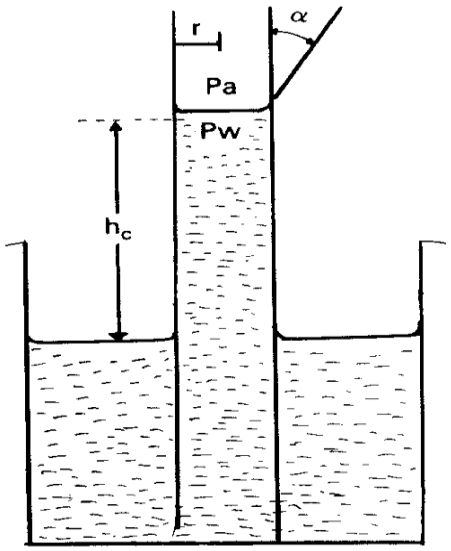



**Figura 5.10 Mojabilidad de un sólido en presencia de dos líquidos (agua y aceite) (CARLOS ISLAS SILVA, 1991).**

Pa : Presión del aire
Pw : Presión del agua
Pc : Presión capilar




$$Pc = Pa - Pw$$

**Figura 5.11 Efecto de capilaridad (CARLOS ISLAS SILVA, 1991).**

Como se mencionó, la estimulación matricial no reactiva es indicada cuando se trata de remover daños relacionados con las fuerzas retenidas en el yacimiento. Bajo estas condiciones a través de este tipo de estimulación se pueden remover bloqueos de agua, emulsión, aceite, daños por alta tensión interfacial, por mojabilidad, por depósitos orgánicos, etc. En la mayoría de estas estimulaciones es necesario afectar los fenómenos de superficie previamente discutidos.

Los agentes activos de superficie (surfactantes) son los productos químicos que principalmente se utilizan en la estimulación matricial no reactiva, debido a su eficiente acción que permite alterar los fenómenos de superficie.

## 5.3 SURFACTANTES

Los agentes activos de superficie o surfactantes son compuestos de moléculas orgánicas, caracterizados por estar formados por dos grupos químicos, uno afín al agua (polar), llamado hidrofílico, y otro afín al aceite (no polar) llamado tipofílico.

Estos productos, mezclados con fluidos acuosos, oleosos, alcoholes, o solventes mutuos, pueden afectar favorablemente o desfavorablemente el flujo de hidrocarburos hacia el pozo; consecuentemente es de gran importancia considerar su acción durante los procesos de perforación, cementación, terminación, reparación, limpieza y estimulación de pozos.

Pará comprender la acción de los surfactantes, es necesario analizar la estructura de sus moléculas. Para ello se acostumbra representarlos esquemáticamente como se muestra en la Fig. 5.12. Como se observa, un surfactante tiene dos grupos, uno afín al agua y otro afín al aceite; dada esta estructura los surfactantes tienden a orientarse en un líquido buscando el acomodo mostrado en la Fig. 5.13. Puesto que el grupo hidrofílico es más soluble en agua que el

grupo lipofílico, las moléculas de surfactante se orientarán en la interfase agua-aire con el grupo afín al aceite en el aire y con el grupo afín al agua en el agua (Fig. 5.13 A). Esto altera la naturaleza de la interfase aire-agua y dependiendo de la efectividad del surfactante, la interfase se convierte en una combinación de aire-agua y surfactante. Como el aceite tiene menor tensión superficial que el agua, entonces la tensión superficial del agua con surfactante será menor que la tensión superficial del agua pura, y quizá tan baja como la tensión superficial del aceite. En el caso de las Figs. 5.13 B y 5.13 C se produce un efecto semejante.

La fig. 5.14 presenta un ejemplo de un surfactante que es una molécula de ácido esteárico, en la cual la parte de la molécula de carbonos e hidrógenos es básicamente no-polar, y el grupo carboxílico (CO · OH), es polar y en consecuencia miscible en la fase acuosa.

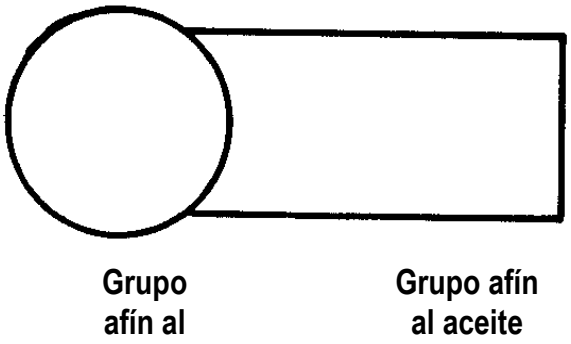



**Figura 5.12 Representación esquemática de un surfactante (CARLOS ISLAS SILVA, 1991).**

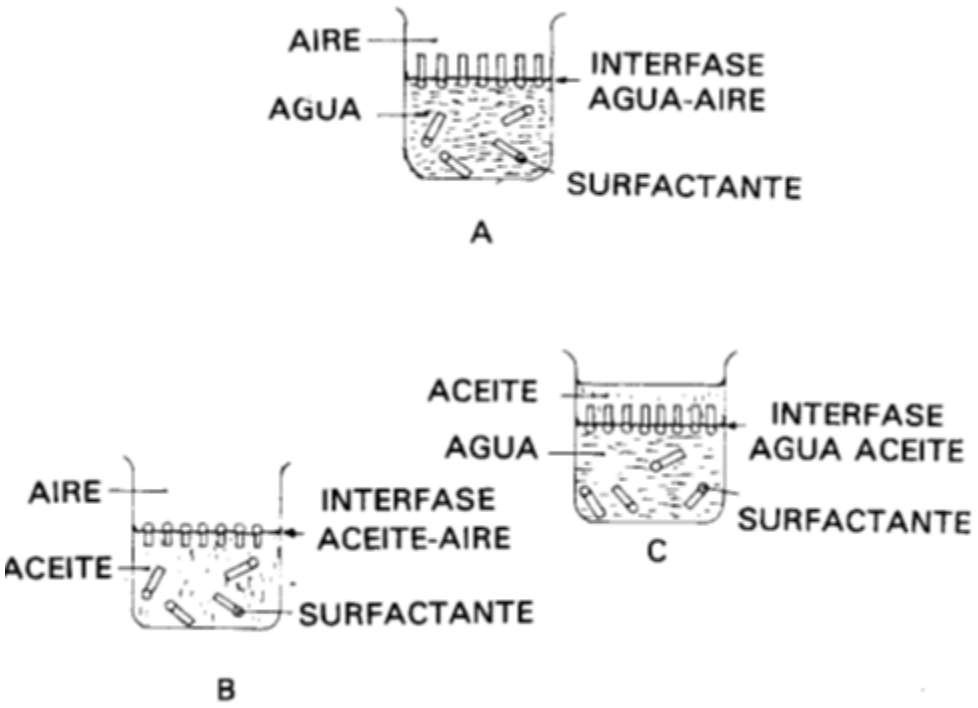



**Figura 5.13 Orientación de los surfactantes en las interfases. (CARLOS ISLAS SILVA, 1991).**

El hecho de que un surfactante busque una interfase implica que la tensión superficial o interfacial, presión capilar y la mojabilidad de un líquido en un sólido se alteren en mayor o menor grado. Estos efectos se manifiestan en cualquier interfase, ya sea entre dos líquidos inmiscibles, entre un líquido y un sólido, etc. Debido a los surfactantes, una concentración relativamente baja de estos en agua, permite reducir la tensión superficial de 72 dinas/cm a 22 dinas/cm, o aún menos. Asimismo los surfactantes a muy bajas concentraciones, pueden reducir la tensión interfacial entre el agua y el aceite, por ejemplo en el caso de kerosina y agua, se reduce la tensión interfacial de 49 dinas/cm a valores cercanos a cero. Por otra parte, dado que las rocas de formaciones productoras de hidrocarburos son silícicas o calcáreas, los surfactantes actuarán de acuerdo con el carácter eléctrico de estos minerales, pudiendo alterar las condiciones de mojabilidad de un líquido en un sólido.

