



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTONOMA DE MEXICO

---

FACULTAD DE INGENIERIA

Análisis y Solución al Problema de daño a la  
{Formación Ocasionado por los Fluidos de  
Perforación y Control

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:  
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

*Raúl Carmona Díaz*

MEXICO, D. F.

1982



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

# TESIS CON FALLA DE ORIGEN

## I N D I C E

	Pág.
INTRODUCCION.	
CAPITULO I      DAÑO A LA FORMACION	1
I.1 Causas.	
I.2 Principios que regulan las causas del daño a la formación.	
I.2.1 Líquidos de invasión.	2
I.2.2 Otros posibles efectos de fluidos - extraños de invasión.	
I.2.3 Invasión de sólidos.	3
I.2.4 Diferencial de presión.	7
I.2.5 Viscosidad del fluido producido.	8
I.3 Análisis cuantitativo del daño a la formación.	9
I.4 Causas del daño a la formación en la etapa de perforación.	
I.4.1 Influencia del pH del filtrado.	
I.4.2 Falta de limpieza en el agujero.	
I.4.3 Problemas específicos en los pozos.	13
I.5 Causas del daño a la formación en la etapa de terminación.	
I.5.1 Cementaciones primarias.	14
I.5.2 Procedimiento de cementación primaria en las tuberías de explotación.	
I.5.3 Cementaciones deficientes.	
I.5.4 Disparos.	15
I.5.5 Sondeos inadecuados.	
I.5.6 Tratamientos de estimulación inadecuados.	16

I.6	Causas de daño a la formación en la etapa de reparación.	
I.6.1	Abatimiento de la presión manifestada en la cabeza del pozo (matar el pozo).	
I.6.2	Mala elección del fluido usado durante la reparación.	17
I.6.3	Acción bacteriana.	
CAPITULO II	BASES MATEMATICAS PARA EL ANALISIS DE DATOS DE PRESION.	18
II.1	Ecuaciones y conceptos fundamentales.	
II.1.1	Ecuación de continuidad.	20
II.1.2	Ley de Darcy (Ecuación de movimiento)	
II.1.3	Ecuaciones de estado.	21
II.1.4	Ecuación de difusividad.	22
II.2	Solución de la ecuación de difusividad. Solución de línea fuente, para un yacimiento infinito.	23
II.3	Períodos de flujo. Transitorio, transitorio tardío, semiestacionario y estacionario.	28
II.4	Constante de almacenamiento.	32
II.5	Principio de superposición.	41
II.6	Factor de daño "s"	44
II.7	Métodos de evaluación.	54
II.7.1	Pruebas de incremento de presión.	
CAPITULO III	MEDIDAS PREVENTIVAS DEL DAÑO A LA FORMACION.	72

	Pág.	
III.1	Medidas preventivas generales.	
III.2	Etapa de perforación.	73
	III.2.1 Medidas preventivas para la filtración.	
	III.2.2 Medidas preventivas para la invasión de sólidos.	75
	III.2.3 Bloqueo de los poros por el filtrado acuoso de los fluidos.	
	III.2.4 Cementación de la tubería de revestimiento en formaciones productoras sensibles a la fase acuosa.	76
	III.2.5 Precipitación de sales debido a los filtrados de los fluidos.	77
III.3	Control de presiones durante la perforación como medida preventiva para evitar los daños a la formación.	78
	III.3.1 Presión de formación.	
	III.3.2 Gradiente de presión.	
	III.3.3 Presión hidrostática.	
	III.3.4 Presión anormal y normal.	79
	III.3.5 Presión de circulación.	
	III.3.6 Presiones adicionales.	80
	III.3.7 Efecto de Succión.	
	III.3.8 Densidad equivalente de circulación.	81
	III.3.9 Compensación de fluido en el pozo.	82
	III.3.10 Pérdidas de circulación.	
	III.3.11 Fractura de formación.	83
III.4	Brote.	85
	III.4.1 Identificación de un brote.	

	Pág.
III.4.2 Cerrar el equipo preventor.	86
III.5 Etapa de terminación y/o reparación.	88
III.5.1 Medidas preventivas para la filtración e invasión de sólidos.	
III.6 Medidas preventivas para evitar daños a la formación durante las operaciones de terminación y reparación de pozos.	91
III.6.1 Técnica del control de pozos.	
III.6.2 Desplazamiento de los fluidos contenidos en la tubería de producción para controlar el pozo.	
III.6.3 Regresión de fluidos al yacimiento.	92
III.7 Perforación de la tubería de revestimiento de explotación.	93
III.8 Selección del aparejo de producción.	95
III.9 Control de flujo durante las pruebas de producción.	97

#### CAPITULO IV

IV.1 Medidas de corrección del daño.	98
IV.2 Métodos de corrección del daño.	100
IV.2.1 Por invasión de fluidos.	
IV.2.2 Emulsificación y bloqueo por agua.	
IV.2.3 Precipitación de sólidos.	
IV.2.4 Alteración de la roca.	101
IV.2.5 Por invasión de sólidos.	
IV.3 Características principales de los materiales utilizados en los tratamientos de corrección del daño.	

	Pág.
IV.3.1 Acido para lodos.	103
IV.3.2 Comportamientos del ácido para lodos con calcita y arcillas.	
IV.3.3 Reacción del ácido para lodos_ con los daños causados por el_ lodo y por el cemento.	
Conclusiones.	107
Referencias.	110



---

## I N T R O D U C C I O N

La dinámica de la época presente exige cada día una mayor producción de energéticos.- Siendo el petróleo uno de los elementos que actualmente contribuyen en mayor grado a satisfacer tal demanda, se intenta tomar algunas medidas adecuadas para tratar de aumentar los hidrocarburos y de esta manera procurar obtener producciones mayores del mismo.

Considerando que el daño ocasionado a las formaciones productoras de hidrocarburos por los fluidos de perforación y control es una de las causas que afectan la productividad de los pozos; el estudio propuesto tiene como objetivo el analizar y evaluar los daños causados por dichos fluidos durante las etapas de perforación, terminación y reparación de pozos, y proponer medidas preventivas.

## CAPITULO I

### DAÑO A LA FORMACION

#### (I.1) CAUSAS

El daño a la formación se provoca por la invasión de fluidos y/o sólidos extraños dentro de la sección expuesta al pozo perforado. Generalmente, el lodo de perforación es la mayor fuente de contaminación.

Este estudio se concentra en el daño que causa el lodo de perforación, aunque los principios involucrados puedan ser aplicados a cualquier fluido.

En los estudios de fluidos de perforación, se establece que en muchas áreas una función necesaria de el lodo de perforación es el control de las presiones de fondo que se encuentren. Para llevar a cabo esta función, la presión de la columna de lodo debe de exceder la de la formación.

De aquí que el lodo exterior filtre en forma de flujo radial de acuerdo a las características particulares de filtración del lodo que se esté usando. Este efecto de filtración es también reconocido en los estudios de registros eléctricos en términos de las zonas lavadas e invadidas. Ya que todo énfasis puesto en este punto ha sido sobre la invasión del filtrado, permite considerar el posible efecto dañino que estos líquidos pueden tener sobre la permeabilidad de las zonas invadidas.

#### (I.2) PRINCIPIOS QUE REGULAN LAS CAUSAS DEL DAÑO A LA FORMACION.

##### (I.2.1) LIQUIDOS DE INVASION

La susceptibilidad de una formación particular al daño por los fluidos extraños es mayormente dependiente de el contenido de arcilla.

Las arenas sucias (con alto contenido de arcilla) son completamente sensibles a los filtrados de lodos de base agua los cuales efectúan la hidratación e hinchazón de las partículas intersticiales de

arcilla.- Los filtrados salinos causan un poco menos de problemas, estos pueden de hecho reducir el tamaño de las partículas e incrementar la permeabilidad al aceite en algunos casos.

Nowak y Krueger demostraron en sus pruebas que las sales polivalentes, tales como la oruro de calcio y cloruro de aluminio no hicieron daño permanentemente en la permeabilidad de las muestras de areniscas como lo hicieron las soluciones de cloruro de sodio. Se observó que en los casos del 3% de solución de cloruro de calcio y lodo base cloruro de calcio-alumínico, la permeabilidad final después del contra flujo de aceite fue igual o mayor que la original.

La explicación de los efectos en términos de cambios de iones es: La arcilla probada era una arcilla sódica, los iones de sodio presentes neutralizan las cargas superficiales de las partículas individuales de arcilla. Cuando entra en contacto con el filtrado de cloruro de calcio en la relación de dos sodios por uno de calcio; de este cambio resulta el encogimiento de arcilla y de aquí una menor reducción en la permeabilidad.

El problema de la hinchazón de arcilla depende de la interacción de la arcilla particular y el filtrado involucrado.

Secundariamente, como en las arenas sucias el filtrado invasor es acuoso, las partículas intersticiales de arcilla pueden cambiar de posición cuando la saturación de agua se incrementa dando esta libertad de movimiento. Esta hipótesis está basada en la suposición de que esta arcilla fina es mojable en el yacimiento y fué propuesta por Bertness.

El movimiento de las partículas dentro de la red de poros destruyen al flujo causando una reducción en la permeabilidad

#### (1.2.2.) OTROS POSIBLES EFECTOS DE FLUIDOS EXTRAÑOS DE INVASION

Emulsificación con fluidos de formación, resultando mezclas en sumo grado viscosas y bloqueo capilar por burbujas aisladas (llamado posteriormente efecto Jamin).

Precipitación de sólidos: sales insolubles y asfálticos.

Reducción de la permeabilidad relativa al gas -- por la presencia de un tercer fluido.- Por ejemplo -- considerandi una arena con gas que contiene originalmente solo gas y agua.- Si esta sección se perfora o estimula con fluido base aceite ocurrirán algunos filtrados de invasión.- Cuando la producción de gas empieza, algo de este aceite contrafluirá y limpiará; sin embargo, algo permanece remanente como una saturación inmóvil o irreducible. Esto reduce la permeabilidad al gas en la zona afectada y baja por lo tanto la productividad del pozo.

La reducción de la permeabilidad relativa al -- aceite debida al incremento de la saturación de agua irreducible.- Esto es en común una consecuencia auxiliar del hinchamiento de arcilla y resulta de la reducción del tamaño del poro.

El efecto de un fluido particular sobre una formación específica es difícil evaluar, ya que cada caso es único. Desde el punto de vista de daño a la formación, la mejor regla de prevención al daño es perforar y terminar con fluidos compatibles a la formación tanto como sea posible, lo mejor es usar aceite crudo otros aceites, agua salada y finalmente agua de acuífero, en este orden.- El uso de gas o lodos líquidos aireados muchas veces alivian el problema en aquellas áreas donde su uso es factible.

### (1.2.3.) INVASION DE SOLIDOS

Ha sido reconocido que la invasión de partículas de sólidos pueden ser una fuente considerable de daño a la formación. Para que los sólidos penetren en una roca la partícula de sólido debe naturalmente, ser -- más pequeña que el poro abierto.- Para que los sólidos penetren en una roca la partícula de sólido debe naturalmente, ser más pequeña, que el poro abierto.- En caso extremo de total invasión de lodo estará presente una pérdida de circulación.

La permeabilidad disminuida observada se cree -- que es debido a dos causas básicas:

Al taponamiento interno de los poros por las partículas de sólidos.

Reducción del radio efectivo del poro con consecuente incremento en el contenido del agua intersticial y reducción en la permeabilidad efectiva al aceite o al gas (este mismo efecto se atribuye al hinchamiento de arcilla).

El indicador usado de una filtración de lodo es la propiedad de pérdida de agua determinadas por las normas API. - Este es un filtro prensa el cual consiste en una celda para lodo; la parte superior de la celda se cierra con un empaque y una tapa con un pequeño orificio para admisión de la presión. - El fondo de la celda se cierra con un papel filtro whatman sobre una malla de alambre, una tapa de fondo y los empaques necesarios para hacer un sello efectivo. - El escurrimiento de fluido repentino o gradual que ocurre antes de que los sólidos del lodo dalgan y empiecen a construir un enjarre, generalmente no es considerado, y la pérdida de agua corregida a 30 minutos es tomada como la unidad básica. - Esto es mostrado en la figura 1 como  $V_c$ .

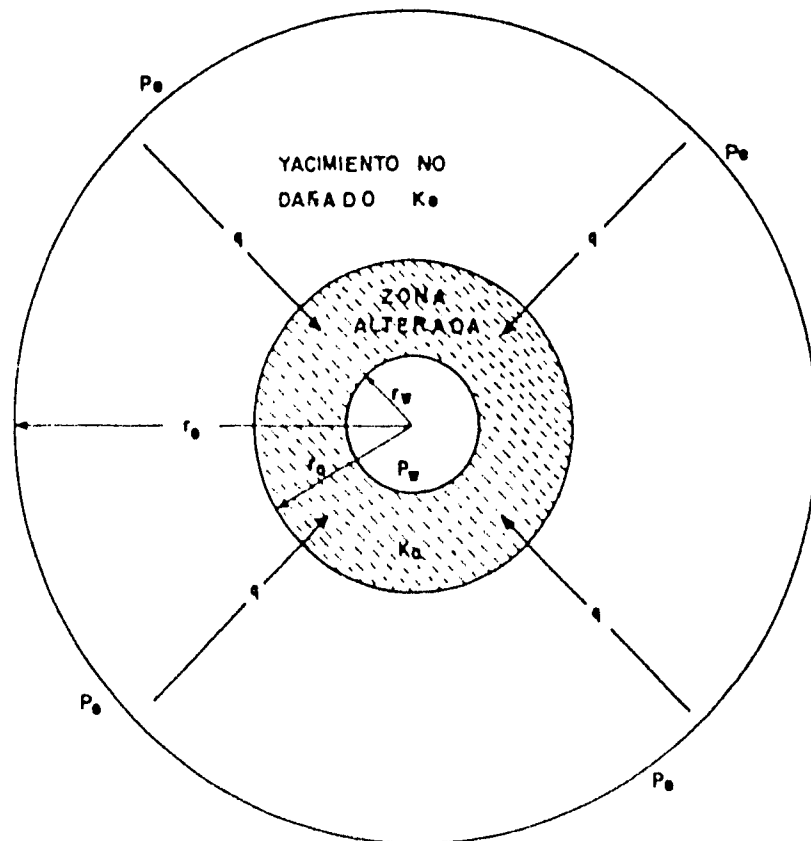
Beeson y Wright estudiaron el comportamiento de la filtración de numerosos lodos contra arenas y papeles filtro de diversas permeabilidades, sus resultados indican que ocurre una considerable invasión de sólidos y que además se forma un enjarre dentro de la arena. Los factores que gobiernan la entrada de lodo y sólidos en una arena en particular fueron la distribución del tamaño de los sólidos de lodo y la facilidad de adherencia del lodo. - Las pruebas standard del API proporcionan datos sobre el último factor solamente. - Estos autores sugieren también que la ruptura inicial generalmente pasada por alto fue indicativa de la invasión que ocurrió anteriormente a la salida. - La adición del tamaño de las partículas fué efectiva en la reducción de la pérdida por ruptura.

Ferguson y Klotz muestran que la filtración en el fondo del pozo puede ser considerada como tres fenómenos por separado, a saber:

1) FILTRACION DEBAJO DE LA BARRENA. - Al entrar en contacto el fluido de perforación con la formación no se forma inmediatamente un enjarre, sino un taponamiento parcial de los poros; abajo de la barrena ocurre un fenómeno similar, dando por resultado una invasión tanto de sólidos, como de filtrado del fluido de perforación.

Este tipo de filtración está controlado por las características de la formación y por la velocidad de perforación, así como por las propiedades del lodo, mientras que las filtraciones estáticas y dinámicas están controladas casi totalmente por las propiedades del lodo.

## CAUSAS



descripción idealizada de un área de drenaje alrededor de un pozo

$K_o$  = permeabilidad del yacimiento.

$K_a$  = zona alterada.

$q$  = gasto a un decremento dado.

$P_o$  =  $P_w$ , dependiente de  $K_a$  y  $r_o/r_w$

tanto como de  $K_o$  y  $r_e/r_w$ .

FIG. 2

5

La filtración en el fondo del agujero está ligada muy de cerca al movimiento del líquido congénito - que sature la formación que va a perforar la barrena. Este líquido puede ser incorporado a la corriente del lodo o puede ser forzado, adelante de la barrena a -- través de la formación en condiciones originales.- El volumen de filtrado que fluye debajo de la barrena depende de la presión de filtración, de la movilidad - del fluido en la formación y del taponamiento de la - misma, inmediatamente debajo de la barrena por las -- partículas del lodo.

El campo de flujo resultante está caracterizada por la profundidad de penetración del filtrado la --- cual a su vez, es una función de la velocidad de perforación, la porosidad y permeabilidad de la formación, eficiencia de barrido, presión diferencial y -- radio del agujero.

2) FILTRACION DINAMICA.- Esta filtración se lleva a cabo arriba de la barrena y a lo largo de todo el - agujero mientras el fluido de perforación circula a través del mismo.

El volumen de filtrado es mayor durante esta -- etapa, que en la filtración estática y dicho volumen - alcanza un valor constante cuando el enjarre adquiere la impermeabilidad; estando limitada dicha impermeabilidad por la erosión ejercida por el fluido de perforación circulante y por el movimiento de la tubería - de perforación.

Durante el tiempo que el fluido de perforación - se encuentra en circulación o que la tubería de perforación está en movimiento, el lodo se filtra bajo condiciones dinámicas.- El lodo al iniciar su movimiento rompe la fuerza de gelatinización y erosiona la capa de transición de baja resistencia cortante que existe entre el enjarre y el lodo fluido.- Al aumentar el espesor del enjarre, el gradiente de presión de filtración a través de esa capa disminuye hasta que la presión que la sujeta contra el enjarre es tan baja como la fuerza constante hidrodinámica tendiendo a barrerla del enjarre.

3) FILTRACION ESTATICA.- Esta filtración ocurre durante los períodos en los que no hay circulación del - fluido de perforación.- El promedio de filtración es

controlado por la permeabilidad del enjarre; el espesor del enjarre aumenta y el promedio de filtración disminuye continuamente.

Este fenómeno sigue en parte la teoría clásica de filtración ya que el volumen de filtrado será proporcional a la permeabilidad del enjarre y a la presión del filtrado así como al tiempo de reposo.

#### (1.2.4) DIFERENCIAL DE PRESION " $\Delta p$ "

Es la diferencia entre la presión hidrostática del fluido usado en el pozo y la presión de los fluidos de la formación.

De acuerdo con la ecuación de Darcy:

$$K = \frac{\mu v L}{A \Delta P} \quad (1.1)$$

Cuando " $\Delta p$ " aumenta  $K$  disminuye. - El valor alto (más de lo permitido) puede ocasionar las siguientes desventajas y producir un mayor daño a la formación.

Puede ocasionar la fractura de la formación y la pérdida de fluido a la formación. - Este concepto es de los que causan mayor daño a la formación por el alto volumen de fluido que invade a la formación productora.

Se presentan altas fricciones por los enjarres gruesos y se tienen problemas con las pegaduras de la tubería de perforación.

Alto filtrado a la formación, principalmente cuando se trata de fluidos de control como los "batches" de agua y las lechadas de cemento.

Disminuye la velocidad de penetración, aumentando el costo de la perforación.

La " $\Delta p$ " es alta cuando:

Se tiene alta densidad en el fluido.

Se tiene altas caídas de presión en el espacio anular, debido a reducciones del diámetro del agujero u obstrucciones de recorte acumulado ("puentes").



Se tiene altas velocidades del fluido en el espacio anular con altos valores de viscosidad plástica y punto de cedencia de lodo.

Se tienen altas presiones de bombeo, principalmente cuando se rompe la circulación después de los cambios de barrena o se saca la tubería de perforación, y es más alta si el fluido de perforación tiene altos valores de gelatinosidad.

Al introducir la tubería de perforación o tubería de revestimiento a altas velocidades.- En estos casos, la presión ejercida en el fondo y en las paredes del pozo es equivalente a un fluido cuya densidad es mayor de 3.0 gr/c.c.

Por contacto con una formación de alta porosidad y alta permeabilidad y presión de sus fluidos baja.

Cuando la velocidad de perforación es alta o cuando el fluido usado tiene poca velocidad de acarreo, se acumula un gran volumen de recorte en el espacio anular cuya densidad es cerca de 2 gr/c.c., lo que aumenta la presión hidrostática del lodo.

Se usan valores altos de " $\Delta p$ " para:

Contrarrestar la presión de los fluidos de la formación.- El aumento de " $\Delta p$ " se consigue aumentando la densidad del fluido usando en la perforación o en la reparación de un pozo.

Tener mayor impacto hidráulico en la barrena para tener mayor limpieza del agujero con lo que se disminuye el remolido de los cortes y se aumenta la velocidad de penetración de la barrena.- El aumento de " $\Delta p$ " se consigue aumentando la velocidad de flujo, obteniendo una "densidad equivalente" mayor a la real del fluido

#### (1.2.5) VISCOSIDAD DEL FLUIDO PRODUCIDO " $\mu$ "

De acuerdo con la ecuación de la productividad (1.1) cuando aumenta la viscosidad del aceite que se está obteniendo, disminuye la productividad.

La viscosidad del aceite aumenta cuando:

Se forma una emulsión entre el filtrado del fluido acuoso y el aceite de la formación.- Los filtrados contienen electrolitos que favorecen la formación de emulsiones entre las dos fases líquidas.

Disminuye la temperatura del yacimiento al inyectarse fluidos fríos para la recuperación secundaria o por la disminución de la presión del yacimiento se enfrían los fluidos que fluyen hacia el fondo del agujero.

El aumento de la viscosidad del aceite producido por la formación de emulsiones entre los fluidos acuosos que invaden a la formación productora y el aceite de la formación, ocasionan una reducción de la productividad la cual es solamente inicial ya que al empezar a producir en el pozo, el aceite arrastra a los fluidos emulsionados hacia el fondo del agujero y salen junto con los fluidos producidos.

### (1.3.) ANALISIS CUANTITATIVO DEL DAÑO A LA FORMACION.

La figura siguiente muestra esquemáticamente la típica distribución de permeabilidad alrededor de un agujero con la zona de permeabilidad alterada  $K_a$  extendiéndose una distancia  $r_d$  del pozo.- Esta ilustración es naturalmente, idealizada ya que la alteración es máxima cerca del pozo y disminuye rápidamente conforme el radio se incrementa.- Siendo difícil de estimar la extensión radial del daño normal; sin embargo en muchos casos la profundidad de invasión es probablemente del orden de unos cuantos pies, con la mayor parte del daño existente restringida a las primeras pulgadas.

El efecto de una zona dañada sobre la productividad de un pozo puede ser ilustrada considerando el sistema de la fig.(2) como un caso de dos permeabilidades radiales en serie.- la productividad de tal pozo será gobernada por una apropiada permeabilidad promedio calculada

Aplicando la ecuación de Darcy para flujo radial (flujo estacionario):

$$q = \frac{2\pi k a h (p_i - p_w)}{\mu \ln\left(\frac{r_a}{r_w}\right)} = \frac{2\pi k_e h (p_e - p_i)}{\mu \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} = \frac{2\pi \bar{k} (p_e - p_i)}{u \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (1.2)$$

Observese que esta ecuación (1.2) divide meramen-  
al sistema en cilindros huecos concéntricos de radio  
 $r_e$  y  $r_i$  y establece esto, para condiciones estaciona-  
rias, el gasto  $q$  que fluye es el mismo a cualquier ra-  
dio también:

$$p_e - p_w = (p_i - p_w) \frac{(p_e - p_i)}{(p_i - p_w)} \quad (1.3)$$

Sustituyendo la ecuación (1.2) en la ecuación ---  
(1.3) tenemos que:

$$\bar{k} = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\frac{1}{k_e} \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + \frac{1}{k_a} \ln\left(\frac{r_a}{r_w}\right)} \quad (1.4)$$

donde  $\bar{k}$  = permeabilidad promedio o equivalente del --  
sistema alterado.

Examinando la ecuación (1.4) muestra que cuando  
 $k_a \rightarrow 0$ ,  $\bar{k} \rightarrow 0$  y además cuando  $r_a$  se incrementa  $\bar{k} \rightarrow k_a$

#### EJEMPLO ILUSTRATIVO

Determinar cual es la permeabilidad promedio o -  
equivalente que gobernará la productividad del pozo -  
siguiente:

Datos

$$\begin{aligned} r_e &= 700 \text{ ft} & k_e &= 500 \text{ md} \\ r_w &= 4 \text{ in} & k_a &= 5 \text{ md} \\ r_a &= 2 \text{ ft} \end{aligned}$$

Solución:

Aplicando la ecuación (I.4)

$$\bar{K} = \frac{\frac{\ln \frac{700}{0.33}}{0.5 \ln \frac{700}{2}}}{\frac{1}{0.005 \ln \frac{1}{0.33}}} \approx 0.021 d = 21 \text{ md}$$

Por tanto la productividad estacionaria de este pozo es solamente 21/500, o aproximadamente el 4% de como sería si  $K_a = K_e$ .

(I.4) CAUSAS DEL DAÑO A LA FORMACION EN LA ETAPA DE PERFORACION.

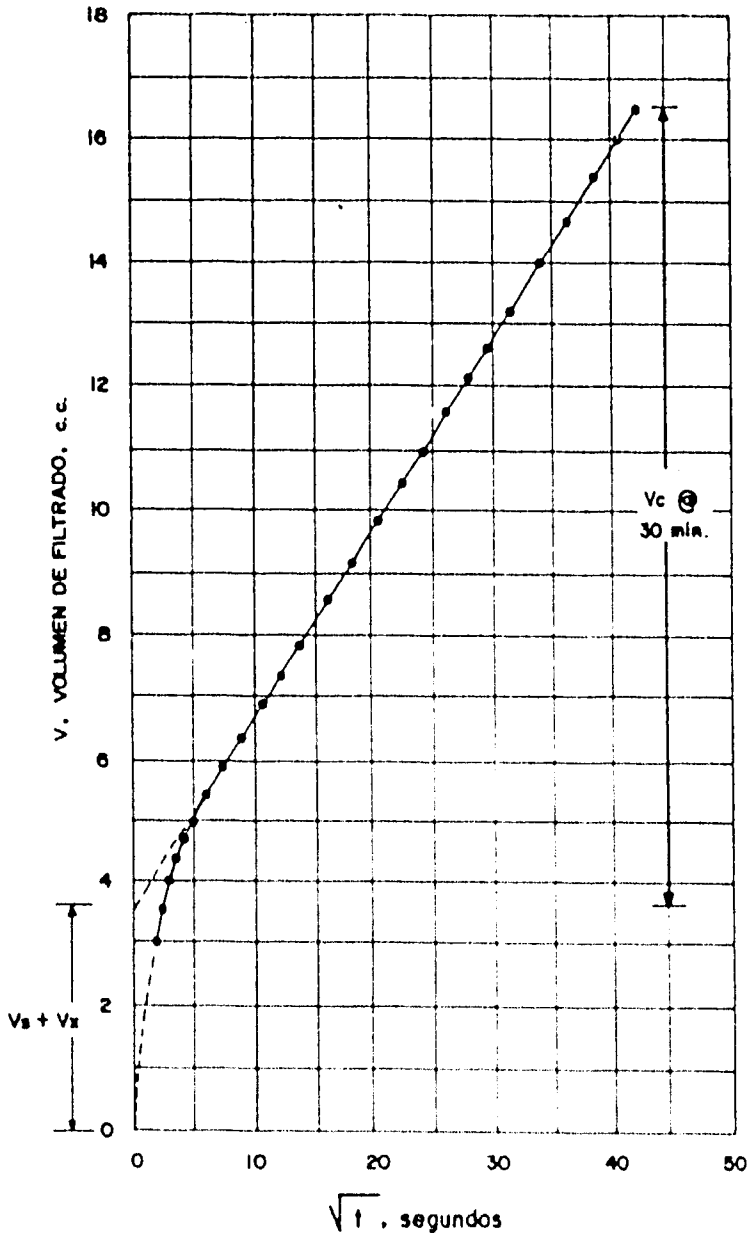
(I.4.1.) INFLUENCIA DEL pH DEL FILTRADO.

El fluido de perforación y su filtrado debemos de considerarlos como soluciones que son, y que tienen por lo tanto, un valor de pH determinado. Conforme avanza la perforación de un pozo, el control de las características de viscosidad, gelatinosidad, etc., del fluido de perforación, requiere el tratamiento químico del mismo, mediante la adición de reactivos (dispersantes) que a su vez requieren un medio alcalino para cumplir con su función; este medio da al fluido de perforación y al filtrado del mismo un pH determinado. Al ser invadidas las formaciones por un filtrado de pH alto estas experimentan obstrucciones en sus conductos debidas a las siguientes causas: disolución de materiales silicosos por la acción del filtrado y/o descomposición (dispersión) de las arcillas por la acción electroquímica de dicho filtrado, que actúa sobre las superficies de dichas arcillas, debilitando las fuerzas de cohesión de las mismas, originando su descomposición por la ruptura de su estructura original.

(I.4.2) FALTA DE LIMPIEZA DEL AGUJERO

Una limpieza deficiente de la película de enjarre frente a las formaciones productoras, durante la introducción de la T.R., traerá como consecuencia un daño posterior en la relación de productividad de esas formaciones, debido al taponamiento de los poros intercomunicados por las partículas sólidas contenidas en el enjarre.

# CAUSAS



Método estándar API de la obtención de la pérdida de agua. El volumen corregido,  $V_c$ , es comunmente reportado.  $V_s + V_x$  = corrección inicial de rampamiento.

FIG. 1

Además, si durante la introducción de la T.R., - las circulaciones programadas no son suficientes para eliminar el enjarre desprendido por los accesorios colocados en la misma (centradores, raspadores), puede producirse en casos extremos pegaduras de dicha T.R.

#### (1.4.3.) PROBLEMAS ESPECIFICOS EN LOS POZOS.

Durante la perforación de un pozo, las características del fluido de perforación, se mantiene en equilibrio con las condiciones presentes en dicha operación; si tal equilibrio se destruye todas las características del fluido, resultarán alterados, afectando por tanto las formaciones perforadas.

Los desequilibrios citados, son originados por problemas específicos tales como inyección de fluido a la formación pérdida de circulación y reventones.

Las inyecciones de fluido y pérdidas de circulación afectan lógicamente la permeabilidad de las formaciones, debido a la invasión directa de dicho fluido en las mismas.

Los brotes imprevistos por su naturaleza, tienen como consecuencia, la destrucción parcial del enjarre formado con anterioridad en las paredes del agujero, invasión parcial de fluido a la formación y un aumento consecuente en el volumen de filtrado.

#### (1.5) CAUSAS DEL DAÑO A LA FORMACION EN LA ETAPA DE TERMINACION

Se considera que las causas de daño a la formación tratadas para la etapa de perforación de un pozo petrolero, continúan siendo activas para la etapa de terminación, toda vez que en el inicio de esta etapa, no se han efectuado tratamientos o estimulaciones que tiendan a eliminar o bien, a reducir dichos daños; -- por lo que las causas que a continuación se citan para esta etapa, incrementarían los factores que dan lugar a dichos daños.

##### (1.5.1) CEMENTACIONES PRIMARIAS

El agua empleada para elaborar la lechada, misma

que es eliminada durante el fraguado del cemento, puede dar lugar a una reducción en la permeabilidad de las formaciones productoras, ya que muchas de estas contienen altos porcentajes de arcilla, se hinchan debido a su mayor o menor afinidad al agua, y este hinchamiento será proporcional al tipo de agua que las ataca y de acuerdo a estudios realizados, el agua salada concentrada causa menor daño que un agua dulce.

Aunado a lo anterior, se tiene el efecto que pueden causar las partículas sólidas contenidas en aguas sucias, así como las sales insolubles que pueden llevar esas aguas y que en último caso pueden llegar a actuar con el agua congénita contenida en la formación.

#### (1.5.2.) PROCEDIMIENTO DE CEMENTACION PRIMARIA EN LAS TUBERIAS DE EXPLOTACION

En las cementaciones primarias para tuberías de explotación se ha seguido la técnica de cementar estas a base de alcanzar un régimen de flujo turbulento durante dichas cementaciones. Este tipo de cementaciones se han efectuado en algunas ocasiones con cementos salados y en otras con cementos mezclados con determinados aditivos.

Para tener una efectividad en las cementaciones primarias en las tuberías de explotación, con uno y otro tipo de cemento, se estima que las lechadas al entrar en flujo turbulento logran en parte de remoción del enjarre que haya quedado adherido a las paredes del agujero, pero además esa misma velocidad necesaria para alcanzar el flujo turbulento, da lugar a la introducción de partículas sólidas dentro de la formación, que en último caso, vienen a reducir la permeabilidad original.

#### (1.5.3.) CEMENTACIONES DEFICIENTES

La deficiencia en las cementaciones primarias, trae como consecuencia daño a las formaciones programadas para explotación, ya que una cementación defectuosa permite la comunicación entre zonas impregnadas de hidrocarburos y zonas invadidas de agua salada, lo calizadas arriba o abajo de la zona disparada.

Es lógico que cuando la deficiencia de la cementación es claramente registrada en el registro sónico de cementación, esta se corregirá pero se estima que el daño inicial ya actuó; además de que en estos casos y tratándose de yacimientos con impregnación limpia de hidrocarburos, las cementaciones para corrección de la inicial, son mas bien perjudiciales para dichos yacimientos.

#### (I.5.4.) DISPAROS

Al poner en contacto una formación productora con el fluido de control a través de una zona disparada, esta puede dañarse severamente si la presión hidrostática ejercida por dicha columna, es mayor o mucho mayor que la presión de formación, en tal forma que da lugar a la invasión del filtrado o a la de dicho fluido a la formación.

Aún cuando las perforaciones efectuadas frente a las formaciones productoras por los disparos, tienen un efecto de estimulación, ya que tienden a incrementar la permeabilidad en las vecindades del agujero esta puede seriamente alterada por el fluido de control una vez disparada la formación, ya que si se trata de lodo y existe una diferencial de presión favorable a la columna hidrostática, los sólidos contenidos en dichos lodos, tenderán a reducir la permeabilidad indicada. Por otro lado, si el fluido de control es agua dulce y existe la diferencial de presión citada, puede presentarse el caso de hinchamiento de las arcillas, reduciendo igualmente la permeabilidad.

Ahora bien, si el fluido de control es agua salada y existe la mencionada diferencial de presión, puede presentarse el taponamiento de los conductos porosos intercomunicados; ya que encontrándose las arcillas unidas mediante las fuerzas electrostáticas, cualquier cambio en la concentración de iones puede desbalancear estas fuerzas de cohesión y causar que se dispersen las partículas, moviéndose entonces estas por la estructura porosa y causar su taponamiento

#### (I.5.5) SONDEOS INADECUADOS

Aún cuando el sondeo de un pozo es un factor de estimulación al yacimiento porque se aligera la carga sobre el mismo, se dan casos en que este se efectúa en forma inadecuada (recuperación de la sonda en forma rápida); ocasionado desprendimientos en la formación.



#### (I.5.6.) TRATAMIENTOS DE ESTIMULACION INADECUADA.

Durante la etapa de terminación de un pozo petrolero, frecuentemente es necesario estimular la formación productora mediante tratamientos.- Cuando estos tratamientos no son programados de acuerdo con la naturaleza de la formación o yacimiento que se va a estimular, se pueden provocar reacciones que den lugar a la precipitación de sólidos insolubles que interfieren la permeabilidad.

#### (I.6.) CAUSAS DE DAÑO A LA FORMACION EN LA ETAPA DE REPARACION

##### (I.6.1.) ABATIMIENTO DE LA PRESION MANIFESTADO EN LA CABEZA DEL POZO (MATAR EL POZO)

La presión que manifiesta un pozo puede abatirse por circulación directa a través de algún accesorio o perforación localizada en la tubería de producción, - lo más cercano posible el empacador, a una profundidad tal que el peso de la columna hidrostática sea ligeramente mayor que la presión al nivel de los disparos, es decir, del yacimiento.- Consecuentemente, - cuando el peso de la columna hidrostática es muy superior a aquella que es capaz de resistir el yacimiento se ocasiona un daño por inyección a la formación, llegando a perder toda la columna del fluido de control.