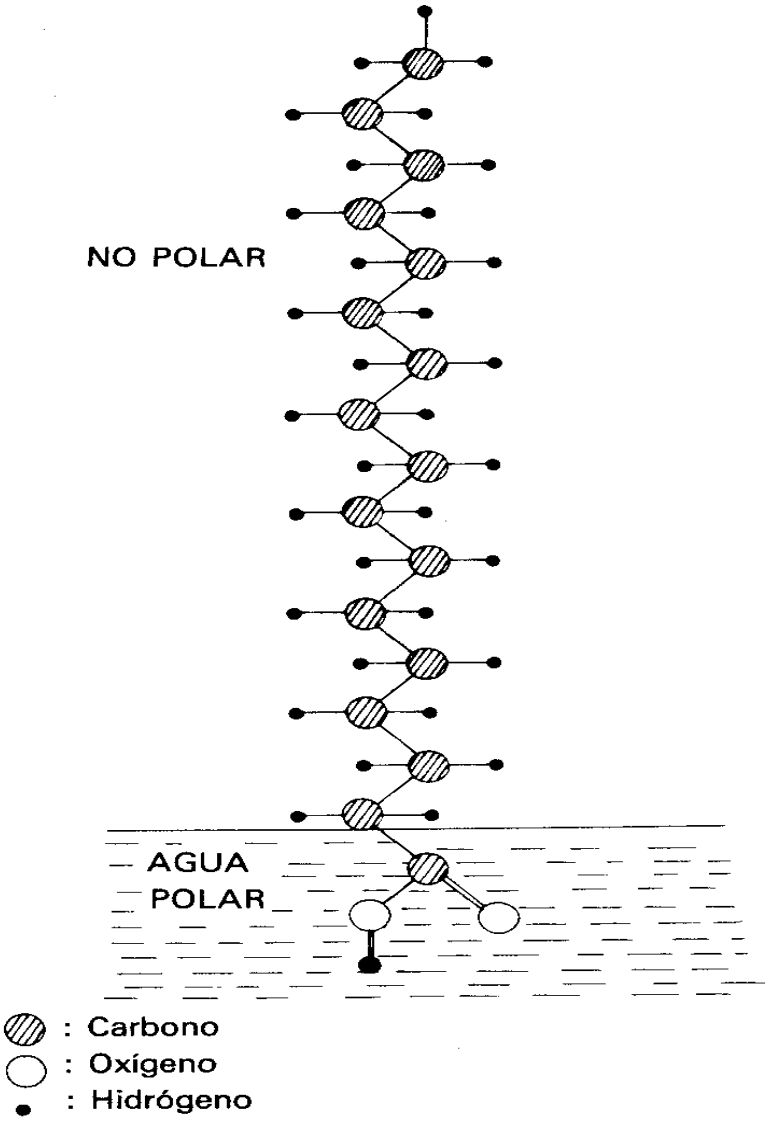



**Figura V.17 Ejemplo de surfactante.**

### 5.3.1 CLASIFICACIÓN DE LOS SURFACTANTES

Debido a que la acción de los surfactantes depende principalmente de fuerzas electrostáticas, estos se clasifican de acuerdo a la naturaleza iónica del grupo soluble en agua. En esta forma los surfactantes se dividen en: aniónicos, catiónicos, no iónicos y anfotéricos. La Tabla 5.5 muestra su clasificación incluyendo su descrpsiión esquemática, las características de carga del grupo soluble en agua, los grupos químicos más importantes y sus usos principales.

| Clasificación | Descrpsiión | Carga del grupo soluble en agua | Grupos químicos | Usos principale |
|---|---|---|---|---|
| Aniónicos (utilizados en un 70%) | $M^+$ - | Negativa | Sulfatos (R - $OSO_3^-$)<br>Sulfonatos (R - $OSO_3^-$)<br>Fosfatos (R-$OPO_3^-$)<br>Fosfatos (R-$PO_3^-$) | No emulsificantes<br>Retardadores<br>Limpiadores |
| Catiónicos | $x^-$ + | Positiva | Compuestos de Amina<br>$R_2$<br>R, - N - $R_3^+Cl^-$<br>$R_4$ | No emulsificantes<br>Inhibidores de Corrosión / Bactericidas |
| No-iónicos | | Sin carga | Polímeros de óxido de etileno<br>R-O-($CH_2CH_2O$) o Propileno<br>R-O – ($CH_2CH_2OCH_3$) | No emulsificante<br>Espumantes<br>Inhibidores de corrosión<br>Agentes penetrantes |
| Anfotéricos | $M^+$<br>$\pm$<br>$X^-$ | Positiva.<br>Negativa<br>Sin carga<br>Dependiendo del pH del sistema | Sulfonato amina RNH ($CH_2$)<br>Y $SO_3H$ Fosfato amina<br>RNH ($CH_2$) z$OPO_3H$ | Inhibidores de Corrosión<br>Agentes de suspension |

**$M^+$ y $X^-$ representan iones positivos, tal como el $Na^+$ y negativos como el $Cl^-$ , respectivamente. R, grupos solubles en aceite.**

**Tabla 5.5 Clasificación de surfactantes**

Como ya se mencionó, por sus características los surfactantes se acomodan en las interfases entre líquidos, gases y sólidos, de esta manera los surfactantes funcionan por el mecanismo de adsorción, creando efectos diferentes dependiendo del tipo de surfactante y las características del gas, líquido y sólido.

Los surfactantes generalmente se emplean mezclados entre sí con un solvente. Se mezclan

surfactantes aniónicos-aniónicos, aniónicos-no iónicos, catiónicos-catiónicos, catiónicos-no iónicos y no iónicos-no iónicos. La mezcla de surfactantes aniónicos-catiónicos, en lo general no es recomendable debido a que se puede tener una reacción que produce otro producto diferente a un surfactante y muchas veces en forma de precipitados.

La molécula de surfactante es parcialmente soluble tanto en fluidos oleosos como acuosos; sin embargo, la solubilidad preferencial de los surfactantes depende de la relación de sus grupos solubles en agua y en aceite, por lo tanto un incremento en la relación de los grupos solubles en aceite propicia una mayor solubilidad en aceite; por lo contrario un incremento de los grupos solubles en agua produce una mayor solubilidad en agua. Algunos surfactantes son sólo dispersables en agua o en aceite.