En los casos en que no es posible abatir la presión mediante circulación, deberá inyectarse directamente a través de la sarta de producción el volumen necesario para lograr una columna tal que abata la presión del yacimiento.- En este tipo de operaciones el daño se presenta cuando el volumen inyectado es superior al volumen o capacidad de la tubería de producción.

Cuando se emplean lodos de cualquier tipo, los sólidos contenidos en el mismo al estar en contacto con el intervalo abierto, penetran a la formación reduciendo la estructura porosa, llegando en ocasiones a taponear completamente los disparos.

Si el fluido utilizado es agua, su efecto de daño a la formación dependerá de las condiciones físico-químicas que tenga.

(I.6.2.) MALA ELECCION DEL FLUIDO USADO  
DURANTE LA REPARACION,

El uso de un fluido inadecuado en la reparación de un pozo, trae diversas consecuencias adversas, las cuales dependen de la naturaleza de dicho fluido, como ya se mencionó anteriormente.

Los sondeos inadecuados y las estimulaciones indebidas mediante tratamiento expresadas anteriormente para la etapa de terminación es válido para la etapa de reparación.

(I.6.3.) ACCION BACTERIANA

Aunque esta acción se lleva a cabo durante todas las etapas de un pozo petrolero, en la etapa de reparación, durante la cual puede incrementarse produciendo un daño considerable a la formación.

El vehículo por medio del cual se transportan las bacterias a la formación, es el agua usada en las diversas operaciones en un pozo, por lo tanto la acción bacteriana debe de considerarse como una causa de daño, en virtud de que en caso de existir bacterias en una formación productora, atacarán a los hidrocarburos contenidos en la misma con la consecuente generación de sustancias, que por su composición o su abundancia, obturarán los pozos de la formación originando una reducción en la permeabilidad de la misma.

## CAPITULO II

### BASES MATEMATICAS PARA EL ANALISIS DE DATOS DE PRESION<sup>11</sup>

#### II.1 ECUACIONES Y CONCEPTOS FUNDAMENTALES.

##### II.1.1 ECUACION DE CONTINUIDAD.

La ley de Conservación de Masa, establece que en un intervalo de tiempo se tiene que:

$$\begin{array}{l} \text{cantidad de masa} \\ \text{que entra en } \Delta t \end{array} - \begin{array}{l} \text{cantidad de masa} \\ \text{que sale en } \Delta t \end{array} + \begin{array}{l} \text{cantidad de masa neta} \\ \text{que se introduce por} \\ \text{fuentes y/o} \\ \text{sumideros.} \end{array} =$$

cantidad de masa acumulada  
en la región.

Por tanto, puede establecerse un balance de masa para un cierto elemento de volumen; Fig.1:

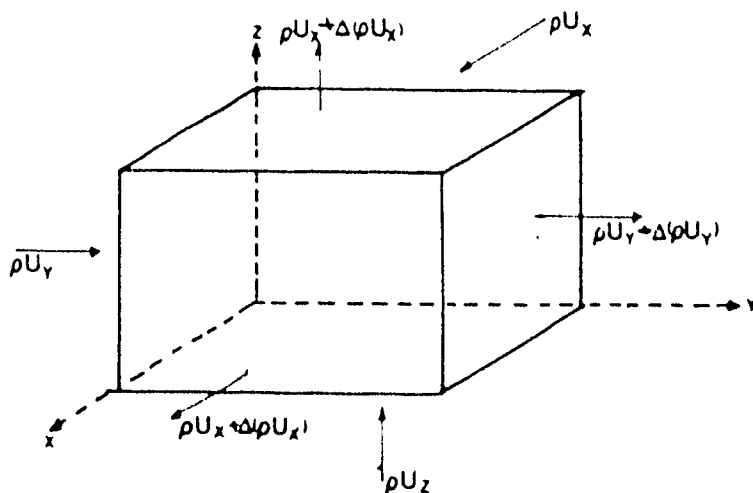


Fig.1 Elemento de Volumen para Flujo  
en Coordenadas Cartesianas.

De tal manera que considerando el flujo en las direcciones de los tres ejes coordenados se obtiene la ecuación en coordenadas cartesianas para el flujo de un fluido en un medio poroso homogéneo e isotrópico:

$$\frac{\partial(\rho U_x)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho U_y)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho U_z)}{\partial z} = -\frac{\partial(\rho \rho)}{\partial t} \quad (11.1)$$

Para el caso del flujo de un fluido en un sistema radial, siguiendo un desarrollo similar al que se utiliza para obtener la ecuación anterior y considerando el siguiente volumen elemental:

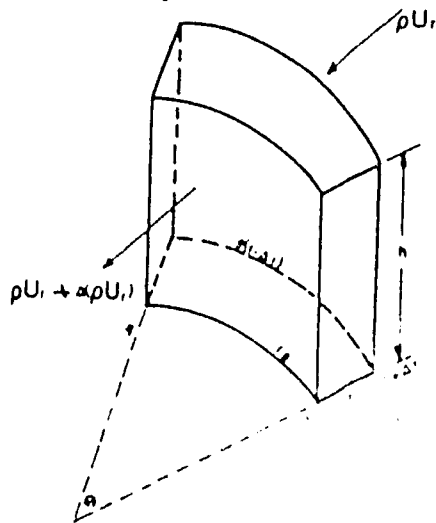


Fig.2 Elemento de volumen para Flujo Radial

se obtiene la ecuación de continuidad para flujo radial

$$\frac{1}{r} \frac{\partial(r \rho U_r)}{\partial r} = -\frac{\partial(\rho \rho)}{\partial t} \quad (11.2)$$

### II.1.2 LEY DE DARCY (ECUACION DE MOVIMIENTO)

La ley de Darcy es la más usada para representar el flujo de un fluido a través de un medio poroso, e indica que "el gasto volumétrico de flujo en cada área unitaria de sección transversal al flujo, en cualquier punto de un medio poroso uniforme, es proporcional al gradiente del potencial en la dirección del flujo en ese punto".

La expresión matemática correspondiente en términos del vector velocidad es:

$$\bar{U} = - \frac{k\rho}{\mu} \nabla \phi \quad (II.3)$$

El signo menos indica que la dirección del flujo es contrario a la dirección en que aumenta el potencial y además sólo es válida para flujo laminar.

En el caso de altas velocidades, esta forma de la ley de Darcy no es válida y se ha encontrado que una corrección cuadrática de velocidad puede ser agregada para modificar a dicha ley; entonces se convierte en:

$$- \frac{k\sigma}{\mu} \frac{\partial p}{\partial t} = U + \sigma_1 U^2 \quad (II.4)$$

donde  $\sigma_1$  es una constante que es función de la estructura porosa del medio y  $\sigma$  es la dirección del flujo.

### 11.1.3 ECUACIONES DE ESTADO

Una ecuación de estado especifica la variación de la densidad del fluido  $\rho$  con respecto a la presión y la temperatura ; así que, dependiendo del fluido o fluidos presentes, debe utilizarse la ecuación de estado apropiada.

Cuando se tiene el flujo de un solo fluido a condiciones isotérmicas y tomando en cuenta el concepto que se define como el cambio relativo de volumen por unidad de cambio de presión, es decir,

$$c = -\frac{1}{V} \left( \frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \quad (11.5)$$

se tiene la siguiente expresión:

$$c = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial P} \quad (11.6)$$

Ahora, si el fluido es de compresibilidad pequeña y constante, entonces la relación se puede integrar y obtener la ecuación de estado siguiente:

$$\rho = \rho_0 e^{c(P - P_0)} \quad (11.7)$$

donde  $\rho_0$  es el valor de la densidad del fluido correspondiente a una presión  $P_0$  de referencia. Esta ecuación de estado es aplicable a la mayoría de los líquidos.

Cuando se trata de flujo de gas en una sola fase, la ecuación de estado (para un gas ideal) se puede deducir a partir de la ley de los gases ideales:

$$Pv = \frac{m}{M} RT \quad (11.8)$$

como

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (11.9)$$

sustituyendo esta expresión en la anterior

$$\rho = \frac{M}{RT} P \quad (11.10)$$

Cuando se trata del flujo de un gas real en una sola fase, se introduce el factor de desviación, así pues:

$$\rho = \frac{M}{RT} \frac{P}{Z} \quad (11.11)$$

#### 11.1.4. ECUACION DE DIFUSIVIDAD

Para obtener la ecuación diferencial de flujo de un fluido a través de un medio poroso homogéneo e isotrópico se deben de combinar la ley de Darcy y la ecuación de estado correspondiente con la de continuidad.

Para el caso de un fluido en tres dimensiones y en un sistema cartesiano se tiene la expresión:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{K_x \rho}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( \frac{K_y \rho}{\mu} \frac{\partial P}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( \frac{K_z \rho}{\mu} \frac{\partial P}{\partial z} \right) + \rho g = \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho) \quad (11.12)$$

y simplificando se llega a la ecuación siguiente:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} = \frac{\phi \mu c_t}{K} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (11.13)$$

para el caso de flujo radial la expresión será:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[ \frac{r \rho K_r}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r} \right] = \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho) \quad (11.14)$$

la cual representa la combinación de la ecuación de continuidad y la ley de Darcy cuando el flujo es radial. La forma final que toma esta ecuación depende del tipo de fluido que fluye, así como de la ecuación de estado en particular.

La ecuación de difusividad para flujo es la más frecuentemente usada en la ingeniería petrolera, por lo que es de suma importancia no olvidar las consideraciones tomadas para su obtención, dado que las soluciones de esta ecuación diferencial constituye la base de las técnicas de análisis de presión.<sup>1,2</sup>

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{\mu \phi c_t}{K} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (11.15)$$

La ecuación (11.15) define el flujo radial de un líquido en una sola fase de compresibilidad pequeña y constante, y considerándose permeabilidad y porosidad constantes, es decir,  $K_r = K$  compresibilidad pequeña y constante, y que el término cuadrático que resulta durante su deducción es tan pequeño que puede ser despreciable al igual que los efectos gravitacionales.

11.2 SOLUCION DE LA ECUACION DE DIFUSIVIDAD<sup>11</sup>  
 SOLUCION DE LINEA FUENTE PARA UN YACIMIENTO INFINITO,

Considerando un pozo situado en el centro de un medio poroso de extensión radial infinita, produciendo a un gasto constante y que el espesor de la formación es uniforme y se encuentra completamente abierta, al flujo se pueden tener las siguientes condiciones

- a)  $p(r,0) = p_i$  a  $t=0$  para toda  $r$  (condición inicial).
- b)  $r \frac{\partial p}{\partial r} \Big|_{r=r_w} = \frac{q\mu}{2\pi kh}$  ;  $t > 0$  (condición de frontera interna)
- c)  $\lim_{r \rightarrow \infty} p(r,t) = p_i$  para cualquier tiempo (condición de frontera externa).

Para obtener de la ecuación diferencial (11.15) se considera que el yacimiento produce a través de una línea situada en el centro del pozo ( $r_w \rightarrow 0$ ); es decir - que se debe reemplazar la condición b) por

$$\lim_{r_w \rightarrow 0} r \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{q\mu}{2\pi kh} \text{ para } t > 0$$

Esta condición de frontera establece la "solución de línea fuente" aproximada a las condiciones originales. De acuerdo al desarrollo indicado se obtiene:

$$p(r,t) = p_i - \frac{q\mu}{2\pi kh} \left( -E_i \left[ -\frac{2\mu c_i r^2}{4kt} \right] \right) \quad (11.16)$$

esta ecuación también se puede obtener mediante argumentos físicos y matemáticos usando la solución del "punto fuente instantáneo".

La ecuación (11.16) es la "solución de línea fuente" de la ecuación diferencial, que representa al flujo de un solo fluido a través de un medio poroso homogéneo, isótropo y de extensión infinita.

De aquí puede determinarse el valor de la presión en función del radio y del tiempo.

Si en la ecuación (11.16) la presión que se está registrando se desea conocer, la presión del fondo del



pozo,  $r_w = r$  entonces es:

$$p(r_w, t) = p_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} \left[ -E_i\left(-\frac{\phi\mu c_1 r_w^2}{4\kappa t}\right) \right] \quad (11.17)$$

entonces

$$p_{w_1} = p_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} \left[ -E_i\left(-\frac{\phi\mu c_1 r_w^2}{4\kappa t}\right) \right] \quad (11.18)$$

Los valores de  $-E_i\left(-\frac{\phi\mu c_1 r_w^2}{4\kappa t}\right)$  se obtienen de la - - tabla No.1

Sin embargo tomando en cuenta

$$-E_i(-\gamma) = -\ln(\gamma\gamma) = \ln \frac{1}{\gamma} - \ln(\gamma) \quad (11.19)$$

es posible obtener una aproximación logaritmica de la ecuación (11.18)

$$p_{w_1} = p_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} \left[ \ln\left(\frac{\kappa t}{\phi\mu c_1 r_w^2}\right) - 0.80907 \right] \quad (11.20)$$

la cual es válida para valores de

$$\frac{\kappa t}{\phi\mu c_1 r_w^2} > 100 \quad (11.21)$$

Partiendo de la ecuación (11.16) se pueden definir las siguientes variables adimensionales<sup>3</sup>:

Caída de Presión Adimensional:

$$p_D(r_D, t_D) = \frac{2\pi kh[p_i - p(r, t)]}{q\mu} \quad (11.22)$$

Tiempo Adimensional

$$t_D = \frac{r^2}{\phi\mu c_1 r_w^2} \quad (11.23)^4$$

Distancia Radial Adimensional

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad (11.24)$$



tiempo adimensional basado en el área de drene total

$$t_{0A} = \frac{Kl}{\phi \mu c_t A} = t_D \left( \frac{r_w^2}{A} \right) = t_D \left( \frac{r_w^2}{\pi r_D^2} \right) \quad (11.25)$$

Es frecuente usar el cociente  $t_D/r_D^2$  para indicar el tiempo adimensional basado en cualquier radio  $r$ ; en otras ocasiones se emplea la expresión  $t_{0e}$  -- que corresponde a  $t_D/r_D^2$  para  $r=r_e$  y en otras más se usa  $t_{0D}$  para indicar  $t_D/r_D^2$ .

Empleando parámetros adimensionales la "solución de línea fuente" se puede expresar de la siguiente manera:

$$P_D = -\frac{1}{2} E_i \left( -\frac{1}{4t_D} \right) \quad (11.26)$$

o en su aproximación logarítmica

$$P_D = \frac{1}{2} \left[ \ln(t_D) + 0.80907 \right] \quad (11.27)$$

donde esta última sólo es útil para valores de  $t_D >$

**100.** Con el fin de poder emplear gráficas y además poder incluir radios mayores al de un pozo, la ecuación (11.20) toma las siguientes formas:

$$P_D(r_D, t_D) = -\frac{1}{2} E_i \left( -\frac{r_D^2}{4t_D} \right) \quad (11.28)$$

Esta solución se presenta en la gráfica de la fig. 3 y es válida para los siguientes casos:

- 1.- Para todo valor de  $r_D$  si  $\frac{t_D}{r_D^2} \geq 25$
- 2.- Para todo valor de  $\frac{t_D}{r_D^2}$  si  $r_D \geq 20$
- 3.- Si  $t_D/r_D^2 < 25$ , entonces la solución de línea fuente no es válida.

La aproximación logarítmica es:

$$P_D(r_D, t_D) = \frac{1}{2} \left[ \ln \left( \frac{t_D}{r_D^2} \right) + 0.80907 \right] \quad (11.29)$$

solo para valores de:

$$\frac{t_D}{r_D^2} \geq 100$$

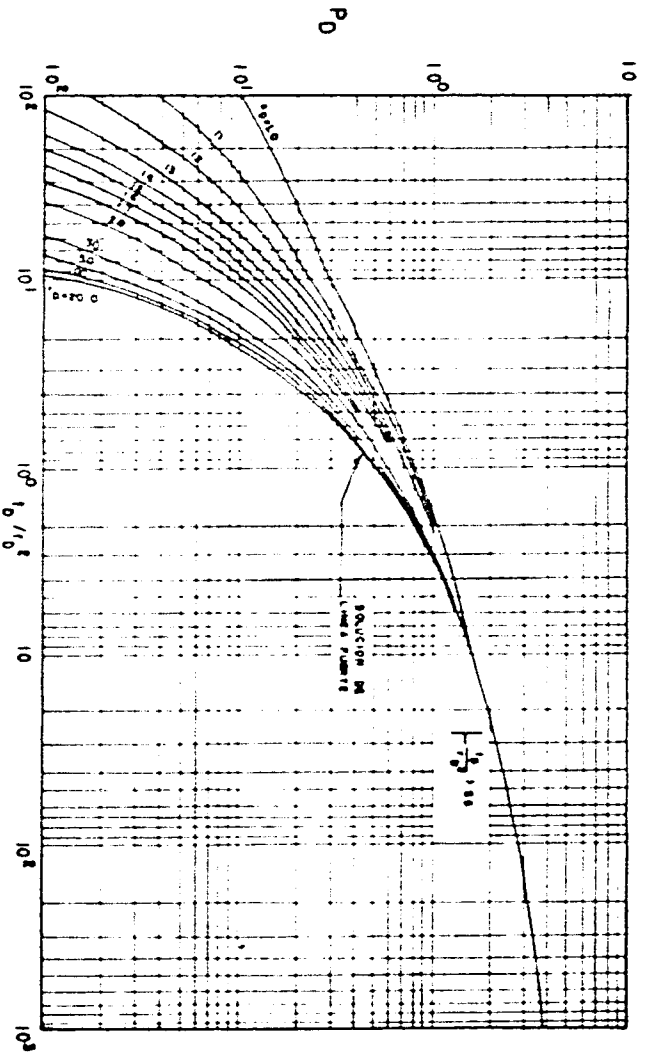


FIG 3 RANGO DE VALIDEZ DE LA SOLUCION DE LINEA FUERTE

### 11.3 PERIODOS DE FLUJO:<sup>5</sup>

#### TRANSITORIO, TRANSITORIO TARDIO SEMIESTACIONARIO Y ESTACIONARIO

Considerando un modelo hipotético en el cual - las suposiciones respecto a la formación y al fluido hechas en la derivación de las soluciones precedentes son adecuadas, entonces el comportamiento de presión de un pozo que produce a un gasto constante es como se muestra en la fig. 4.

Durante el tiempo inicial de producción el comportamiento de la expresión puede ser descrito con buena aproximación mediante la ecuación (11.18). El comportamiento de la presión durante este período es esencialmente el mismo que se presenta en un yacimiento infinito el cual se desarrolla durante un período de flujo denominado transitorio.

Al final del período transitorio empiezan a sentirse los efectos de frontera lo cual puede dar origen a un período de transición conocido como transitorio tardío.

Si no hay flujo a través de la frontera externa y los efectos de frontera se han sentido por completo, la presión declina a través del yacimiento convirtiéndose en una función lineal del tiempo iniciándose con esto un período de flujo llamado semi-estacionario.

De la ecuación siguiente:

$$P_{wi} = P_i - \frac{q\mu}{2\pi kh} \left[ \frac{2l_D}{r_{eD}^2} + \ln r_{eD} - \frac{1}{4} + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{e^{-\alpha_n^2 r_{eD}^2} J_0^2(\alpha_n r_{eD})}{\alpha_n^2 [J_1^2(\alpha_n r_{eD}) - J_1^2(\alpha_n)]} \right] \quad (11.30)$$

que es la solución de la ecuación (11.15) para un yacimiento limitado, se encuentra que la velocidad con que declina la presión en el pozo durante el período de flujo semiestacionario se puede expresar como:

$$\frac{\partial P_{wi}}{\partial t} = - \frac{q}{\phi c_f h \pi r_w^2} \quad (11.31)$$

de donde se observa que la velocidad con que declina la presión es inversamente proporcional al volumen de fluido que ocupan los espacios porosos de la roca. Este hecho constituye la base de las llamadas "pruebas de límite de yacimiento" para determinar el volumen de drenaje de un pozo.

También se observa que la diferencia entre la presión media del yacimiento y la presión de fondo

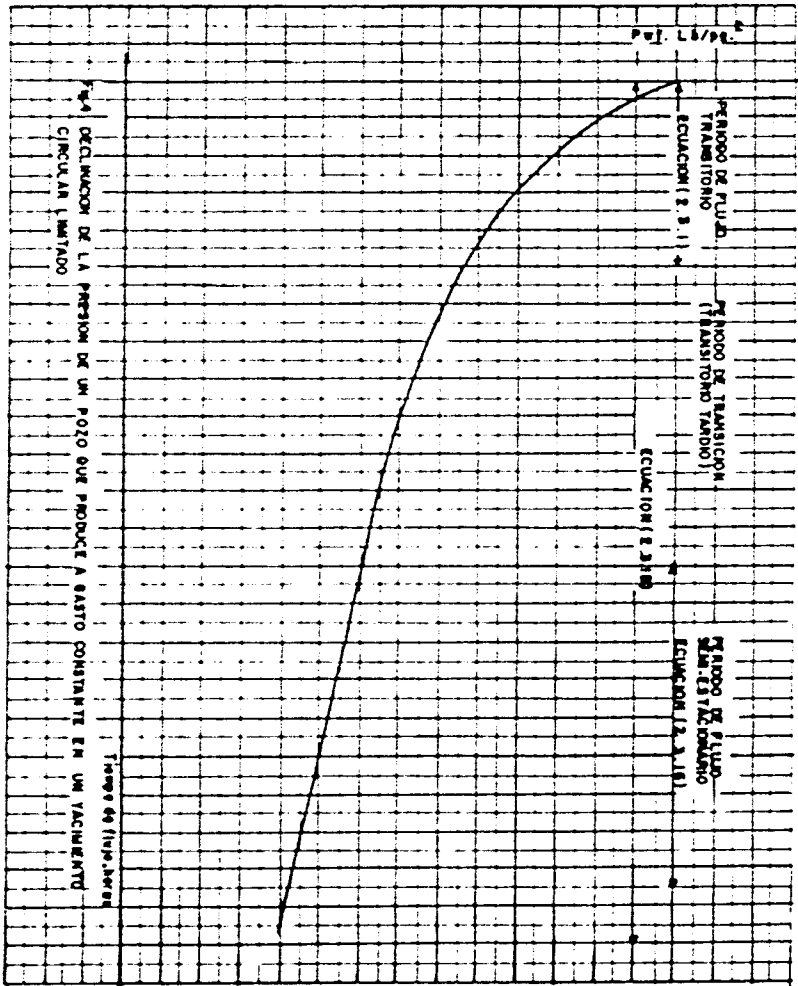


Fig. 4 DECLINACION DE LA PRESION DE UN POZO QUE PRODUCE A RASO CONSTANTE EN UN YACIMIENTO CIRCULAR LIMITADO

fluyendo en el pozo es constante durante el período de flujo semiestacionario.

A partir de la ecuación (II.31) se tiene que la presión media del yacimiento es:

$$\bar{P} = P_i - \frac{qI}{\pi \phi c_1 h r_i^2} \quad (II.32)$$

De la ecuación (II.30), despejando todos los términos de la sumatoria debido a que se hacen tan pequeños y restando la ecuación (II.32) se tiene:

$$\bar{P} - P_{wi} = P_i - P_i - \frac{qI}{\pi \phi c_1 h r_i^2} + \left[ \frac{2I_0}{r_D^2} + \ln(r_{eD}) - \frac{3}{4} \right]$$

Sustituyendo los parámetros adimensionales -- por sus correspondientes valores:

$$\bar{P} - P_{wi} = \frac{qI}{\pi \phi c_1 h r_i^2} + \frac{q\mu}{2\pi kh} \left[ \frac{2\kappa\sqrt{\phi\mu c_1 I_0}}{r_i^2/r_w} + \ln(r_{eD}) - \frac{3}{4} \right]$$

$$\bar{P} - P_{wi} = \frac{qI}{\pi \phi c_1 h r_i^2} (1 - \gamma) + \frac{q\mu}{2\pi kh} \left[ \ln(r_{eD}) - \frac{3}{4} \right]$$

se demuestra lo antes dicho.

$$\bar{P} - P_{wi} = \frac{q\mu}{2\pi kh} \left[ \ln(r_{eD}) - \frac{3}{4} \right] \quad (II.33)$$

Por otro lado, dado que el índice de productividad del pozo se define como:

$$J = \frac{q}{\bar{P} - P_{wi}} \quad (II.34)$$

entonces, de acuerdo a las ecuaciones (II.33) y (II.34) se tiene

$$J = \frac{2\pi kh}{\mu \left[ \ln(r_{eD}) - \frac{3}{4} \right]} \quad (II.35)$$

Por tanto, durante el período de flujo semiestacionario, el índice de productividad es constante.

Las condiciones de flujo prevalencias en un yacimiento natural, generalmente excluyen la ocurrencia del período de flujo estacionario. En el flujo estacionario a un gasto constante la presión es independiente del tiempo. Entonces, considerando un tiempo grande de producción, la ecuación,

$$P_{wi} = P_i - \frac{q\mu}{2\pi kh} \left[ \ln(r_{eD}) - 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{e^{-\beta_n r_D}}{\beta_n^2 (J_0^2(\beta_n) - J_0^2(\beta_n r_{eD}))} \right]$$

se reduce de la manera siguiente

$$P_{wi} = P_i - \frac{q\mu}{2\pi kh} \ln(r_{eD}) \quad (II.36)$$

esta ecuación representa el comportamiento de la presión en el período de flujo estacionario.

En algunos yacimientos, el cambio de la presión con el tiempo es tan pequeño que prácticamente es indetectable; en tales casos la denominación de flujo estacionario se justifica; sin embargo, estrictamente hablando, el flujo estacionario puede ocurrir solamente cuando no hay cambio de masa en ningún punto del sistema; por ejemplo, cuando el yacimiento tiene una gran entrada de agua por la existencia de un acuífero o cuando se tiene gastos balanceados de producción e inyección.



## 11.4 CONSTANTE DE ALMACENAMIENTO<sup>5</sup>

El almacenamiento en el pozo, también llamado sobreflujo, sobreproducción, sobreinyección y pozo descargando o cargando, ha sido reconocido en el comportamiento transitorio de la presión en tiempos cortos. Recientemente muchos autores lo han considerado con detalle. Es fácil ver el llenado de líquido en el pozo cuando éste aumenta de nivel. Esta situación ocurre cuando un pozo cerrado bombea sin empacador; en efecto, la presión en el fondo del agujero es a menudo deducida por la medición del aumento del líquido. Cuando el almacenamiento es significativo, debe ser considerado en el diseño y análisis de una prueba de presión variable. Si este no es considerado en el análisis de datos puede ser erróneo en una porción de la prueba, causando la deducción de condiciones inexistentes en el yacimiento (fallas, fronteras, etc), o un análisis de datos sin sentido. Afortunadamente, este efecto usualmente puede ser cuantificado por medio de una prueba de análisis o bien puede ser anulado por un cuidado en el diseño de dicha prueba.

La constante de almacenamiento de un pozo está definida por:

$$C = \frac{\Delta V}{\Delta p} \quad (11.37)$$

donde

C = constante de almacenamiento del pozo en bls/psi.

$\Delta V$  = cambio en el volumen de fluido en el pozo, a condiciones de pozo, en bls.

$\Delta p$  = cambio de presión en el fondo del pozo en psi.

Aplicando la ecuación (11.37) a un pozo con un nivel de líquido cambiante,

$$C = \frac{V_w}{14.4 \frac{\rho}{\rho_0}} \quad (11.38)$$

donde  $V_w$  es el volumen del pozo por unidad de longitud en bls/ft. La ecuación (11.38) es válida para ambos, subiendo y bajando el nivel de líquido. Cuando el pozo está completamente lleno de un fluido de una sola fase, la ecuación (11.37) se convierte en:

$$C = V_w C \quad (11.39)$$

donde  $V_w$  es el volumen total del pozo en bls y  $c$  es la compresibilidad del fluido en el pozo a condiciones de pozo. Como se ve el coeficiente del almacenamiento,  $C$ , tiene unidades de bls/psi, aunque algunas veces se maneja en  $\text{ft}^3/\text{psi}$ . La compresibilidad del fluido en la ecuación (11.39) es para fluidos contenidos en el pozo únicamente. Entonces, la compresibilidad del fluido del pozo es dependiente de la presión, pudiendo variar el coeficiente de almacenamiento con la presión. Afortunadamente, tal variación de éste es generalmente importante solo en pozos que contienen gas o en aquellos que tienden a bajar o aumentar su nivel de líquido durante la prueba.

Algunas funciones de presión adimensional para sistemas con almacenamiento en el pozo, usan un coeficiente de almacenamiento adimensional:

$$C_D = \frac{5.6146 C}{2\pi\phi c_t h r_w^2} \quad (11.40)$$

Obsérvese, que la compresibilidad,  $c_t$ , es usada en esta definición.

La sobreproducción en el pozo causa un cambio de gasto más lento en el frente de la arena que el gasto en la superficie. La fig.5 ilustra esquemáticamente la relación de gastos del frente a la superficie, cuando el gasto en la superficie cambia de 0 a  $q$  a un tiempo 0. Cuando  $C=0$ ,  $q_{sf}/q=1$  a cualquier tiempo. Para  $C>0$  la relación de gastos cambia gradualmente de 0 a 1. Al aumentar  $C$  la transición dura más, como es indicado en la fig.5. El gasto en el frente de la arena puede ser calculado a partir de

$$q_{sf} = q + \frac{24C}{B} \frac{dq}{dt} \\ = q \left[ 1 - C_D \frac{d}{dt} P(t_D, C_D, \dots) \right] \quad (11.41)$$

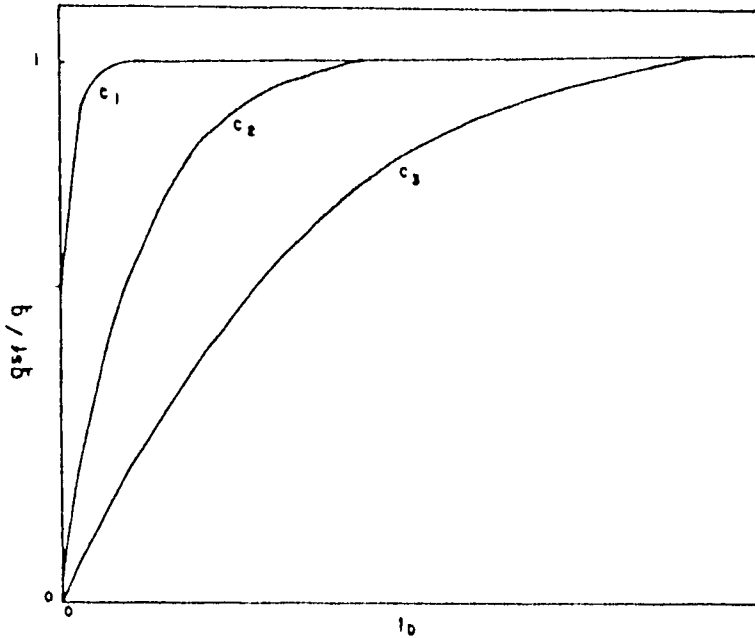


Fig. 5. Efecto de Almacenamiento en el gasto en el frente de la arena ( $c_1 > c_2 > c_3$ )

La ecuación 
$$p_i - p(r, t) = 141.2 \frac{qB\mu}{Kh} \left[ p(t_D, r_D, C_D, \text{geométrica}, \dots) + s \right] \quad (11.42)$$

relaciona, presión de un pozo fluyendo a un tiempo, para un gasto constante  $q$ . Ponde la ecuación (11.41) indica -- que  $q$  varía con  $p$ , al parecer la ecuación (11.42) no puede ser usada. Por fortuna, el problema es evitado usando la presión adimensional, éste ocurre para pozos con almacenamiento y de este modo, para el cambio de gasto. Tal  $p_D(t_D, C_D, \dots)$  muestra en la fig. 6, una versión simplificada de las gráficas correspondientes a la presión adimensional para un sólo pozo en un sistema infinito, incluyendo el almacenamiento y el daño, y a la presión adimensional para un sólo pozo en un yacimiento infinito --

incluyendo el almacenamiento y el daño, y a la presión adimensional para un sólo pozo en un yacimiento infinito incluyendo el almacenamiento y un efecto de daño finito. El efecto de sobreproducción sobre  $P_D$  en el pozo es evidente en esas gráficas.

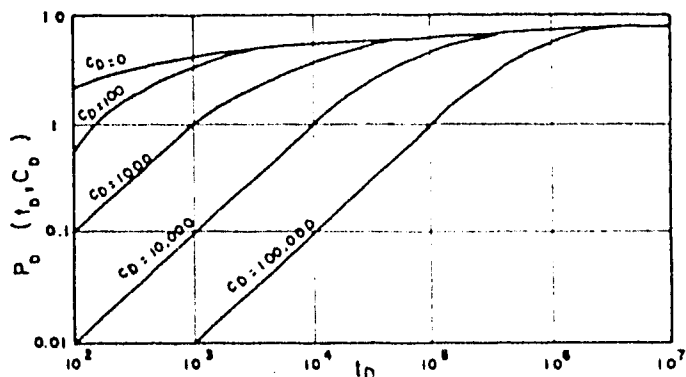


Fig. 6 Presión adimensional incluyendo almacenamiento, ( $s = 0$ ).

Esta fig.6 tiene la característica de ser un diagnóstico de los efectos de almacenamiento del pozo, la pendiente de la gráfica  $P_D$  contra  $t_D$  en papel log-log es 1.0 durante el dominio del almacenamiento del pozo. Ya que  $P_D$  es proporcional a  $\Delta p$  y  $t_D$  es proporcional a tiempo. Además, indica una manera de estimar cuando el llenado del pozo es dominante durante una prueba de presión. Sobre el papel log-log se grafica el cambio de presión durante la prueba,  $p_w - p_w(\Delta t = 0)$ , (como un número positivo) contra el tiempo de prueba  $\Delta t$ , y observe donde esta curva tiene una pendiente de un ciclo de cambio de presión por ciclo de tiempo, ( $P_w$  es la presión en el fondo del pozo durante la prueba, sea fluyendo o estático;  $P_w(\Delta t = 0)$  es la presión al instante anterior al inicio de la prueba, principiando con la prueba  $\Delta t = 0$ ). Los datos de la prueba del pozo que caen en la pendiente unitaria de la gráfica log-log no revelan nada acerca de las propiedades de la formación, ya que, esencialmente toda producción proviene del pozo, durante este tiempo. La localización de

la pendiente unitaria log-log puede ser usada para estimar el coeficiente de almacenamiento aparente del pozo a partir de:

$$C = \frac{qB\Delta t}{24\Delta p} \quad (11.43)$$

donde  $\Delta t$  y  $\Delta p$  son valores leídos a partir de un punto sobre la línea recta de pendiente unitaria en la gráfica log-log.  $C$  es colocada a partir de la ecuación (11.43) coincidiendo bastante bien con la  $C$  calculada a partir de la ecuación (11.38) o de la (11.39). Si esto no se cumple, una región puede ser que se tengan pozos produciendo en altas relaciones gas-líquido, pozos altamente estimulados y pozos usados para la inyección de fluidos viscosos, que comúnmente indican coeficientes de almacenamiento, a partir de los datos graficados, éstos son mucho más altos que aquellos pronosticados a partir de las ecuaciones (11.38) y (11.39).