El uso de los surfactantes para tratamiento de pozos se ha hecho imprescindible en todo tipo de estimulación. Específicamente en la estimulación matricial no ácida, la acción de los surfactantes se manifiesta principalmente en los siguientes fenómenos:

i) **Disminución de las fuerzas retentivas de los fluidos en el medio poroso.** La acción bajotensora de los surfactantes permite reducir las fuerzas capilares responsables del atrapamiento de los fluidos en el medio poroso. Este efecto es de mayor importancia en formaciones de baja permeabilidad, de pequeños poros, donde las fuerzas retentivas son las causantes de que los hidrocarburos del yacimiento no fluyan con la energía disponible.

ii) **Mojamiento de la roca.** Cuando la formación en la vecindad del pozo llega a ser mojada por aceite, el aceite se adhiere a la pared de los poros incrementando el espesor de la película que moja la roca (capa límite) con la consecuente disminución del área libre al flujo del aceite y/o el gas. Adicionalmente se elimina el efecto de resbalamiento que produce una película de agua adsorbida en la pared del poro. Todo esto trae como consecuencia una reducción considerable de la permeabilidad a los hidrocarburos, entre el 15 y el 85 %, de aquella que tuviese la roca si está mojada por agua. Los surfactantes alteran la mojabilidad de la roca favorable o desfavorablemente en función del tipo y características de la roca.

   Las formaciones de arena y arenisca poseen superficies de mineral con cargas electrostáticas negativas, teniendo fuertes fuerzas de adhesión a iones positivos y surfactantes catiónicos. Esto permite que la roca pueda quedar mojada por aceite, tal como se muestra en la Fig. 5.15 A. Por el contrario un surfactante aniónico tenderá a dejar la roca mojada por agua (Fig. 5.15 B).

   Las formaciones calcáreas en condiciones naturales (con pH menores de 8), poseen una carga electrostática de superficie positiva. Usando una lógica similar al caso de las

formaciones silícicas, las moléculas de un surfactante catiónico se alinearán como se muestra en la Fig. 5.15 C, dejando la roca mojada por agua. Contrariamente la roca quedará mojada por aceite si el surfactante es de tipo aniónico (Fig. 5.15 D)

iii) **Rompimiento de emulsiones**. Como se mencionó anteriormente, la formación de una emulsión en el medio poroso restringe considerablemente el flujo de fluidos al pozo, por lo que será siempre necesario destruir tales emulsiones.

Una emulsión es un sistema en el cual un líquido es dispersado en forma de gotas en otro fluido inmiscible. La emulsión puede ser estable o inestable. El líquido disperso constituye la fase discontinua, y el otro líquido la fase continua. En el caso de los yacimientos se presentan más frecuentemente emulsiones agua en aceite, que emulsiones aceite en agua.

Cuando dos líquidos inmiscibles entran en contacto y se mezclan, se llega a formar una esfera que ofrece un área de superficie mínima y también una fuerte tensión interfacial. Si existe un agente surfactante de tipo emulsificante (que puede encontrarse en el propio aceite o en los fluidos de invasión), las superficies de las gotas de la fase dispersa adquieren cierta rigidez. Esto genera emulsiones estables que pueden agravarse por cargas electrostáticas provenientes de las moléculas de agua o presencia de finos que actúan como agentes emulsificantes. Para crear una emulsión estable, se requerirán entonces líquidos inmiscibles, suficiente agitación y un agente emulsificante.

Los surfactantes actúan en las emulsiones reduciendo la tensión interfacial, lo cual permite romper la rigidez de la película, o neutralizando el efecto de los agentes emulsificantes. Adicionalmente el cambio de mojabilidad de las partículas sólidas también puede coadyuvar en el rompimiento de la emulsión.

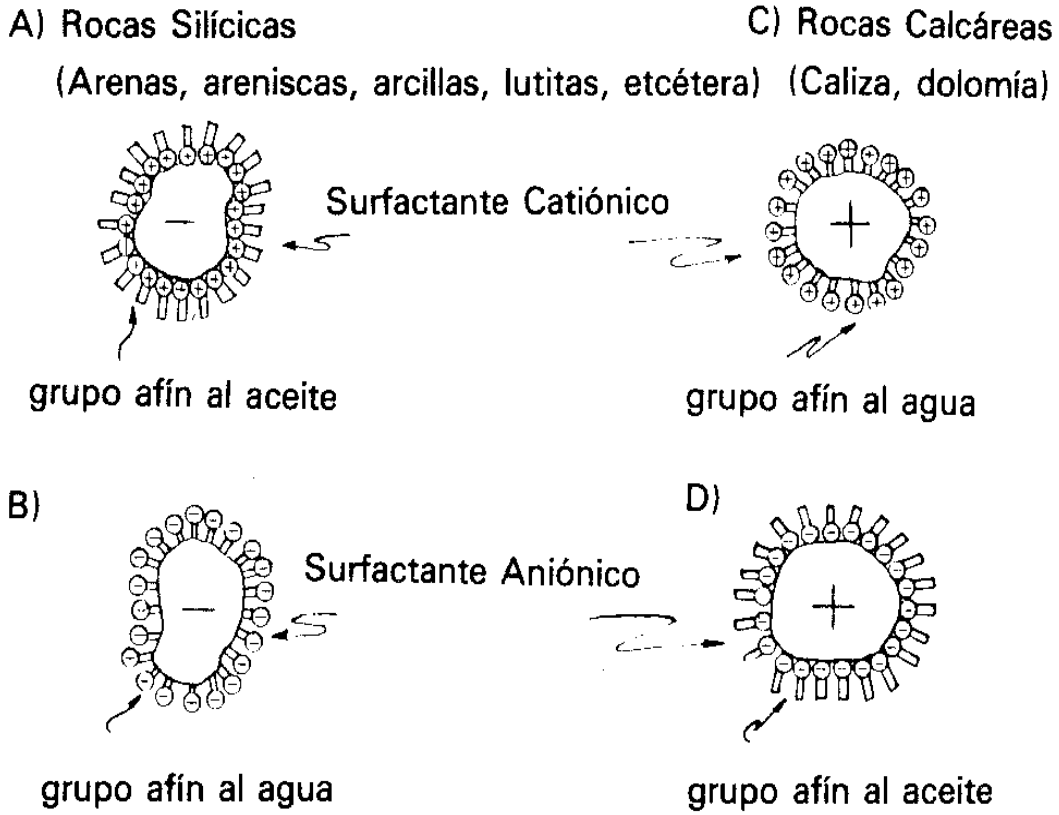



**Figura 5.15 Características de mojabilidad de los surfactantes (CARLOS ISLAS SILVA, 1991).**

El éxito de una estimulación matricial no reactiva depende principalmente de la selección de los surfactantes para la remoción del daño específico. Por tanto, es conveniente indicar la acción normal de los diferentes tipos de surfactantes.

### 5.3.2 ACCIÓN DE LOS SURFACTANTES ANIÓNICOS:

— Mojarán de agua la arena, la lutita o la arcilla, cargadas negativamente.
— Mojarán de aceite la caliza o dolomía, cuando su pH sea menor de 8 (condición normal).
— Mojarán de agua la caliza o dolomía, si el pH es 9.5 o mayor debido a que estos sólidos cambian su carga superficial.
— Romperán emulsiones de agua en aceite.
— Emulsionarán el aceite en agua.
— Dispersarán las arcillas o finos en agua.

### 5.3.3 ACCIÓN DE SURFACTANTES CATIÓNICOS:

— Mojarán de aceite la arena, lutita o arcilla.
— Mojarán de agua la caliza o dolomía, cuando su pH sea menor de 8.

— Mojarán de aceite la caliza o dolomía, si el pH es 9.5 o mayor.
— Romperán emulsiones de aceite en agua.
— Emulsificarán el agua en aceite.
— Dispersarán las arcillas o finos en aceite.

### 5.3.4 ACCIÓN DE LOS SURFACTANTES NO-IÓNICOS.

Estos surfactantes son probablemente los más versátiles de todos para la estimulación de pozos, ya que estas moléculas no se ionizan. En combinación con otros productos químicos, los surfactantes no-iónicos pueden proporcionar otras características, tales como alta tolerancia al agua dura y al pH ácido.

La mayoría de los no-iónicos son derivados de óxido de etileno o mezclas de óxido de etileno-óxido de propileno. Ya que la solubilidad en agua de los no-iónicos se debe a la formación de puentes de hidrógeno o a la atracción de agua por el oxígeno del óxido de etileno, esta atracción se reduce a altas temperaturas y/o altas concentraciones de sal, ocasionando que la mayoría de los surfactantes no-iónicos se separen de la solución.

Acción de los surfactantes anfotéricos. Estos son moléculas conteniendo grupos ácidos y básicos. En un pH ácido, la parte básica de la molécula se ioniza y proporciona actividad superficial a la molécula. En un pH básico, la parte ácida de la molécula se “neutraliza” y por lo general, tiene menos actividad superficial que a otros valores de pH. Hay un uso limitado de los surfactantes anfotéricos; sin embargo, algunos están siendo empleados como inhibidores de corrosión.

## 5.4 TIPOS DE DAÑOS SUSCEPTIBLES DE REMOVERSE CON ESTIMULACIÓN MATRICIAL NO REACTIVA

Varios tipos de daño a la formación pueden ser tratados con estimulación matricial no-reactiva, a través de la acción efectiva de los surfactantes. Sin embargo, dado que el uso de estos productos puede prevenir, remover, disminuir o agravar los daños a la formación, no deben utilizarse sin el conocimiento del tipo de daño y siempre previas pruebas de laboratorio. La remoción de los daños susceptibles de ser removidos con surfactantes, generalmente es costosa y difícil, por lo que el enfoque más efectivo es emplear los surfactantes para prevenir el daño que de otra forma podría ocurrir durante casi todas las fases de las operaciones de pozos, incluyendo la perforación, cementación, terminación, reparación, estimulación y explotación. En el caso de que en cualquier operación del pozo se hayan utilizado productos surfactantes que ocasionaron daño a la formación, la remoción del mismo puede ser posible con surfactantes más poderosos

que revierten la acción de los primeros. Lograr técnicamente esto, requiere concentraciones muy altas de surfactantes y siempre se tendrá la incertidumbre de lograr remover efectivamente el daño. Es por ello que en cualquier operación de un pozo al seleccionarse los fluidos debe tenerse presente el daño probable que se puede causar. Para ello, es necesario realizar pruebas de laboratorio con los fluidos que se planea utilizar en el pozo y fluidos representativos de la formación productora y muestras de la roca. Los procedimientos de prueba pueden ser similares a los que el Instituto Americano del Petróleo ha propuesto y que incluyen prácticas recomendadas que permiten seleccionar surfactantes para la estimulación con ácido de pozos.

En conclusión, debe tenerse extremo cuidado en la selección y uso de los surfactantes. Un surfactante específico puede prevenir o disminuir un tipo de daño y crear otro.

*Los daños que pueden removerse con estimulación matricial no ácida son:*

1. **Bloqueo por agua.** Como ya fue mencionado, el bloqueo de agua es causado por el incremento de la saturación de agua en la vecindad del pozo, con la consecuente reducción de la permeabilidad relativa a los hidrocarburos. El problema es mayor cuando se pierden grandes cantidades de agua. La productividad en lo general se restablece por si sola lentamente, pero puede persistir durante meses o años, siendo el problema de mayor magnitud en formaciones de baja permeabilidad y/o en la presencia de arcillas tipo Illita. Adicionalmente este bloqueo puede producirse durante la producción del pozo por canalización o conificación del agua de formación en el intervalo productor.

El bloqueo de agua puede prevenirse siempre y cuando en los fluidos acuosos que invaden la formación se adicionen surfactantes bajotensores en concentraciones del 0.1 al 0.2% en volumen.

Un bloqueo de agua usualmente puede ser removido inyectando a la formación matricialmente una solución acuosa o ácido alcohólico, este último apropiado para pozos de gas, con una concentración de 1a 3 % de un surfactante que permita bajar efectivamente la tensión superficial e interfacial y asegure el mojamiento de la formación por agua.

2. **Bloqueo de aceite.** En pozos de gas la invasión de fluidos base aceite causará que una nueva fase invada la formación con la consecuente reducción drástica de la permeabilidad relativa al gas. Este bloqueo causa mayor daño en formaciones de baja permeabilidad y puede también presentarse en los casos de condensación retrógrada. La inyección matricial de soluciones acuosas con solventes mutuos o alcoholes, de surfactante de 1 a 3% en volumen disminuirá las fuerzas retentivas del aceite que bloquea la formación, permitiendo una rápida disminución de la saturación de la fase oleosa.

3. **Bloqueo por emulsión.** La formación de emulsiones en el medio poroso causan en lo general altas viscosidades, particularmente las emulsiones agua en aceite. Esto reduce drásticamente la productividad de los pozos y en lo general es relativamente más fácil prevenirlas que removerlas. La cantidad de surfactante requerida para remover un bloqueo por emulsión debe ser usualmente unas 20 o 30 veces mayor que el volumen necesario para prevenir su formación.

La inyección de soluciones de surfactantes desemulsificantes del 2 al 3% en volumen en fluidos oleosos, acuosos o con solventes mutuos puede usarse para romper una emulsión. Esto se logra permitiendo el contacto íntimo entre el surfactante y cada gota dispersa de la emulsión. La emulsión se rompe al adsorberse el surfactante en la interfase disminuyendo la tensión interfacial y propiciando la consecuente coalescencia de las gotas de la fase dispersa.

4. **Mojamiento por aceite.** Cuando la formación en la vecindad del pozo queda total o parcialmente mojada por aceite, se produce un daño significante a la productividad del pozo. Además el mojamiento por aceite puede resultar en mayor tendencia al bloqueo por agua o emulsión. Los mecanismos por los que esto sucede fueron discutidos previamente.

Es común que los fluidos que invaden la formación en las diferentes operaciones en los pozos, contengan surfactantes, los que dependiendo del tipo de surfactante y los minerales que conforman la roca, pueden propiciar el mojamiento de la misma por aceite.

Como en los casos anteriores la prevención del problema debe siempre contemplarse. Los surfactantes catiónicos son difíciles de remover de rocas silícicas. La remoción efectiva será siempre costosa e implica la inyección de solventes mutuos para remover la fase mojante de aceite, seguida de una solución acuosa de un surfactante con fuertes propiedades mojantes por agua.