Los datos trazados en escala log-log es una valiosa ayuda para reconocer los efectos de almacenamiento en un pozo en una prueba de variación de presión. Cuando los datos de presión son obtenidos de este modo se recomienda que se haga una parte del análisis de la prueba. Esto frecuentemente ayuda al analista a evitar serias equivocaciones en la determinación del período dominado por el almacenamiento del pozo lo cual se logra cuando se tiene una línea recta de pendiente unitaria. Como los efectos del almacenamiento en el pozo vienen a ser menos severos, la formación empieza a influenciar en la presión del fondo del agujero más y más, y los puntos dados sobre la gráfica log-log caen bajo la línea recta de pendiente unitaria, y finalmente, se aproximan lentamente a la línea para el almacenamiento igual a cero en el pozo. Tal comportamiento es ilustrado en la fig.6 para diversos valores de almacenamiento en el pozo. Algunas veces, los datos de presión entre la línea de pendiente unitaria y la línea de almacenamiento cero del pozo puede ser analizada para obtener las propiedades de la formación, pero el análisis puede ser tedioso. Las técnicas de curvas tipo se emplean en esta región. Una vez que la porción final de la gráfica log-log se ha alcanzado (línea  $C_0 = 0$ ), el almacenamiento del pozo no es de mayor importancia y las técnicas convencionales de análisis de gráficas

semilog pueden ser aplicadas. Como una regla práctica, este tiempo usualmente ocurre alrededor de la 1 1/2 - ciclos en tiempo, después que los datos graficados en papel log-log principian una significativa desviación a partir de la pendiente unitaria, el tiempo puede ser estimado a partir de

$$t > (60 + 3.5s) C_D \quad (II.44a)$$

o aproximadamente

$$t > \frac{(200000 - 12000s) C_D}{Kh/\mu} \quad (II.44b)$$

para pruebas de decremento y de inyección. Para pruebas de incremento de presión y fall-off. Chen y Brigham afirman que un análisis aproximado razonable es posible cuando.

$$t_D > 50 C_D^{0.14s} \quad (II.45a)$$

o aproximadamente cuando

$$t > \frac{170000 C_D^{0.14s}}{Kh/\mu} \quad (II.45b)$$

Observése que el factor de daño tiene influencia en el incremento de presión (fall-off) mucho más, que en el decremento (inyección).

La gráfica correspondiente a un pozo fracturado horizontalmente y sin almacenamiento muestra una pendiente de línea recta unitaria para pequeños  $h_D$ . De este modo, otros factores diferentes al almacenamiento en el pozo puede causar la línea recta de pendiente unitaria sobre el plano log-log. Por fortuna, la fractura horizontal se considera que raramente ocurre

El coeficiente de almacenamiento puede cambiar durante una prueba de presión. Por ejemplo, si se considera una prueba fall-off en un pozo inyector de agua con una alta presión en el cabezal durante la inyección. Cuando el pozo está cerrado, la presión en la superficie es inicialmente alta, pero puede disminuir a la atmosférica y llegar al vacío si la presión estática de la formación está debajo de la hidrostática. El nivel de líquido debe de empezar a caer tan

pronto como la presión en el cabezal caiga debajo de la atmosférica. Como resultado de esto, el coeficiente de almacenamiento aumenta de uno para un fluido en compresión (ecuación 11.39) a otro que corresponde a un nivel que se abate (ecuación 11.38); el segundo coeficiente de almacenamiento puede ser, en los tiempos iniciales de cien a miles de veces el primero. La situación inversa también puede ocurrir, con un alto aumento del nivel de líquido almacenado, al principio de la inyección cambia la compresión del fluido almacenado, a medida que la presión en el cabezal empieza a caer. La fig.7 ilustra esquemáticamente el comportamiento de la presión adimensional cuando cambia el coeficiente de almacenamiento.

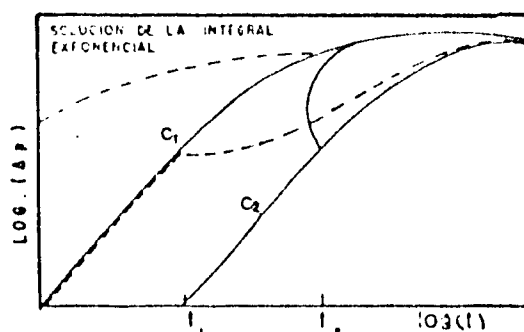


Fig.7 Respuesta teórica de la presión para almacenamiento creciendo y decreciendo ( $C_2 > C_1$ )

Cuando el coeficiente crece (de  $C_1$  a  $C_2$ ),  $p_D(o, \Delta p)$  se iguala, empieza a crecer de nuevo, y finalmente se aproxima a la curva respuesta para el coeficiente de almacenamiento grande. Cuando este decrece hay una rápida respuesta de  $p_D(o, \Delta p)$ , así la respuesta de la presión se aproxima a la curva de bajo almacenamiento en el pozo.

Stegemeier y Matthews demostraron que la redistribución de gas-líquido (fase) en el pozo puede causar ciertas anomalías en las formas de las curvas de incremento de presión, como las que se muestran en la Fig. 8 y Fig. 9, donde se indica que la redistribución de esta fase es similar al almacenamiento en el pozo, aunque es posiblemente más complejo. Es importante entender que el comportamiento ilustrado





En resumen, los efectos de almacenamiento del pozo siempre deben considerarse en el diseño y análisis de una prueba de presión y en los cálculos de la respuesta de presión de los pozos. En algunos casos, la prueba debe ser diseñada para minimizar o aliviar el almacenamiento, o no será provechosa la información obtenida. Los efectos de almacenamiento pueden ser reconocidos al graficar los datos en log-log. Si los datos de presión de cierre son disponibles. La información acerca de la formación no puede ser determinada a partir de los datos de la prueba que caen sobre la pendiente unitaria de la gráfica.

## II,5 PRINCIPIO DE SUPERPOSICION<sup>8,20</sup>

Debido a que la ecuación diferencial y las condiciones de frontera que describen el flujo de fluidos a través de un medio poroso, son lineales, es posible emplear el principio de superposición para resolver problemas de yacimientos en varios pozos y distintos gastos de producción.

Este principio puede ser considerado como una técnica para conocer el comportamiento de la presión a cualquier punto y tiempo como la suma de las historias de cada uno de los efectos que pueden estar afectando la solución en ese punto; así como para obtener la solución a problemas realmente complicados como el caso en que se tienen varios pozos operando a gastos variables en un mismo yacimiento.

Quando las condiciones de frontera son independientes del tiempo (gasto constante), el principio de superposición muestra que la presencia de una condición no afecta la respuesta debida a otra u otras condiciones de frontera, siendo el efecto total la suma de los efectos individuales. Por otro lado, si las condiciones de frontera dependen del tiempo (gasto variable), entonces puede emplearse el teorema de Duhamel, que es una extensión del principio.

Considérese el caso en el cuál se tiene un pozo que fluye con los gastos  $q_1$  y  $q_2$ , como se muestra en la Fig. 10. Hasta el tiempo  $t_1$ , el pozo ha fluido con el gasto  $q_1$  y a partir de este tiempo el gasto de producción ha sido  $q_2$ . La historia de presión correspondiente se presenta en esta misma figura.

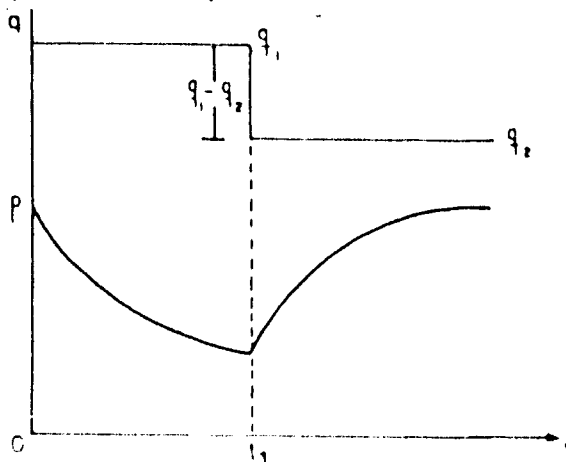


Fig.10 Historia de presiones correspondientes a un pozo que fluye a dos gastos diferentes

Durante el primer lapso la caída de presión en el pozo está dada por

$$\Delta p(t) = p_w - p_i = \frac{q\mu}{2\pi Kh} \Delta p_0(t), 0 \leq t \leq t_1 \quad (11.46)$$

en donde  $\Delta p_0(t)$  es la caída de presión adimensional para la condición de frontera externa que se considere. Por ejemplo, para el caso de un yacimiento infinito

$$\Delta p_0(t) = \frac{p_w - p_i}{\frac{q\mu}{2\pi Kh}} = \frac{1}{2} E_i \left( -\frac{\phi \mu c r_w^2}{4Kt} \right) \quad (11.47)$$

Al tiempo  $t_1$ , el gasto disminuye en una cantidad  $(q_1 - q_2)$ . A partir de este tiempo

$$\Delta p(t) = \frac{q_1\mu}{2\pi Kh} \Delta p_0(t) - \frac{(q_1 - q_2)\mu}{2\pi Kh} \Delta p_0(t - t_1); \quad t_1 \leq t \quad (11.48)$$

En el segundo miembro de esta ecuación, el primer término es la caída de presión causada por el gasto  $q_1$ , y el segundo término es la caída de presión debida al gasto  $(q_1 - q_2)$ . Si se considera  $\Delta p_0(t)$  como se define en la ecuación (11.47):

$$\Delta p(t) = \frac{q_1\mu}{2\pi Kh} E_i \left( -\frac{\phi \mu c r_w^2}{4Kt} \right) - \frac{(q_1 - q_2)\mu}{2\pi Kh} E_i \left( -\frac{\phi \mu c r_w^2}{4K(t - t_1)} \right); \quad t_1 \leq t \quad (11.49)$$

En forma similar, para una secuencia de gastos, la caída de presión durante el  $n$ -ésimo período está dada por:

$$\Delta p(t) = \frac{q_1\mu}{2\pi Kh} \Delta p_0(t) - \frac{(q_1 - q_2)\mu}{2\pi Kh} \Delta p_0(t - t_1) + \dots + \frac{(q_{n-1} - q_n)\mu}{2\pi Kh} \Delta p_0(t - t_{n-1})$$

o bien

$$\Delta p(t) = \frac{q\mu}{2\pi Kh} \left[ \Delta p_0(t) - \sum_{i=1}^n \frac{q_{i-1} - q_i}{q_1} \Delta p_0(t - t_{i-1}) \right] \quad (11.50)$$

que es la forma general del principio de superposición, para una secuencia escalonada de  $n$  gastos. En la ecuación anterior puede tener una variación arbitraria o ser incluso nulo para uno o más valores de  $q_i$ .

Si  $n \rightarrow \infty$ , de la ecuación (II.50) se obtiene

$$\Delta P(t) \approx \frac{q\mu}{2\pi K h} \left[ \Delta P(t) - \frac{1}{q_1} \int_0^t \frac{dq}{d\tau} \Delta P_D(t-\tau) d\tau \right] \quad (II.51)$$

que es la forma continua del principio, que se conoce también como principio de Duhamel o Integral de Faltung. En la práctica es muy frecuente utilizar la ecuación (II.50) en problemas de los cuales se tienen gastos variables, como una aproximación de la ecuación (II.51).

## 11.6 FACTOR DE DAÑO "S"<sup>6,18</sup>

Van Everdingen observó que el mejor arreglo entre la teoría y la operación del pozo puede ser obtenida si, en lugar de suponer que la permeabilidad no dañada es "k" en todos los lugares ó posiciones alrededor del pozo, se supone que la permeabilidad cerca de la pared del agujero está substancialmente reducida o dañada - "kd" como un resultado de las operaciones de perforación, terminación, producción y/o reparación. A fin de explicar la caída de presión adicional él introdujo la cantidad adimensional "s" llamada FACTOR DE DAÑO. Así pues, si el flujo es lineal ó el medio poroso es lineal para un sólo fluido se tiene que la ecuación a utilizar es:

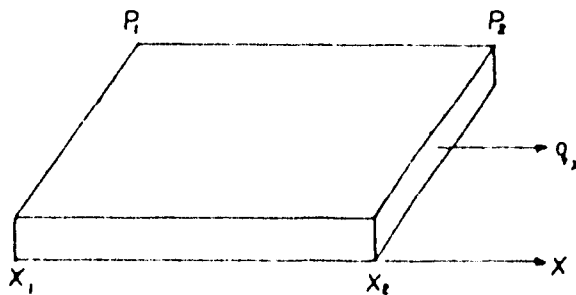


Fig. 11 Medio Poroso Lineal

$$v_x = - \frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x} \quad (11.52)$$

que es la ecuación de Darcy

por lo que

$$q_x = v_x A = - \frac{k}{\mu} A \frac{\partial P}{\partial x} \quad (11.53)$$

pero por definición de derivada de una función

$$\frac{\partial f}{\partial x} = \frac{f_2 - f_1}{x_2 - x_1}$$

Obteniéndose así la ecuación de Darcy en la forma más simple que existe:

$$q_x = -\frac{K}{\mu} A \frac{(P_2 - P_1)}{(x_2 - x_1)} \quad (II.54)$$

siendo sus unidades

$$\left[ \frac{\text{cm}^3}{\text{seg}} \right] = - \left[ \frac{\text{darcy}}{\text{cp}} \right] [\text{cm}^2] \left[ \frac{\text{atm}}{\text{cm}} \right]$$

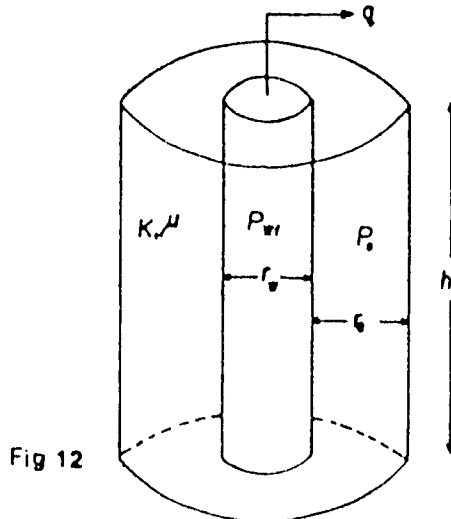
o bien utilizando unidades prácticas:

$$\begin{array}{ll} q \left[ \frac{\text{STB}}{\text{D}} \right] & \cdot K [\text{md}] \\ & \mu [\text{cp}] \\ h [\text{FT}] & P [\text{lb/in}^2] \\ x [\text{FT}] & B_o \left[ \frac{\text{bl ccy}}{\text{bl ccs}} \right] \\ A [\text{FT}^2] & \end{array}$$

quedando la ecuación de Darcy de la siguiente manera:

$$q_x \left[ \frac{\text{STB}}{\text{D}} \right] = -1.127 \times 10^3 \frac{K [\text{md}]}{\mu [\text{cp}]} \frac{\partial P [\text{lb/in}^2]}{\partial x [\text{FT}]} \quad (II.55)$$

Ahora, sea el flujo radial en un área de drenaje circular. Fig. 12



En base a la forma de la ecuación y a los parámetros involucrados, se puede deducir que la ecuación de Darcy queda de la siguiente forma:

$$q = \frac{2\pi Kh(P_e - P_w)}{\mu B \ln \frac{r_e}{r_w}} \quad (11.56)$$

Si se considera que el proceso de flujo es estacionario y sabiendo que este flujo es aquél que no varía con el tiempo, se procede a convertir a la ecuación (11.56) en unidades prácticas:

$$q = \frac{2\pi \times 1.127 \times 10^3 Kh(P_e - P_w)}{\mu B \ln \frac{r_e}{r_w}}$$

haciendo operaciones

$$q = \frac{Kh(P_e - P_w)}{2\pi \times 1.127 \times 10^3 \mu B \ln \frac{r_e}{r_w}}$$

se concluye que

$$q = \frac{kh(P_e - P_w)}{1412\mu B L n \frac{r_e}{r_w}} \quad (11.57)$$

la cual es la ecuación para el gasto en "Flujo estacionario radial"

Ahora bien, si a toda esta teoría anteriormente expuesta le empezamos a añadir algunas de las tantas complejidades que los yacimientos presentan durante su explotación podemos enumerar las siguientes, - las cuales causan un daño considerable a la formación:

A mayor presión de confinamiento habrá una - - menor permeabilidad, ya que el poro, debido a la carga que sufre, se comprime, reduciendo de esta forma la permeabilidad, por lo que hay que tener muy presente este concepto.

Con respecto a los fluidos de control, como se mencionó en el capítulo anterior, éstos también - - dañan muy seriamente a la formación, causando dicho daño una considerable reducción en la permeabilidad.

Otros parámetros que dañan a la formación son - las precipitaciones de sales en la vecindad del pozo las cuales obstruyen al flujo.

En el caso de los espesores de formación estos no se pueden modificar pero sí sus presiones, por - medio de inyección de fluidos, causando con esto un determinado daño a la formación.

Todos estos conceptos se ilustran a continuación esquemáticamente:

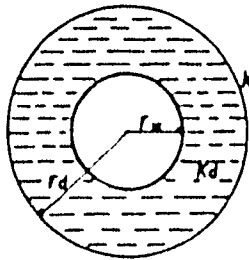


Fig. 13 a

$r_w$  = radio del pozo                       $r_d$  = radio dañado  
 $K$  = permeabilidad no dañada           $K_d$  = permeabilidad dañada.  
 $\Delta p$  = caída de presión debida al daño



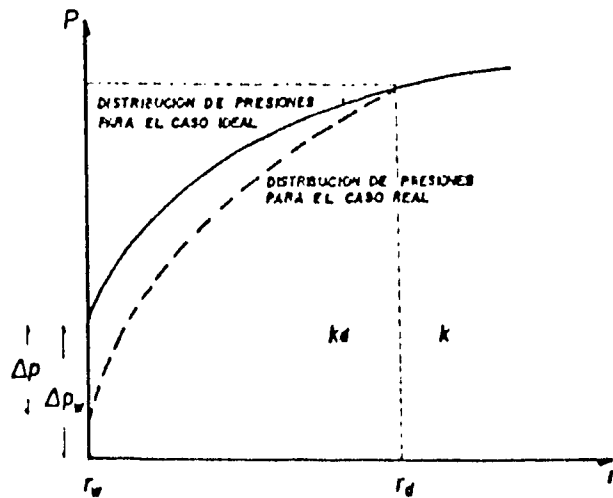


Fig. 13.b

En la Fig. 13.a, se tiene un pozo de radio - - "rw", con una permeabilidad original "K". Una vez -- terminada la perforación del mismo se tiene un nuevo radio "rd" y una nueva permeabilidad "Kd"; los cuales se originan por la acción de los fluidos de perforación y de control.