5. **Películas o membranas interfaciales.** Para remover este tipo de daño, es necesario utilizar solventes con alta concentración de surfactantes que permiten disminuir la consistencia de las películas rígidas formadas en las interfases agua-aceite.

6. **Depósitos orgánicos.** Como fue mencionado, algunos aceites crudos tienen tendencia a ocasionar depósitos orgánicos formados por hidrocarburos de alto peso molecular (parafinas o asfáltenos). Estos depósitos pueden formarse en la roca, en las perforaciones y/o en la tubería de producción.

El daño ocasionado por los depósitos orgánicos es removido al resolubilizarlos con solventes aromáticos y un surfactante dispersor. También es recomendable la adición de pequeñas cantidades de alcoholes o solventes mutuos.

**7. Pérdidas de lodo.** El daño ocasionado por grandes volúmenes de lodo perdidos durante las operaciones de perforación, en lo general es un problema difícil de eliminar. La solución más indicada consiste en la inyección de soluciones acuosas u oleosas de surfactantes y otros químicos que pueden reducir la viscosidad del lodo y dispersar los sólidos.

## 5.5 SELECCION DE SURFACTANTES EN LA ESTIMULACION MATRICIAL NO REACTIVA

Como se mencionó anteriormente, los surfactantes en general alteran en forma favorable o desfavorable el flujo de los fluidos en el medio poroso. En la mayor parte de los casos es más difícil remover un daño que prevenirlo. Es por ello que la selección de los surfactantes adecuados permite tanto prevenir como remover determinados tipos de daño de las formaciones. En ambos casos para la selección de los surfactantes deben efectuarse pruebas de laboratorio. En lo general las areniscas son más susceptibles a ser dañadas que las rocas calcáreas; sin embargo, en todos los casos es recomendable que los fluidos y productos químicos utilizados en las diferentes operaciones de los pozos, se sometan a pruebas de compatibilidad con los fluidos de la formación, y de ser posible con núcleos representativos. Si en estas pruebas se promueve un daño, es posible suponer que se pueda presentar en la formación. En estas condiciones deben seleccionarse a través de pruebas de laboratorio, surfactantes que permitan prevenir el daño.

### 5.5.1 PLANEACIÓN Y DISEÑO

La planeación y el diseño de una estimulación matricial no reactiva consiste, en lo general, de los siguientes pasos:

**1) Evaluación del daño.** En caso de que el daño determinado sea susceptible de removerse a través de una estimulación matricial no reactiva, se selecciona la solución de tratamiento. En el caso de no tener una identificación confiable del tipo de daño, la estimulación matricial no reactiva no deberá aplicarse.

**2) Selección de la solución de tratamiento.** Si la estimulación matricial está indicada, los fluidos de tratamiento y sus aditivos (surfactantes) deberán seleccionarse de acuerdo con los procedimientos de laboratorio y los conceptos previamente discutidos. La Tabla 5.6 presenta una guía general para seleccionar el fluido de tratamiento.

**3) Gasto y presión de inyección**. Se obtienen según a través de la prueba de inyectividad.

**4) Volumen.** La determinación del volumen de solución de tratamiento depende de la longitud del intervalo a tratar y de la penetración de la zona dañada. Se recomienda en lo general una penetración de 2 a 5 pies y asegurarse que el intervalo tratado no exceda de 50 pies. En caso de que se tenga un intervalo mayor a 50 pies deberán usarse técnicas de estimulación selectiva, haciendo la estimulación por etapas, separadas por bolas selladoras o agentes desviadores.

**5) Incremento de productividad.** De ser posible deberá estimarse el incremento de productividad esperado (ecuación 4.30).

**6) Programa de la estimulación.** Este programa consiste en especificar todas las acciones que se tomarán, desde la planeación previa de la estimulación, antes, durante y después de la misma. En este programa deben incluirse los volúmenes, gastos, presiones, tiempos, tipos de fluidos y los antecedentes necesarios del pozo, incluyendo su estado mecánico.

Es importante observar que realizada la estimulación matricial no reactiva, el pozo debe cerrarse cuando menos 24 horas para permitir que el surfactante alcance las interfases y actúe según la respuesta esperada.

**E S T I M U L A C I Ó N M A T R I C I A L**

| Tipo de daño | No reactiva | Reactiva |
|---|---|---|
| Arcillas y finos | Solo en formaciones de temperatura >300º F, con agentes quilantes y surfactantes dispersantes de finos | Indicada (en el capítulo IV se tratara) |
| Bloqueo por agua | Fluidos acuosos con o sin alcoholes o solventes mutuos y surfactantes bajotensores | Recomendable |
| Bloqueo por emulsión | Fluidos acuosos u oleosos, con o sin alcoholes o solventes mutuos y surfactantes desemulsificantes | No recomendable |
| Mojabilidad por aceite | Fluidos acuosos con surfactantes cambiadores de mojabilidad por agua. (Pueden inyectarse previamente solventes mutuos) | No recomendable |
| Peliculas interfaciales | Fluidos oleosos (solventes), con o sin alcoholes o solventes mutuos y surfactantes desemulsificantes | No recomendable |
| Incrustaciones de sales | No indicada | Indicada |
| Depósitos orgánicos | Solventes aromáticos con surfactantes dispersantes y bajo tensores y con o sin solventes mutuos | No recomendable |
| Pérdida de lodo | Fluidos acuosos y oleosos con surfactantes dispersantes de finos | Puede ser recomendable |

**Tabla 5.6 Guía general para seleccionar la estimulación matricial y el fluido de tratamiento para la remoción del daño(CARLOS ISLAS SILVA, 1991).**

### 5.5.2 EJEMPLOS PARA ILUSTRAR LOS PROCEDIMIENTOS DE PRUEBAS REQUERIDOS.

Considérese que se va a emplear agua salada de formación, como el fluido para controlar un pozo productor de aceite.

Procedimiento para determinar la tendencia a formar emulsiones

a) El equipo necesario es: un agitador de alta velocidad, tal como el Hamilton-Beach Modelo 30, con cabeza de disco estándar o un agitador Sargent- Welch S-766995; un vaso de precipitados de forma alta, con capacidad de 400 ml; probetas de 100 ml; cronómetro o reloj y una jeringa graduada, de 1 ml.

b) Obtenga muestras del agua que se va a utilizar y del aceite producido del yacimiento. El aceite no debe contener productos químicos de tratamiento; obtenga muestras de los surfactantes por estudiar y una pequeña cantidad de finos de la formación o harina de sílice y bentonita no tratada. Bajo ninguna circunstancia debe usarse en estas pruebas bentonita tratada.

c) Coloque 25 ml del agua salada en el vaso de 400 ml, disperse en el agua 2.5 gr de finos de la formación pulverizada o 2.5 gr de una mezcla 50:50 de harina de sílice y bentonita.

d) Añada al agua salada con los sólidos dispersos, 75 ml del aceite crudo producido. Agite la solución con el mezclador de 14,000 a 18,000 rpm durante 30 segundos. Inmediatamente vacíe la emulsión en una probeta de 100 ml y registre los volúmenes de agua liberada a los 10 minutos y una hora.

e) Si después de diez minutos no se tiene la separación del 90% de agua limpia y al cabo de 30 minutos el 100%, generalmente se requiere un surfactante en el fluido de control empleado para prevenir el daño.