Para poder cuantificar la nueva permeabilidad - "Kd", es necesario hacer un perfil de presiones como se muestra en la Fig. 13.b. Donde se puede observar la caída de presión debida a la "K" original y la -- causada por la inuasión de los fluidos mencionados, provocándose con este último efecto una pérdida adicional de la energía del yacimiento.

Si en el pozo la formación se encuentra dañada se tiene:

$$\Delta p_d = P_{wi, \text{ideal}} - P_{wi, \text{real}}$$

Si se supone que el flujo es estacionario, es - decir que  $\partial p / \partial t = 0$ , es necesario recurrir a la expresión siguiente:

$$q = \frac{kh(P_e - P_{wi})}{141.2 \mu B L n \frac{r_e}{r_w}} \quad (11.58)$$

Lo que gráficamente significa:

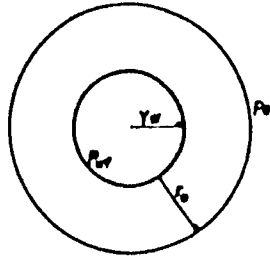


Fig. 14

Aunque también se le puede considerar para un radio y una presión cualquiera por medio de la expresión:

$$q = \frac{kh(P - P_{wi})}{141.2\mu B L n \frac{r}{r_w}} \quad (11.59)$$

Lo cual puede ilustrarse de la siguiente manera

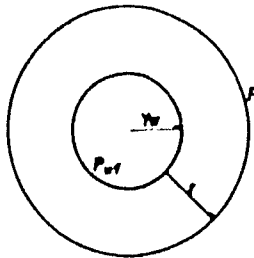


Fig. 15

Si se despeja "p" de la ecuación (11.59) se obtiene:

$$P = P_{wi} + 141.2 \frac{qB\mu}{kh} \ln \frac{r}{r_w} \quad (11.60)$$

ecuación de la que se observa que a cualquier radio "r" se puede obtener cualquier presión "p" con solo sustituir a "r" con diferentes valores.

Ahora bien, si se procede a operar la ecuación (II.60) con logaritmos, la presión para cualquier radio es:

$$P(r) = P_{wf} + 141.2 \frac{qB\mu}{kh} \ln \frac{1}{r_w} + 141.2 \frac{qB\mu}{kh} \ln r \quad (II.61)$$

La cual indica que si se grafica la presión - - contra el logaritmo natural del radio se obtiene una línea recta, cumpliéndose esto para cuando se tiene flujo estacionario.

Como en el caso de distribución ideal de presiones se tiene un yacimiento con permeabilidad uniforme, k y una  $P_{wf}$  ideal se puede proceder a introducir el concepto de daño para flujo estacionario construyendo la siguiente gráfica:

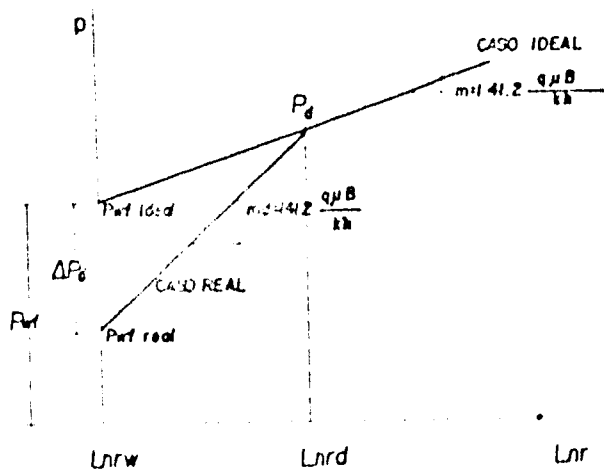


Fig. 16

De la Fig. 15 se observa, que si el radio dañado --- "rd" se extiende, la pendiente "Md" será mayor. Asimismo de la misma se puede hacer la cuantificación - de la caída de presión debido al daño.

De la Fig.15 se observa, que si el radio dañado "Yd" se extiende, la pendiente "Qd" será mayor. Asimismo de la misma se puede hacer la cuantificación de la caída de presión debido al daño

Para el caso ideal se tiene:

$$q = \frac{kh [P - (P_w)_{ideal}]}{141.2 \mu B L n \frac{r_d}{r_w}} \quad (11.62)$$

si se toma como base los puntos fijos de la Fig.15 y haciendo  $P = P_d$  y  $r = r_d$

$$q = \frac{kh [P_d - (P_w)_{ideal}]}{141.2 \mu B L n \frac{r_d}{r_w}} \quad (11.63)$$

Para el caso real se tiene que la ecuación es:

$$q = \frac{k_{gh} [P_d - (P_w)_{real}]}{141.2 \mu B L n \frac{r_d}{r_w}} \quad (11.64)$$

Obtención de  $P_d$  para el caso ideal:

$$P_d = (P_w)_{ideal} + 141.2 \frac{q \mu B}{kh} L n \frac{r_d}{r_w} \quad (11.65)$$

ahora, para el caso real:

$$P_d = (P_w)_{real} + 141.2 \frac{q \mu B}{kh} L n \frac{r_d}{r_w} \quad (11.66)$$

restando las ecuaciones (11.65) y (11.66):

$$P_d = P_{w(ideal)} + 141.2 \frac{q \mu B}{kh} L n \frac{r_d}{r_w}$$

$$P_d = P_{w(real)} + 141.2 \frac{q \mu B}{kh} L n \frac{r_d}{r_w}$$

---


$$0 = (P_w)_{ideal} - (P_w)_{real} + 141.2 \frac{q \mu B}{kh} L n \frac{r_d}{r_w} - 141.2 \frac{q \mu B}{kh} L n \frac{r_d}{r_w} \quad (11.67)$$

pero como

$$\Delta P_d = P_{wi,ideal} - P_{wi,real}$$

entonces

$$0 = \Delta P_d + 141.2 \frac{q\mu B}{kh} \ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right) - 141.2 \frac{q\mu B}{kh} \ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right)$$

factorizando la expresión y despejando  $\Delta P_d$  se tiene

$$\Delta P_d = 141.2 \frac{q\mu B}{kh} \ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right) \left[ \frac{1}{k_d} - \frac{1}{k} \right] \quad (11.68)$$

expresión que representa la caída de presión debido al daño y la cual indica que esta caída de presión, es directamente proporcional al gasto, es decir, que a mayor gasto la caída de presión será mayor y que a mayor espesor habrá menor caída de presión extra; obviamente, que esto depende justamente del radio "r" porque a mayor profundidad de daño hay mayor caída de presión, además, a mayor permeabilidad dañada existe mayor caída de presión debido al daño y esta se acerca al valor de la permeabilidad original.

Si operamos algebraicamente la ecuación(11.68) queda de la siguiente forma:

$$\Delta P_d = 141.2 \frac{q\mu B}{kh} \ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right) \left[ \frac{k}{k_d} - 1 \right] \quad (11.69)$$

Pero, recordando la expresión (11.59), sustituyendo  $P_{wi,ideal}$  por  $P_{wi,real}$  y considerando que:

$$\Delta P_{dano} = P_{wi,ideal} - P_{wi,real}$$

entonces:

$$P_{wi,ideal} = P_{wi,real} + \Delta P_{dano}$$

$$q = \frac{vh [P_e - (P_{wi,real} + \Delta P_{dano})]}{141.2 \mu B \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (11.70)$$

y como

$$\Delta P_{dano} = \Delta P_d = 141.2 \frac{q\mu B}{kh} \ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right) \left[ \frac{k}{k_d} - 1 \right]$$

se puede sustituir

$$q = \frac{kh \left[ P_e - P_{wi,real} - 141.2 \frac{q\mu B}{kh} \ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right) \left[ \frac{k}{k_d} - 1 \right] \right]}{141.2 \mu B \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (11.71)$$

factorizando q :

$$p_e - p_{wi} = 141.2 \frac{\mu B L n \left( \frac{r_e}{r_w} \right)}{k h} + 141.2 \frac{\mu B L n \left( \frac{r_e}{r_w} \right) \left[ \frac{k_d}{k} - 1 \right]}{k h} p \quad (II.72)$$

o bien,

$$p_e - p_{wi} = 141.2 \left[ \frac{q \mu B}{k h} \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) + \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) \left[ \frac{k_d}{k} - 1 \right] \right] \quad (II.73)$$

entonces

$$q = \frac{k h (p_e - p_{wi})}{141.2 \mu B \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) + \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) \left[ \frac{k_d}{k} - 1 \right] \right]} \quad (II.74)$$

donde "s" es el efecto o factor de daño

Esta expresión representa el gasto de un pozo afectado por un daño en la vecindad. Si el radio "r" del daño es grande la pendiente "m" es grande y por ende el gasto disminuye. Por lo que

$$s = \ln \left( \frac{r_d}{r_w} \right) \left[ \frac{k}{k_d} - 1 \right] \quad (II.75)$$

Las propiedades que toma "s" son:

- a) Es adimensional.
- b) Si el pozo no estuviera dañado, entonces,  $s=0$ , lo que indica que hay ausencia de daño, por lo que se trata de un caso - - ideal.

Si el pozo está dañado, entonces,  $s > 0$ , lo que indica que existe daño, es positivo. Con las acidificaciones se produce una caída de presión menor, - ahorrándose energía, siendo entonces, la permeabilidad en la zona afectada mayor que en la real, por lo que  $s < 0$ , es negativo y significa estimulación.

## II.7 METODOS DE EVALUACION

### II.7.1 PRUEBAS DE INCREMENTO DE PRESION.

En este tipo de pruebas, las mediciones de presiones de fondo cerrado se obtienen mediante la introducción previa al pozo de un aparato registrador de presiones especial (amerada). Esta prueba es la más común que se realiza en los pozos productores ya que es la más fácil de efectuar y las condiciones requeridas, de acuerdo al principio de superposición, antes y durante la toma de la prueba son prácticamente similares a las teóricas.

Para efectuar esta prueba se requiere que el pozo se encuentre produciendo a un gasto constante,  $q$  antes de llevar a cabo la prueba por un determinado tiempo  $t$ . Después de este tiempo la prueba se inicia cerrando el pozo  $q = 0$ , y se empieza a registrar la presión de fondo cerrado,  $p_{ws}$ , a diferentes tiempos de cierre  $\Delta t$ .

Como puede observarse, la presión de fondo cerrado se incrementa a medida que transcurre el tiempo de cierre, la presión registrada  $\Delta t = 0$ , es conocida como la presión de fondo fluyendo,  $p_{wf}$ . En resumen la información que se obtiene al efectuar una prueba de incremento de presión es la variación de la presión en el fondo del pozo con el tiempo.

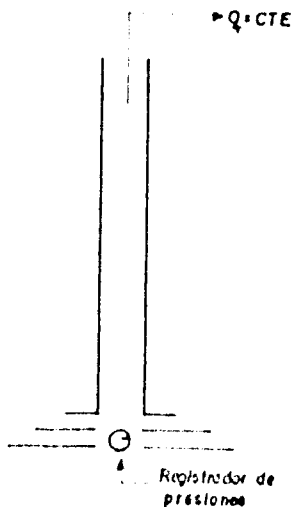


Fig 17a

Pozo produciendo a un gasto cte para efectuar una prueba de incremento de presión

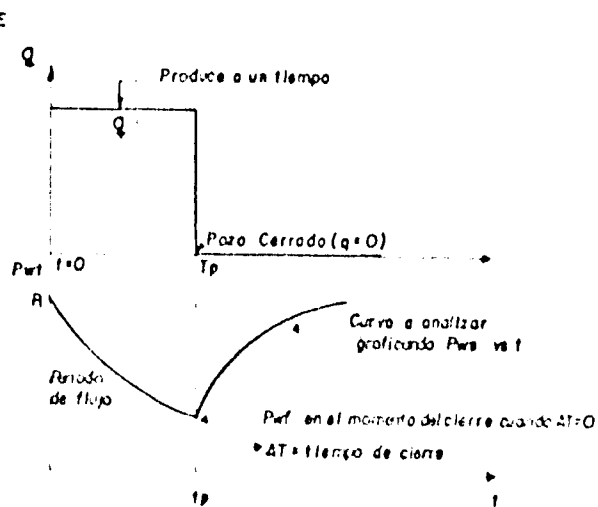


Fig 17b

Registro de presiones a fondo cerrado a diferentes tiempos de cierre

Los objetivos de esta prueba es determinar la permeabilidad del yacimiento,  $K$ , el factor de daño,  $s$ ,  $kh$ ,  $\bar{p}$  utilizando la información obtenida de este tipo de prueba de presión, así como también información adicional referente al estado mecánico del pozo y los fluidos productores.

Es muy importante tener presente que los parámetros esenciales a medir en esta prueba para poder analizarla son:  $p_{wf}(t=0)$ ,  $p_{ws}$ ,  $V_s$ ,  $t$  y  $q$ .

REPRESENTACION DE LA HISTORIA DE GASTOS

Se considera que un pozo está produciendo a un gasto,  $q_1$ , a un tiempo  $t=0$ , también vamos a hacer la suposición que en otro pozo inyectamos a un gasto,  $q_2$ , como se muestra en las figuras:

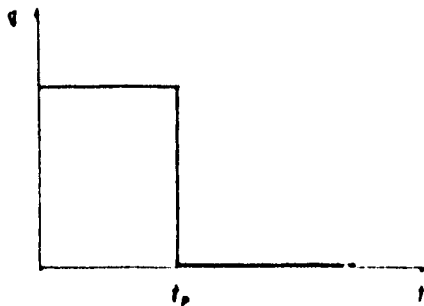


Fig. 18.a Pozo produciendo a un gasto  $q_1$  a un tiempo  $t=0$

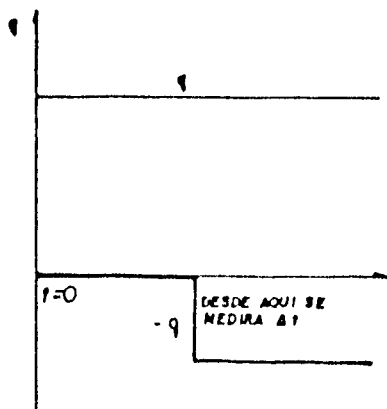


Fig. 18.b Pozo en el que se inyecta fluido a un gasto  $q_2$



obteniéndose el perfil siguiente:

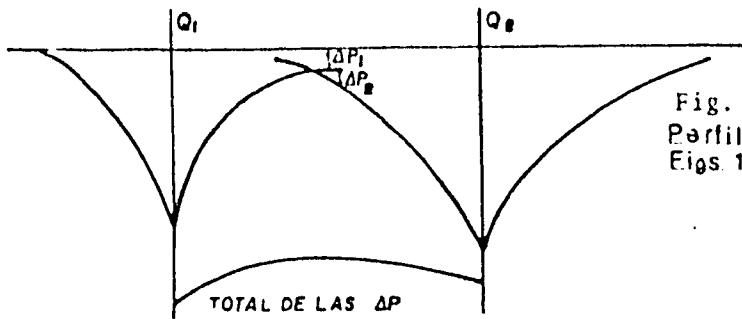


Fig. 19  
Perfil que se obtiene de las  
Figs. 18a y 18b

siendo entonces  $\Delta p_i = \Delta p_i(t_1) + \Delta p_i(t_2)$

Si ambos pozos están en la misma localización uno produciendo y otro inyectando los efectos se anulan (producción nula), esto físicamente no es posible, pero, matemáticamente sí lo es, por lo que solamente se utiliza como un artificio matemático.

Se sabe que el pozo productor causa una caída de presión de producción ( $\Delta p$ ) producción la cuál es igual a

$$\Delta p_{\text{prod}} = 162.6 \frac{q \mu B}{k h} \left[ \text{Log}(t) + \text{Log} \left( \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.87s \right] \quad (11.76)$$

la cuál es constante hasta un cierto tiempo y siendo esta positiva.

Ahora, haciendo lo mismo para un pozo inyector

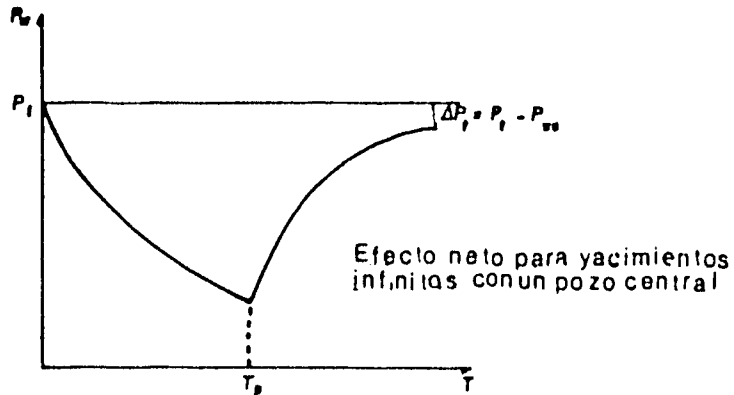
$$\Delta p_{\text{in}} = 162.6 \frac{(q) \mu B}{k h} \left[ \text{Log}(\Delta t) + \text{Log} \left( \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.87s \right] \quad (11.77)$$

donde  $\Delta t$  es el período de cierre, midiéndose al momento en que empieza a inyectarse.

El efecto neto para yacimientos infinitos con un pozo central es

$$\Delta p_i = \Delta p_{\text{prod}} + \Delta p_{\text{inv}} \quad (\text{II.78})$$

siendo su representación gráfica la siguiente:



El análisis de una prueba de incremento de presión es de gran utilidad para determinar algunas características importantes de los yacimientos. A continuación se describen los métodos más comunes:

#### METODO DE CURVAS TIPO

Descripción del Metodo:

- Conocer el tiempo de producción,  $t_p$ , desde el último cierre del pozo por medio de la expresión.

$$t_p = \frac{N_p}{q} \quad \text{en horas}$$

- Obtener  $\Delta p$ , haciendo  $\Delta p = p_{ws} - (p_w)_{\Delta t}$  y analizar los efectos de almacenamiento construyendo la gráfica de  $\text{Log } \Delta t$  contra  $\text{Log } \Delta t$  en papel transparente.
- Tomar el papel transparente y trazar en él los ejes logarítmicos, estos deben de ser iguales a los de las curvas tipo de Ramey Jr. Una vez hecha esta gráfica se procede a superponerla en las gráficas de las curvas

tipo y se trata de ajustar la curva de los datos reales en algunas de las curvas - - - teóricas.

- d) Hallar "s" y el tiempo en que terminan los efectos del almacenamiento "C<sub>0</sub>". Para poder hacer las lecturas del factor de daño y del punto que nos indica en que momento se acabarían los efectos del almacenamiento C es necesario colocar los ejes (de las curvas real y teórica) de forma paralela, y se procede a desplazar la gráfica de datos reales en forma horizontal o vertical pero sin alterar la posición paralela de los ejes trazados hasta lograr el ajuste perfecto de las curvas (real-teórica).

#### METODO DE HORNER

Horner en el año de 1951 obtuvo la siguiente expresión al hacer la combinación de ecuaciones de producción e inyección.

$$\Delta p_i = p_i - p_{ws} = 162.6 \frac{q \mu B}{kh} \left[ \text{Log } t - \text{Log } \Delta t \right] \quad (11.79)$$

siendo entonces

$$p_{ws} = p_i - 162.6 \frac{q \mu B}{kh} \left[ \text{Log} \left( \frac{t}{\Delta t} \right) \right] \quad (11.80)$$

observando la escala del tiempo se tiene que

$$t_{\text{total}} = t_{\text{Prod}} + t_{\text{Cierre}} \quad (11.81)$$

o sea

$$t = t_p + \Delta t \quad (11.82)$$

quedando la expresión anterior de la forma siguiente:

$$p_{ws} = p_i - 162.6 \frac{q \mu B}{kh} \text{Log} \left( \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (11.83)$$

otra manera de representarla sería invirtiendo los logaritmos

$$p_{ws} = p_i + 162.6 \frac{q \mu B}{kh} \text{Log} \left( \frac{\Delta t}{t_p + \Delta t} \right) \quad (11.84)$$

La cuál es una manera más sencilla de manejar la ecuación, debido a que todo es positivo incluyendo la pendiente de la recta que da como resultado el graficar  $p_{ws}$  contra  $\text{Log} \left( \frac{\Delta t}{t_p + \Delta t} \right)$ , y así una vez obtenida la pendiente se puede calcular  $kh$ .

Ahora, si se cierra el pozo un tiempo infinito, es decir, si el tiempo de cierre  $\Delta t$  es grande, el logaritmo de la expresión tenderá a ser la unidad, por lo que  $p_{ws} = p_i$ , extrapolándose de esta manera la recta de pendiente positiva que proporciona la gráfica de  $p_{ws}$  contra  $\text{log} \left( \frac{\Delta t}{t_p + \Delta t} \right)$ .

Pudiéndose decir además que

$$\lim_{\Delta t \rightarrow \infty} \frac{\Delta t}{t_p + \Delta t} = 1$$

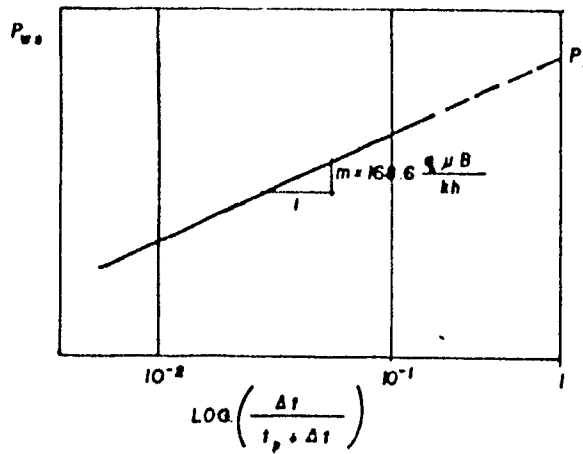


Fig. 21 Representación de un pozo con un tiempo de cierre  $\Delta t$  muy grande

Y es así como de este método se puede obtener  $kh$  y  $p_i$  para yacimientos infinitos, aunque cabe decir que la  $p_i$  para los yacimientos finitos es ficticia porque el yacimiento se depresionó algo durante la producción.

CALCULO DEL DAÑO "s"

Como ya se sabe, el daño "s" causa una caída de presión extra durante el flujo, por lo que es conveniente usar un dato anterior de  $p_{wf}$  antes de cerrar el pozo, ya que este aún se encuentra afectado por el daño, así pues

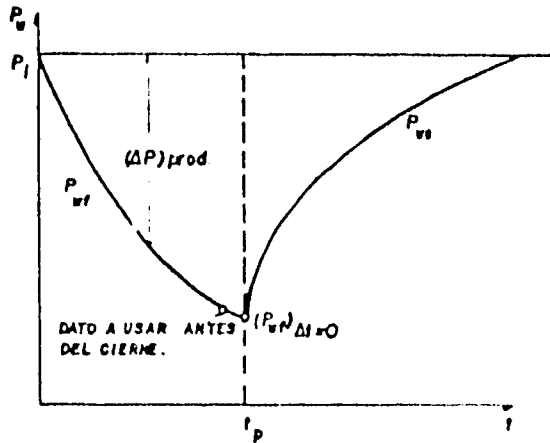


Fig 22 Ilustración del dato a usar para cuantificar el daño a la formación

$$\Delta p_{prod} \approx 162,6 \frac{q \mu B}{kh} \left[ \text{Log}(t) + \text{Log}\left(\frac{k}{\phi \mu c_l r_w^2}\right) - 3,2275 + 0,87s \right] \quad (11.85)$$

como  $\Delta p_{prod} = p_i - p_{wf}$   
y si  $\Delta t \rightarrow \infty$

entonces

$$p_i - p_{wf} = 162,6 \frac{q \mu B}{kh} \left[ \text{Log}(t) + \text{Log}\left(\frac{k}{\phi \mu c_l r_w^2}\right) - 3,2275 + 0,87s \right] \quad (11.86)$$

$$p_i = (p_{wf})_{\Delta t \rightarrow \infty} + 162,6 \frac{q \mu B}{kh} \left[ \text{Log}(t_p) + \text{Log}\left(\frac{k}{\phi \mu c_l r_w^2}\right) - 3,2275 + 0,87s \right] \quad (11.87)$$

de la ecuación (II.84) se tiene que

$$P_{ws} = (P_{wf})_{\Delta t=0} + \overbrace{162.6 \frac{q\mu B}{kh}}^m \left[ \text{Log}(t_p) + \text{Log}\left(\frac{k}{\phi\mu c_l r_w^2}\right) - 3.2275 + 0.87s \right] + \overbrace{162.6 \frac{q\mu B}{kh}}^m \text{Log}\left(\frac{\Delta t}{t_p + \Delta t}\right) \quad (II.88)$$

a cada tiempo de cierre le corresponde una presión de cierre.

Ahora, si  $\Delta t = 1 \text{ hr}$

$$P_{ws} = P_{wf} + m \left[ \text{Log}(p) + \text{Log}\left(\frac{k}{\phi\mu c_l r_w^2}\right) - 3.2275 + 0.87s - \text{Log}(t_p + 1) \right] \quad (II.89)$$

despejando "s"

$$s = 1.15 \left[ \frac{(P_{ws})_{\Delta t=1 \text{ hr}} - (P_{wf})_{\Delta t=0}}{m} - \text{Log}\left(\frac{k}{\phi\mu c_l r_w^2}\right) + \text{Log}\left(\frac{t_p + 1}{t_p}\right) + 3.2275 \right] \quad (II.90)$$

si el tiempo de producción  $t_p$  es muy grande el  $\text{log}\left(\frac{t_p + 1}{t_p}\right)$  desaparece, no así para tiempos cortos.

Esquemáticamente se tiene lo siguiente:

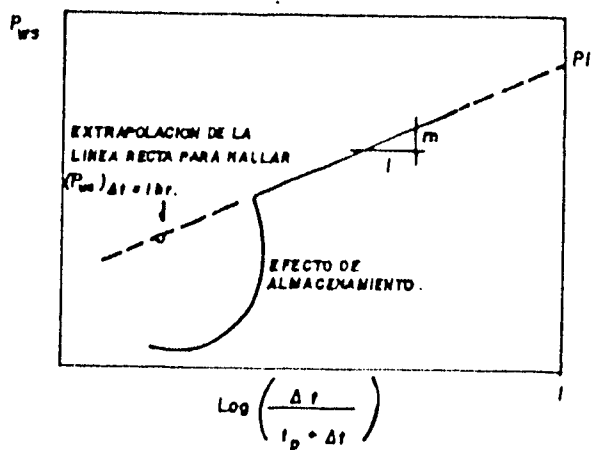


Fig. 25

Grafica para calcular el Jaño (Horne)

Recuerdese que para trabajar con este método es necesario contar con los siguientes datos:

- .- Tiempo de cierre  $\Delta t$
- .-  $p_{ws}$ , es decir,  $p_{i, \Delta t=0}$
- .- Y con el tiempo de producción, antes del cierre  $t_p$

Las ventajas que presenta el método de Horner son:

- .- No hay restricción al tiempo de producción.
- .- Se puede conocer  $p_i$ ,  $kh$  y  $s$  por medio de la expresión  $m = 162.6 \frac{q \mu B}{kh}$  y de aquí que

donde

$$kh = 162.6 \frac{q \mu B}{m}$$

$$m = 162.6 \frac{q \mu B}{kh} \quad (11.91)$$

#### METODO DE MILLER-DYES-HUTCHINSON

Ahora bien, cuando el tiempo de producción es muy grande la ecuación se simplifica, esto es

si  $t_p \gg 1$  entonces  $t_p + \Delta t \approx t_p$

$$p_{ws} \approx p_i + 162.6 \frac{q \mu B}{kh} \text{Log} \frac{\Delta t}{t_p} \quad (11.92)$$

por lo que

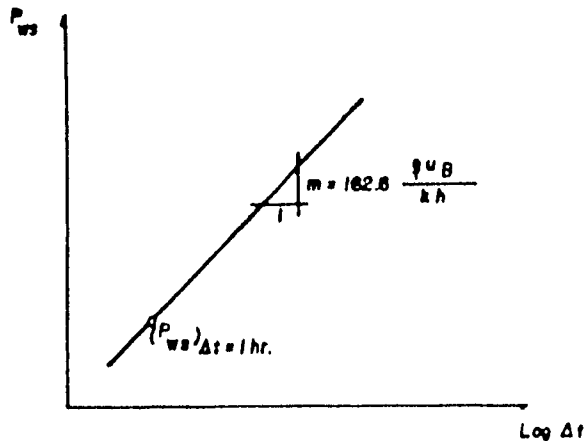
$$p_{ws} \approx p_i - 162.6 \frac{q \mu B}{kh} \text{Log}(t_p) + 162.6 \frac{q \mu B}{kh} \text{Log}(\Delta t) \quad (11.93)$$

donde

$$\begin{aligned} p_i &= \text{cte} \\ t_p &= \text{cte} \\ \text{y } \Delta t &= \text{variable} \end{aligned}$$

y es lo que se conoce como el método (MDH).

Si se grafica  $p_{ws}$  contra  $\log \Delta t$  se tiene lo siguiente:



Gráfica donde  $t_p \gg \Delta t$  (MDH)

Fig. 24

Es sumamente importante que  $t_p$  sea muy grande comparado con  $\Delta t$

#### CALCULO DEL DAÑO "s"

En el caso del método MDH se tiene:

$$s = 1.151 \left[ \frac{(p_{ws})_{\Delta t = 1 \text{ hr}} - (p_{ws})_{\Delta t = \Delta t}}{m} - \log \left( \frac{k}{\phi \mu c_v \Delta t} \right) + 32.275 \right] \quad (11.94)$$



siendo necesario para calcular "s" construir la gráfica siguiente:

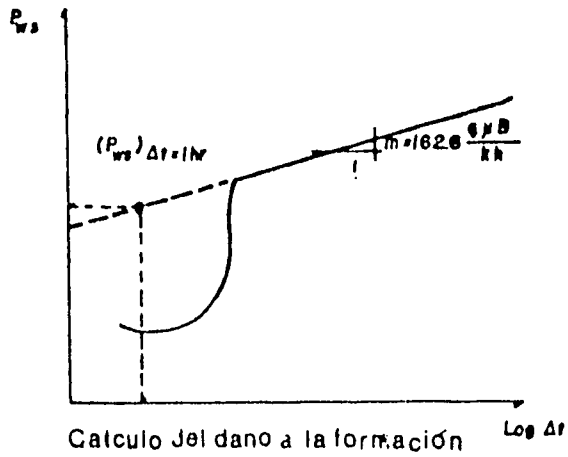


Fig. 25

Como puede observarse, este método es más sencillo que el método de Horner, además da muy buenos resultados si el tiempo de producción es muy grande.

En el método MDH si se grafica  $p_{ws}$  contra  $\log \Delta t$  se tiene una recta, o bien si se tiene:

$$\begin{aligned}
 \underbrace{p_{ws} - (p_{wf})_{\Delta t=0}}_{\Delta p} &= p_i - (p_{wf})_{\Delta t=0} - 162.6 \frac{q\mu B}{kh} \log(p) + \\
 &+ 162.6 \frac{q\mu B}{kh} \log(\Delta t) \quad (11.95)
 \end{aligned}$$

asi se le puede llamar ya que esto es lo que subiría la presión

Vease gráficamente

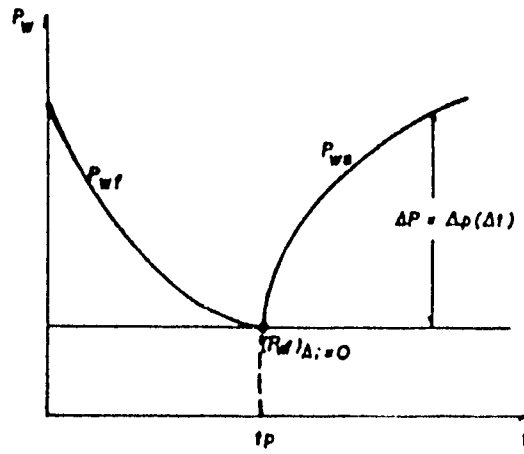


Fig 26 Grafica de la prueba de incremento MDH

EJEMPLO ILUSTRADO

Se llevó a cabo una prueba de incremento de presión en un pozo nuevo, que estuvo fluyendo aproximadamente durante 100 Hrs; a continuación se presentan los datos de la prueba, así como los datos adicionales del pozo y del yacimiento:

$t_p = 100$ Hrs	$\phi = 0.2$
$q = 123$ STB/D (antes del cierre)	$\mu = 1.0$ CD
$N_p = 500$ STB	$B_o = 1.22$
$h = 20$ FT	$c_t = 20 \times 10^{-6}$ PSI <sup>-1</sup>
$r_w = 0.3$ FT	

$\Delta t$ (Hrs)	$p_{ws}$ (psi)	$\frac{\Delta p}{t_p + \Delta t}$
0.0	4506 ( $p_{wf}$ ) $\Delta t = 0$	0
0.5	4675	$4.97 \times 10^{-3}$
0.66	4705	$6.55 \times 10^{-3}$
1.0	4733	$9.90 \times 10^{-3}$
1.5	4750	$1.47 \times 10^{-2}$
2.0	4757	$1.96 \times 10^{-2}$
2.5	4761	$2.43 \times 10^{-2}$
3.0	4763	$2.91 \times 10^{-2}$
4.0	4766	$3.84 \times 10^{-2}$
6.0	4770	$5.66 \times 10^{-2}$
8.0	4773	$7.40 \times 10^{-2}$
10.0	4775	$9.09 \times 10^{-2}$
12.0	4777	$1.07 \times 10^{-1}$

SOLUCION POR EL METODO  
DE CURVAS TIPO

- a) Determinar el tiempo de producción,  $t_p$ , desde del pozo

$$t_p = \frac{N_p}{q}$$

$$t_p = \frac{500 \text{ STB}}{123 \frac{\text{STB}}{\text{D}}} = 4.06 \text{ Días} \times \frac{24 \text{ HRS}}{\text{Día}} = 97.56 \text{ HRS} \approx 100 \text{ HRS}$$

- b) Calcular  $\Delta p$ , graficar en papel transparente el  $\log \Delta t$  contra  $\log \Delta p$  con el objeto de analizar los efectos del almacenamiento.

$\Delta t$ [Hrs]	$p_{ws} - (p_{wf})_{\Delta t=0}$	$\Delta p$
0.0	0	0
0.5	4675-4506	169
0.66	4705-4506	199
1.00	4733-4506	227
1.5	4750-4506	244
2.0	4757-4506	251
2.5	4761-4506	255
3.0	4763-4506	257
4.0	4766-4506	260
6.0	4770-4506	264
8.0	4773-4506	267
10.0	4775-4506	269
12.0	4777-4506	271



Como puede observarse la curva de datos reales se ajustan a la curva teórica correspondiente a  $s=5$ , por lo que este será el valor del efecto de daño.

- e) Ahora se procede a determinar el tiempo en que terminan los efectos del almacenamiento C, colocando las gráficas de la siguiente manera:

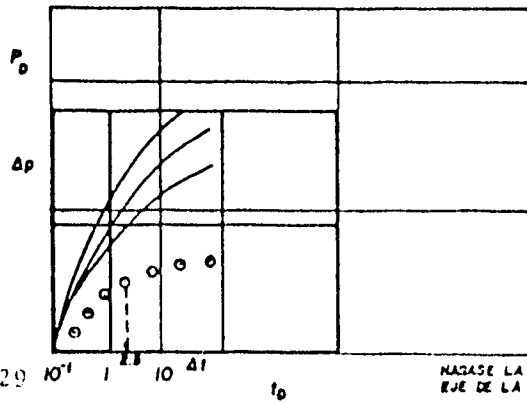


Fig. 29

Como se puede apreciar, el punto anteriormente hallado quedó ubicado entre el tiempo 2 y 3 de la gráfica teórica por lo que el tiempo que dura el almacenamiento es  $t=2.5$  hrs.