Procedimiento de selección de surfactantes para prevenir la formación de emulsión

Si está indicado el empleo de un surfactante, deben realizarse pruebas para determinar el mejor surfactante. Las pruebas para seleccionar los surfactantes son muy similares a las de compatibilidades previamente descritas. La única diferencia radica en que el surfactante en estudio, generalmente al 0.1-0.2% en volumen, se adiciona al aceite o al agua, antes de agitarlos con el mezclador de alta velocidad. Para determinar el mejor surfactante para un trabajo, debe repetirse el siguiente procedimiento de prueba con varios surfactantes.

a) Coloque 25 ml de agua salada en un vaso de 400 ml y disperse en el agua 2.5 gr de finos de la formación pulverizada, ó 2.5 gr de una mezcla 50:50 de harina de sílice y bentonita.

b) Adicione al agua salada 75 ml del aceite crudo producido y disperse los sólidos. Añada el surfactante seleccionado, usualmente al 0.l o 0.2% en volumen. Agite la solución con el mezclador de 14,000 a 18,000 rpm, durante 30 segundos. Vacíe inmediatamente la emulsión en la probeta de 100 ml y registre los volúmenes de agua liberada a varios intervalos de tiempo.

c) Las pruebas deben repetirse usando diferentes surfactantes y porcentajes de los mismos, para determinar el más efectivo al más bajo costo. Si el surfactante es eficiente, romperá la emulsión en unos cuantos minutos.

Procedimiento de selección de surfactantes para remover una emulsión

Si está indicado un bloqueo por emulsión en un pozo, deben realizarse pruebas de rompimiento de la emulsión utilizando surfactantes y muestras de la emulsión producida. Si no se dispone de muestras de la emulsión, la alternativa es preparar en el laboratorio una emulsión similar, empleando fluidos y productos químicos que propician la emulsión. Para emplear este procedimiento, utilice pruebas similares a las descritas para prevenir emulsiones.

Esto comprenderá la adición del surfactante, generalmente al 2 o 3% en volumen, a la emulsión y agitar con el mezclador de alta velocidad durante 30 segundos. Vaciar en la probeta y registrar el porcentaje de agua liberada después de una y 24 horas. Generalmente es aconsejable correr varias pruebas de rompimiento de emulsión utilizando diferentes surfactantes y concentraciones, para seleccionar el más efectivo y económico.

Los sistemas que no forman emulsiones estables, generalmente no requieren de surfactantes en las soluciones de tratamiento. Por el contrario, si los sistemas utilizados en las operaciones previas del pozo, muestran emulsiones estables, el daño al pozo puede deberse al bloqueo por emulsión en la formación.

**Pruebas de mojabilidad**

Aquí se presenta únicamente la prueba visual de mojabilidad. Esta prueba puede aplicarse para utilizarse en el campo.

El equipo y los materiales requeridos para la prueba son:

- Una botella de boca ancha, con capacidad de 4 onzas o vasos de precipitados de 150 ml.
- Kerosina y/o los aceites crudos por probar.
- El fluido acuoso de prueba (agua, salmuera o ácido).
- Arena limpia y/o partículas de caliza, malla 40-60.

El procedimiento para los surfactantes solubles o dispersables en aceite es:

a) Coloque en la botella 50 ml de aceite conteniendo surfactante a la concentración deseada (generalmente 1 % o menos para usarse en tratamientos a pozos) y adiciones 10 ml de la arena de prueba.

b) Después de 30 minutos, vacíe lentamente, dentro de la botella, 50 ml de agua, teniendo cuidado de prevenir un excesivo mezcleo y emulsificación.

c) Observe la dispersabilidad relativa de las partículas y su tendencia a formar agregados en ambas fases, acuosa y oleosa, levantando una pequeña cantidad de arena, con la cucharilla de una espátula, a la fase oleosa y permitiendo que la arena caiga dentro del agua.

El procedimiento para los surfactantes solubles o dispersables en agua es:

a) Coloque en una botella de 50 ml dé una solución acuosa conteniendo el surfactante a la concentración deseada y añada 10 ml de la arena de prueba.

b) Después de 30 minutos decante la solución dentro de otra botella y cuidadosamente adicione sobre la solución, 50 ml de aceite.

c) Agite lentamente la arena tratada, permitiendo que caiga a través del aceite y el agua.

d) Observe la dispersabilidad relativa o tendencia a formar aglomerados en ambas fases, acuoso y oleoso.

El procedimiento para soluciones ácidas es:

a) Coloque en una botella, 50 ml del ácido, conteniendo el surfactante e inhibidor de corrosión por probar y añada 10 ml de arena. Realice el resto de la prueba en la forma descrita para surfactantes en agua.

b) Observe la apariencia de los granos de arena en el ácido, decante el ácido y enjuague la arena con salmuera sintética o de la formación. Cubra la arena con 50 ml de salmuera y 50 ml de aceite. Observe nuevamente el estado de los granos de arena.

Interpretación de resultados:

— Las arcillas u otros finos mojados fuertemente de agua se dispersan rápidamente en la fase acuosa, pero se aglomeran o aglutinan en la fase oleosa.

— Las partículas firmemente mojadas de aceite, se aglomeran o aglutinan en la fase acuosa.

— Debido a que la mojabilidad existe en diferentes grados, entre los extremos de ser fuertemente mojado de agua o fuertemente mojado de aceite, las observaciones de los sistemas intermedios son difíciles de distinguir y describir.

— Deben considerarse otros factores. Por ejemplo, cuando se utiliza un aceite crudo de color obscuro, las arenas mojadas de aceite deben aproximarse al color del crudo. Si el crudo tiende a formar espontáneamente una emulsión al contacto con las soluciones acuosas de surfactantes, la arena puede tener la misma apariencia que si estuviera mojada de aceite.

**5.5.3 Requerimientos de los surfactantes para estimulaciones matriciales no reactivas.**

Un surfactante utilizado para prevenir o remover daños debe en lo general:

— Reducir la tensión superficial e interfacial.

— Prevenir la formación de emulsiones o romper las previamente formadas.

— Mojar de agua a la roca del yacimiento, considerando la salinidad y el pH del agua utilizada.
— No hinchar, encoger o dispersar a las arcillas de la formación.
— Mantener la actividad de superficie a las condiciones de yacimiento. Muchos de los surfactantes comerciales de los cuatro tipos parecen perder mucha de su actividad de superficie a concentraciones mayores a 50 000 ppm de sal. En estos casos conviene bombear adelante del tratamiento, un bache inicial de solvente o agua de una salinidad relativamente baja (KCl al 1%), con surfactante. El uso de un bache inicial con solvente también puede reducir la producción de agua inmediatamente después del tratamiento. Sin embargo, no debe emplearse un bache inicial de solvente en pozos productores de gas seco.
— Ser soluble en el fluido base de acarreo a la temperatura del yacimiento. Algunos surfactantes se dispersan satisfactoriamente en sus fluidos acarreadores.
— Ser compatibles con la salmuera o los fluidos de la formación. Algunos surfactantes aniónicos y catiónicos, pueden salir de la solución por elevadas concentraciones de sal, pero generalmente son más solubles que los surfactantes no-iónicos, a altas temperaturas.

El problema en la remoción de daño en formaciones de arenisca con surfactante, radica en que es difícil obtener un contacto íntimo del surfactante con los fluidos dañinos contenidos en los poros.

El bloqueo por agua o aceite es relativamente fácil de tratar, ya que es más bien un problema de incremento de la permeabilidad relativa a los hidrocarburos o disminución de la tensión interfacial.

Los bloqueos por emulsión pueden ser tratados; sin embargo, los tratamientos de estimulación con surfactante, tienden a interdigitarse o canalizarse a través de una emulsión muy viscosa. Si no se rompe la mayor parte de la emulsión, durante una estimulación con surfactante, generalmente la emulsión regresará directamente al área alrededor de la pared del pozo y restablecerá la condición de bloqueo. El fluido acarreador del surfactante y su carácter iónico a utilizar dependerán del tipo de emulsión a remover. Por ejemplo en el caso de una emulsión agua en aceite, se debe utilizar un fluido oleoso con un surfactante aniónico.

Si el problema de daño es mojamiento por aceite, éste puede ser resuelto mediante la inyección a la formación de un poderoso surfactante que moje de agua. Sin embargo, si el mojado de aceite de una arenisca es causado por surfactantes catiónicos, éstos son muy difíciles de remover. La mejor solución es evitar el contacto de la arenisca con surfactantes catiónicos.

Generalmente es difícil diagnosticar con seguridad el daño de un pozo. No obstante, suponiendo que el problema ha sido diagnosticado como susceptible de remediarse con un tratamiento matricial no reactivo con surfactante, la siguiente etapa es planear el trabajo para eliminar el daño existente, sin causar daño adicional. El programa de estimulación debe incluir medidas prácticas para proporcionar un fluido de acarreo limpio para el surfactante, incluyendo un sistema de mezclado y manejo apropiados.

Antes del tratamiento con surfactantes, puede ser necesario limpiar la tubería de producción, la pared del pozo y las perforaciones para eliminar óxidos, incrustaciones, parafinas, asfáltenos, arena, limo y otros materiales. Puede ser aconsejable redisparar para proporcionar la inyección del surfactante en todas las zonas.

### 5.6 FLUIDOS BASE

Los fluidos base utilizados en los tratamientos de estimulación no reactiva son oleosos, acuosos, alcoholes, solventes mutuos y soluciones micelares.

En los tratamientos de estimulación en que se utilizan fluidos oleosos como fluido acarreador del surfactante, generalmente se emplea aceite diesel, xileno, aromáticos pesados o kerosina con 2 o 3% en volumen de un surfactante miscible o dispersable en aceite.

Se puede utilizar aceite crudo limpio y filtrado, pero no debe contener materiales tales como inhibidores de corrosión, agentes deshidratantes y otros productos químicos extraños o sólidos en suspensión. Es difícil eliminar los sólidos suspendidos consistentes de material asfáltico, par afina o finos del aceite crudo.

Para los tratamientos de estimulación, usando agua como el fluido acarreador, se debe utilizar agua limpia con 2 % de KCl o agua salada limpia, con 2 o 3 % de un surfactante soluble o dispersable en agua.

La utilización de alcoholes, solventes mutuos o soluciones micelares, como fluidos base en la estimulación matricial no reactiva, han demostrado su efectividad, sobre todo en la remoción de bloqueos de agua, aceite o emulsión y depósitos orgánicos. En general los alcoholes o los solventes mutuos se utilizan a los 10% mezclados con fluidos acuosos u oleosos, según esté indicado.

En lo general en la estimulación matricial no reactiva es recomendable el empleo de surfactantes a concentraciones del 2 al 5% en volumen, como anteriormente se ha indicado. Sin embargo en casos especiales es posible contemplar el uso de mayores concentraciones de surfactantes en el fluido base.

## CONCLUSIONES:

Entre los más importantes desarrollos tecnológicos con que cuenta la Ingeniería Petrolera están los métodos de estimulación de pozos. Tal es la importancia de la estimulación de pozos que se puede asegurar que no existe pozo en el mundo en el que no se haya aplicado uno o más de estos procedimientos; aún más, muchos pozos existen como productores comerciales debido precisamente a la estimulación de su productividad.

A través de la estimulación de pozos ha sido posible mejorar la producción de aceite y gas e inclusive, incrementar las reservas recuperables.

Los avances tecnológicos son consecuencia de la experiencia e investigación llevada a cabo desde finales del siglo pasado; sin embargo, los conocimientos sobre la estimulación de pozos aún no han sido del todo desarrollados. Consecuentemente, la aplicación del conocimiento actual para optimizar técnica y económicamente los diseños de estimulación, es algunas veces incierta y puede conducir a fracasos, por lo que la investigación en el campo de la estimulación de pozos continúa ininterrumpidamente.

La perforación bajo balance (UBD) se utiliza cada vez más en todo el mundo como una técnica alternativa a la perforación sobre balance convencional para reducir problemas de daño invasivo de formación cerca del pozo en formaciones productoras de petróleo y gas. Correctamente diseñados y ejecutados los trabajos de perforación bajobalance pueden eliminar o reducir significativamente los problemas de daño de formación con respecto a fenómenos como el barro o la invasión de sólidos de perforación, pérdida de circulación, el arrastre de fluidos y los efectos de captura, y posible reacción adversa de la perforación invadida o de la finalización de fluidos la matriz del yacimiento o los fluidos del yacimiento in situ.

La perforación bajo balance y las operaciones de terminación no son necesariamente una panacea para todos los problemas de daño de formación y, si una operación de perforación bajo balance está mal diseñada y ejecutada, existe la posibilidad de un daño mayor que si una operación correcta sobre balance hubiera sido utilizada.

## BIBLIOGRAFIA


INTEVEP, S.A. Curso de investigación y apoya tecnológico, filial de Petroleos de Venezuela. 1997.

1. Amaefule. K.O., Kersey. D.G.,Norman. D.K., y Shannon. P.M.; “Advances in Formation Damage Assesment and Control Strategies” CIM Paper 88-39-65, 1988.
2. Christian, W.W., y Ayres. H J, “Formation Damage Control in Sad Control and Stimulation Work". SPE Paper 4775, 1974.
3. Krueger. R.F.:" An Overview of Forman on Damage and Well Productivity in Oilfield Operations "JPT (Feb. 1986) 131-152.
4. Shaibte. D.F., Akpan. B., y Ayoub, J.A.;"Identification, Evaluatio and Treatment of formation Damage .Offshore Lousiana. "SPE Paper 14820, 1986.
5. Sparlin, D.D., y Hagen, R.W.; “SPE Short Course on Formation Damage Prevention”. ICCI, 19S3.
6. Van Everdingen, A.F.;“The SkinEffectand Its Influence on the Productive Capacity of a Well". Trans. AIME (1953) 198, 171-176.
7. Cooper,R.E., y Holland, J.A.; "Effective Diversion during Matrix Acidization of Waree and
8. Crowe, CW; "Evaluation of Agents for Preventing Precipitation of Ferric Hydroxide from Spent Treating Acid", SPE Paper 12497, 1984.
9. Crowe, C.W.; "Guidelines for selecting iron stabilizes for use in acidizing treatments”. Southwestern Petroleum Short Course, 1986.
10. Hower, W.F.; "Influence of Clays on the production of Hydrocarbons".SPE Paper 4785 1974.
11. Morgenthaler, L.N.; "Formation Damage Tests of High Density Brine Completion Fluids".SPE Paper 13811, 1985.
12. Raleigh, J.T. y Flock, D.L.:”A Study of Formation Plugging with Bacteria". JPT (Feb. 1965) pp. 201-206.
13. Schechter, R.S.; "Oil Well Stimulation", Prendce Hall, Englewood Cliffs, N.J.,1992
14. Skoog, Douglas A.; y West, Donald M.; "Análisis instrumental“ Ed. Interamericana México.
15. Abrams. A.; "Mud Design to Minimize Rock Impairment Due to Particle Invasion". JPT. 586-592. Mayo 1977.

16. Allen, T. y Roberts. A.; 'Production Operations, Well completions, Workover and Stimulation". Vol. *2* Cap. 5, Oil & Gas Consultants, Tulsa, Oklahoma, 1982.Acidizing". SPE Paper 3505, 1971.

17. Crowe, C.W., y Minor, S.S.; "Efect of Corrosion Inhibitors upon Matrix Simulación Results", SPE Paper 11119, 1982.

18. Cunningham, W.C., y Smith, D.K.; "Effect of Salt Cement Filtrate on Subsurface Formations'1. JPT (marzo 1968) 259-264.

19. Economides, M.*J;*y Noltc, K.G.; "Reservoir StimulationSchlumberger Educacional Services, Second Edition, Prtndcc Hall, New Jersey, 1989. Varios capítulos.

20. Economides, MJ; Hill, A.D;*y* Ehlig-Econotnides, C; 'Petroleum Production Systems'* Petroleum Engine erring Series, Prenticc Hall, New Jersey, 1994. Varios capítulos.

21. Ewrng, B.C; Pabley, A,S. y Callaway, R,E.; "A Synergistic Chelation System for Acidizing in ihe Presence of High on Concentrations". SPE Paper 11795, 1983

22. Gdansld, R.D. y Thompson, K.; "Laboratory Study Provide Guidelines for Diverting Acid with Foam". SPE paper 23436, 1991.

23. Gooode, D.L.3eny; S.D. Stacy, AX.; "Aqueous-Based Remedial Treatments for Reservoirs Damaged by Oil-phase Drilling Muds". SPE Paper 12501, 1984.

24. Hill, A.D., Unsay, D.M. Silberberg, I.H. y Schecter» R.S.; 'Theoretical and Experimental Studies in Sandstone Acidizing". SPEJ (1981)(21) 30-42.

25. Hill, A.D. y Galloway, PJ.; "Laboratory and Theoretical Modeling of Diverting Agent Behavior". SPE Paper 11576» 1983.

26. 14. Smith. C.L.; y Mancillas. G.; "A Laboratory investigation/evaluation of various sequesterants for acidizing operations' CIM Paper 906-14-G.

27. Smith. C.L.,Anderson. J.L., y Roberts. P.G.; "New Diverting Tecniques for Acidicing and Fracturing SPE Paper 2751. 1969.

28. Brown. K. E., y Lea. J F.; "Nodal Systems Analysis of Oil and Gas Wells". J. Pet. Tech. (oct. 1985). 1751-1763.

29. Christian. W.W., y Ayres. H.J.: "Fomation Damage Control in Sand Control and Stimulation Work". SPE Paper 4775. 1974.

30. Van Everdingen. A.F. The Skin Effect and Its Influence on the Productive Capacity of a Well". Trans. AlME (1953).

31. Cigüela. S.; 'Guía para la estimulación de pozos productores e inyectores". INTEVEP, marzo 1989.

32. Crowe, C.W.; "Evaluation of Agents for Preventing Precipitation of Ferric Hydroxide from Spent Treating Acid". SPE Paper 12497, 1984.

33. Crowe, C.W.; "Prevention of Undesirable Precipitates form Acid Treating Fluids. SPE Paper 14090,Marzo 1988.

34. Economides, M.J., y Nolte, K.G.; "Reservoir Stimulation". Schluraberger Educational Services, Second Edition, Prentice Hall, New Jersey, 1989. Varios capítulos.

35. Behavior" SPE Paper 11576, 1983.

36. Prouvost, L., y Economides, M.J.; "Real-time evaluation of Matrix Acidizing Treatments".Pet.Sel and Eng,(Nov 1987) 145-154.

37. Salager, J.L.; "Recuperación Mejorada de Petróleo".Laboratorio de fenómenos interfaciales y recuperación de petróleo, Cuaderno FIRP 357, Universidad, de los Andes Mérida, Venezuela, 1957.

38. MANUAL DE ESTIMULACION MATRICIAL DE POZOS PETROLEROS M.I. Carlos Islas Silva, COLEGIO DE INGENIEROS PETROLEROS DE MEXICO, A.C.

39. SPE – 86558 Near-Wellbore Formation Damage Effects on Well Performance: A Comparison Between Underbalanced and Overbalanced Drilling

40. Efectos del daño en la formación en la vecindad del pozo durante su desempeño: Una comparación entre la perforación bajo y sobre balance.

41. Bennion, D.B. and Thomas, F.B.: "Underbalanced Drilling of Horizontal Wells: Does it Really Eliminate Formation Damage?" paper SPE 27352 presented at the 1994 SPE Formation Damage Control Symposium, Lafayette, Lousiana, 7–10 February.

42. Bennion, D.B. et al.: "Underbalanced Drilling and Formation Damage—Is It a Total Solution?" paper presented at the 1994 Annual Meeting of the Petroleum Society of CIM, Calgary, 12–15 June.

43. Ding, Y. and Renard, G. : "Modelling of Near-Wellbore Formation Damage for Openhole Horizontal Wells in Anisotropic Media," paper SPE 82255

presented at the 2003 SPE European Formation Damage Conference, The Hague, 13–14 May.

44. SPE / IADC 91544 Mejoramiento de la productividad del pozo-Investigando la Viabilidad de la UBD para minimizar los daños de formación en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados.

45. Ding, Y, Herzhaft, B., Renard, G., "Daños cerca del pozo efectos en bueno Performance-A comparación entre Underbalanced y Overbalanced de perforación", paper SPE 86558 presentado el SPE Symp. & Exposición sobre formación Control de daños, Louisiana, EEUU, 18-20 de febrero de 2004.

46. Lucia,F.J, "Carbonato Reservoir Characterization", Springer-Verlag Berlin, Hidelberg, Nueva York, 1999.

47. Bennion,O.B y Thomas, F.B, "Underbalanced de perforación de pozos horizontales: hace que realmente eliminar la formación daños" papel SPE 27352 presentado en el SPE int Symp. En formación Control de daños, Louisiana, 7-10 de febrero de 1994.

48. SPE - TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN BAJO BALANCE - SELECCIÓN DE CANDIDATOS PARA UNA APLICACIÓN ÓPTIMA.

49. McCaffery, F.G.: The Effect of Wettability, Relative Permeability and Imbibition in Porous Media,' Ph.D. Thesis, University of Calgary, September 1973.

50. SPE 57390 Underbalance or Extreme Overbalance.