SOLUCION POR EL METODO DE HORNER.

a) Graficar  $p_{ws}$  contra  $\frac{\Delta t}{t_p + \Delta t}$  en papel semi logarítmico

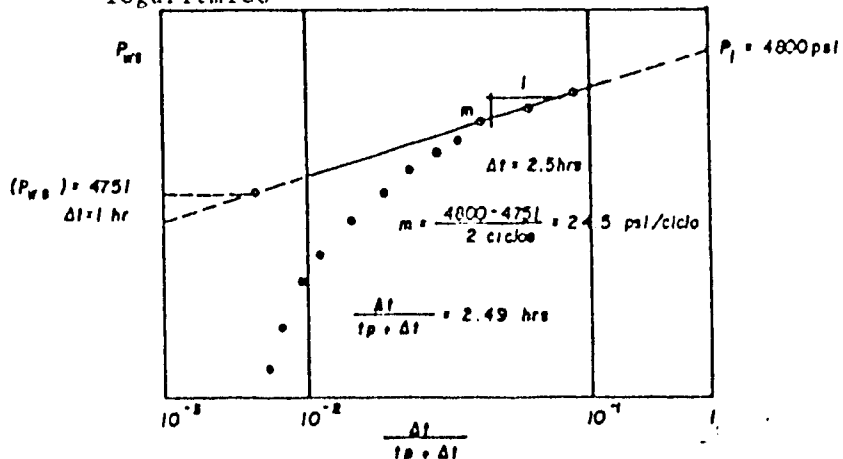


Fig. 30 Gráfica semi-log de la prueba de incremento de presión.

Ahora bien, de los datos aportados por la gráfica anteriormente construída, se procede a calcular  $Kh$ ,  $K$  y  $s$  con las ecuaciones que le corresponden a cada parámetro.

Utilizando la ecuación (11.91) se tiene que

$$Kh = 162.6 \frac{123 \times 1 \times 1.22}{24.5} = 996 \text{ md-ft}$$

Y por tanto  $K = \frac{996}{20} = 49.8 \text{ md}$

Y por último con la ecuación (11.90) se tiene:

$$s = 1.151 \left[ \frac{4751 - 4506}{24.5} \text{Log} \left( \frac{49.8}{0.2 \times 1 \times 20 \times 10^{-6} \times 0.3^2} \right) + \text{Log} \frac{100 \times 1}{100} \right] + 3.2275 =$$

por lo que sí existe daño en el pozo

$$s = +6$$

SOLUCION POR EL METODO  
MILLER-DYES-HUCTHINSON

a) Construir la gráfica contra Log

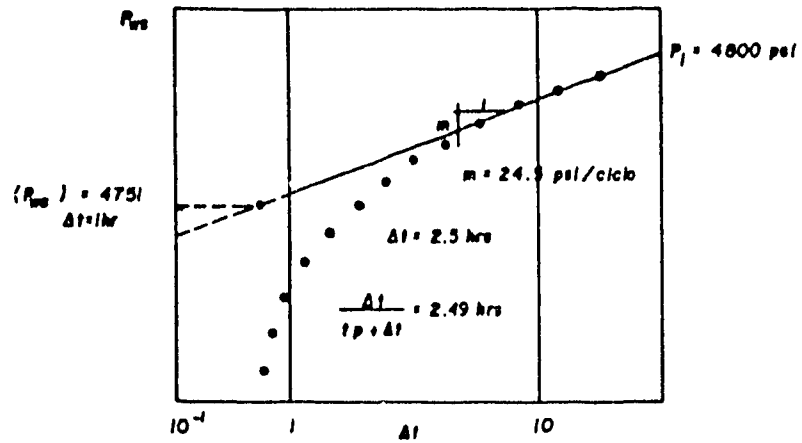


Fig. 31

b) Aplicando las ecuaciones (II.91) y (II.94)  
se tiene

$$Kh = 996 \text{ md-ft}$$

$$K = 49.8 \text{ md}$$

y

$$s = +6$$

Este método es eficiente para tiempos grandes,  
es más sencillo, pero el método de Horner es -  
más confiable debido a que proporciona una -  
recta más definida.



## CAPITULO III

### MEDIDAS PREVENTIVAS DEL DAÑO A LA FORMACION.

La reducción de la permeabilidad de una formación productora origina una disminución de la productividad y que la reducción de dicha permeabilidad se debe a la invasión de líquidos y sólidos, provenientes de los fluidos usados en la perforación y durante las operaciones de terminación, reparación o estimulación de un pozo. Durante las operaciones de reparación y estimulación siempre se pretende mejorar las condiciones de permeabilidad de la formación productora, sin embargo, en ocasiones cuando se aplican mal las técnicas correspondientes, se produce el efecto contrario, es decir, en lugar de obtener mayor productividad, se reduce después de las operaciones mal realizadas.

#### (III.1) MEDIDAS PREVENTIVAS GENERALES

1) Usar el fluido de perforación y terminación más adecuado en función de la composición mineralógica de la formación y de la presión y tipo de fluidos de dicha formación, con objeto de mantener las condiciones originales de la permeabilidad de la formación.

2) Usar el fluido más adecuado para las operaciones de reparación y estimulación en función de la composición mineralógica de la formación, la presión de los fluidos de la formación y del gradiente de fractura, con el objeto de mejorar las condiciones de permeabilidad original de la formación.

3) Efectuar las operaciones de perforación, terminación, reparación y estimulación de acuerdo a las características del pozo, principalmente en función de la presión de los fluidos de la formación, del gradiente de fractura, la permeabilidad y porosidad de la formación, de la estabilidad de las paredes del pozo y de las condiciones reológicas y tixotrópicas de los fluidos usados.

### (III.2) ETAPA DE PERFORACION

#### (III.2.1) MEDIDAS PREVENTIVAS PARA LA FILTRACION

##### 1) DENSIDAD DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION.

Independiente del fluido usado y de la operación que se esté efectuando en el pozo, el factor más importante para evitar o disminuir el daño a la formación es trabajar con el mínimo valor de " $\Delta p$ " ya que este término es el principal causante de la invasión de los fluidos y sólidos hacia las formaciones productoras. Esta invasión se efectúa por el alto filtrado hacia las formaciones con altas permeabilidades y porosidades o por las fracturas inducidas debidas a los altos valores de " $\Delta p$ ", obtenidos durante ciertas operaciones efectuadas en las diferentes etapas de la perforación.

Si se sabe que  $\Delta p = p_h - p_f$  (presión hidrostática - menos presión de los fluidos de la formación) y que la presión hidrostática es función de la profundidad y de la densidad del fluido, es obvio que esta densidad es la única variable que se puede controlar para tener el valor de " $\Delta p$ " más conveniente.

Siguiendo el criterio general la  $p_h$  debe de ser mayor que la  $p_f$  para contrarrestar la presión de los fluidos de la formación y evitar que estos penetren en el agujero y ocasionen descontrol del pozo y contaminaciones del fluido usado en la perforación y también evitar el derrumbe de las paredes, que se presenta en muchos casos cuando los valores de  $\Delta p$  son muy bajos y se efectúa el alivio de los esfuerzos o presiones tectónicas horizontales.

Para determinar la densidad del fluido de perforación, se debe conocer la presión de los fluidos de las formaciones y de acuerdo con el criterio general, la  $p_h$  debe de ser entre 5 al 10% mayor a la  $p_f$ , sin embargo, este porcentaje se puede disminuir hasta un valor menor de 2% cuando se conocen con exactitud las presiones de los fluidos de las formaciones que se van a perforar y se sabe que en dichas formaciones no existen problemas de inestabilidad del agujero causados por el tipo de formación y por las presiones anormales de los fluidos de otras formaciones que no sean

las productoras, localizadas arriba de las productoras y que siguen sin aislarse en el momento de estar perforando la formación productora.

El valor de  $p_h$  también debe de disminuirse si se presentan pérdidas de circulación del fluido a la formación las cuales no se pueden controlar con el uso de los obturantes correspondientes.

## 2) PERDIDAS DE FLUIDO EN FORMACIONES CON ALTA PERMEABILIDAD Y POROSIDAD.

Aparte de usar la mínima densidad del fluido de perforación o de control y mantener las mínimas propiedades reológicas y tixotrópicas en relación a la densidad del fluido, se debe usar un obturante adecuado, de ser posible de tipo temporal para que sea removido por disolución cuando se inicie la producción del pozo. Este obturante debe de ser de tipo fino y que pase por la malla del vibrador para que el lodo siga pasando a través de la malla y se eliminen los cortes de la formación que esté sacando el lodo a la superficie. El tipo de obturante temporal soluble en aceite no se debe usar en lodos emulsionados ni en lodos de emulsión inversa.

Cuando se está perforando la formación productora que es muy sensible al agua de los filtrados de los fluidos de perforación, se recomiendan las siguientes medidas preventivas del daño a la formación:

- Usar fluidos del tipo de emulsión inversa o fluidos base agua inhibidos con altas concentraciones de cloruro de sodio o de cloruro de potasio y con  $p_w$  moderado de 9 a 10.

Este tipo de lodos producen filtrados que son compatibles con la mayoría de las formaciones productoras, ya sean arenas sucias o calizas contaminadas con arcillas hidratables.

- Reducir al mínimo el filtrado dinámico de los fluidos usados en la perforación. Cuando se usa el fluido base aceite, el filtrado dinámico se reduce usando mayor cantidad de emulsionante y para los lodos inhibidos generalmente se usa la carboximetilcelulosa de sodio de baja viscosidad.

- Disminuir al mínimo el tiempo de contacto entre el fluido de perforación y la formación productora.

### (III.2.2) MEDIDAS PREVENTIVAS PARA LA INVASION DE SOLIDOS

La invasión de los sólidos de los lodos de perforación en la formación expuesta, forman una barrera cilíndrica de permeabilidad reducida alrededor del agujero.

El enjarre del lodo depositado en la superficie de la formación durante las operaciones de perforación se compone de sólidos de lodo de perforación y algunos recortes de formación. En ocasiones el enjarre no es impermeable o ha sido dañado físicamente por erosión, lo cual permite que los sólidos del lodo de perforación, sujetos a una presión hidrostática diferencial, invadan la formación causando el taponamiento de los poros o de las fracturas.

A continuación citaremos medidas preventivas recomendables:

- Eliminar arenas y arcillas, usando desarenadores y desarcilladores para evitar su recirculación, el rompimiento en partículas más pequeñas y su remolido por la barrena para disminuir al mínimo el arrastre de estas partículas por el filtrado a los poros de la formación productora.

- Usar lodos con bajo contenido de sólidos y que los sólidos inertes tengan el tamaño suficiente para que no penetren en los poros de la formación y que sean suspendidas en el seno del fluido (esto es con referencia a la barita).

### (III.2.3) BLOQUEO DE LOS POROS POR EL FILTRADO ACUOSO DE LOS FLUIDOS.

Este bloqueo se puede reducir si se usan surfactantes emulsionantes y detergentes en los fluidos de perforación y control. Estos materiales químicos favorecen la formación de emulsiones más fluidas y menos viscosas, en tal virtud, al ponerse en producción el pozo, estas emulsiones son desalojadas por arrastre y desplazamiento por los fluidos que fluyen a través de la formación productora.

(III.2.4) CEMENTACION DE LA TUBERIA DE  
REVESTIMIENTO EN FORMACIONES  
PRODUCTORAS SENCIBLES A LA  
FASE ACUOSA.

Los daños causados a la formación productora durante esta operación, son de los más importantes ya que los fluidos usados para efectuar las cementaciones, tales como los fluidos separadores de enjarre y los "colchones" que separan el lodo y la lechada de cemento y la propia lechada de cemento, son fluidos que tienen altos filtrados, los cuales no están tratados convenientemente para evitar el daño a la formación por una interacción de las arcillas de la formación y el arrastre de sólidos dentro de los poros de dicha formación productora.

Por lo tanto, se puede afirmar que ésta operación siempre causará daño el cual es inevitable, pero se puede hacer que este sea mínimo, para lo cual se proponen las siguientes medidas preventivas:

- No usar "baches" de agua dulce o salada que eliminen el enjarre formado por el lodo de perforación. Este enjarre se debe eliminar con raspadores y ser desalojado por el mismo lodo al desplazar la lechada de cemento al espacio anular del agujero.

- Usar cloruro de sodio o de potasio en la lechada de cemento para que estas sales reduzcan la hidratación e hinchamiento de las arcillas que contaminan a las arenas o calizas de las formaciones productoras

- Usar surfactantes y detergentes en la lechada de cemento para que el filtrado tenga menor tensión interfacial y se favorezca la formación de emulsiones de bajas viscosidades.

- Usar reductores de filtrado en la lechada de cemento tales como la carboximetilcelulosa de sodio para reducir el filtrado y arrastre de partículas sólidas a la formación productora.

- Usar diesel, o salmueras de cloruro de sodio o potasio, o emulsiones de diesel agua 50% con 2% de surfactantes y 4% de emulsionante, como "colchones" que separen el lodo de la lechada de cemento.

- Reducir al mínimo la densidad del lodo antes de iniciar las operaciones de meter la tubería de revestimiento.

(III.2.5) PRECIPITACION DE SALES DEBIDO  
A LOS FILTRADOS DE LOS FLUIDOS.

Las sales precipitadas por la acción de las --- sales solubles que lleva el filtrado con las sales disueltas en el agua congénita no es posible evitarlas. No existe medida preventiva para este daño, lo único que se puede hacer es corregir el daño con tratamiento de ácidos.

(III.3) CONTROL DE PRESIONES DURANTE  
LA PERFORACION COMO MEDIDA  
PREVENTIVA PARA EVITAR LOS -  
DAÑOS A LA FORMACION 21

El control de presiones durante la perforación de pozos petroleros, puede considerarse como una medida preventiva que tiende a evitar los daños a la formación ocasionados por los fluidos de control de densidades mayores que la necesaria, esto se efectúa --- mediante el manejo cuidadoso de tal propiedad para -- controlar la presión de formación.

El control de esta propiedad, además de evitar los daños citados, permite asimismo, el conocimiento previo del gradiente de presión y de fractura de las formaciones, la determinación de las profundidades -- requeridas de cementación de las tuberías de revestimiento, lo que trae consigo ahorros en las erogaciones a efectuar, motivo por el cual se exponene brevemente conceptos básicos y normas que deben seguirse para el control de presiones.

(III.3.1) PRESION DE FORMACION

Es aquella que actúa sobre los fluidos (agua de formación, aceite, gas) en el espacio poroso de la -- formación. Una presión normal de formación es aquella igual en magnitud a la presión hidrostática.

(III.3.2) GRADIENTE DE PRESION

Es el aumento de presión por unidad de profundidad y varía de acuerdo con el peso específico o densidad del líquido.

(III.3.3) PRESION HIDROSTATICA.

Es decir, la presión de un líquido en reposo, se obtiene multiplicando la profundidad por el gradiente de presión del fluido. La presión hidrostática en -- pozos direccionales debe de calcularse usando la profundidad vertical y no la profundidad medida.

#### (III.3.4) PRESION ANORMAL Y NORMAL

Presiones anormales son aquellas que a determinada profundidad difieren directamente de la presión esperada, y pueden ser mayores o menores que la hidrostática.

En realidad algunas formaciones contienen bajas o altas presiones y son consideradas yacimientos cerrados, es decir, no conectados con formaciones de presión normal.

La explicación geológica de la presión normal de formación es que la mayor parte de los yacimientos son mantos de arena que tienen continuidad a través de contactos subterráneos con formaciones porosas expuestas en superficie. A pesar de que la distancia horizontal puede ser de muchas millas el efecto cumulativo vertical es igual a la profundidad de la formación.

Pero esto no es el caso con las presiones de formación anormales, la mayoría de los investigadores consideran que las formaciones de alta presión anormal, son yacimientos con acumulación de fluidos sin comunicación con otros estratos porosos.

Los yacimientos de este tipo usualmente están asociados con formaciones de lutita, arriba y abajo. Se estima generalmente que el agua exprimida afuera de la lutita debido al peso de las rocas subyacentes, se acumula en las zonas arenosas más permeables y una vez atrapada, provoca las presiones excesivas.

#### (III.3.5) PRESION DE CIRCULACION

La presión de circulación tiene la función de vencer la fricción entre el lodo y todo lo que este puede encontrar durante su movimiento en la tubería, en la barrena y en el espacio anular. La presión de bombeo es la suma de las caídas de presión en cada una de estas secciones.

Para obtener la presión total sobre la formación debe agregarse la presión para vencer la fricción del lodo entre la tubería y la formación en el espacio anular a la presión hidrostática de la columna de lodo. Estas pérdidas de presión de circula-



ción varían con la viscosidad y el gel del lodo, la longitud y el diámetro de la tubería, el tamaño de las toberas de la barrena, el espacio anular y el gasto.

#### (III.3.6) PRESIONES ADICIONALES

Las presiones adicionales se desarrollan contra la pared del pozo por causa de movimientos de la tubería de perforación, especialmente cuando tales movimientos son rápidos, cuando el lodo tiene viscosidad y un gel elevado, y cuando se están empleando grandes longitudes de tubería.

En funciones de todos estos factores, mientras mayor sea el movimiento relativo del lodo respecto a los tubos y viceversa, más grande será la tendencia del lodo a adherirse a la tubería y a las paredes del agujero. Si la tubería es maniobrada hacia abajo al mismo tiempo que se hace circular el lodo, el efecto será acentuado, ya que los dos efectos deben de sumarse. El valor de las presiones adicionales es función de la viscosidad, del gel y de los diámetros de la tubería, de los lastrabarrenas y del agujero.

#### (III.3.7) EFECTO DE SUCCION

Al contrario de las presiones adicionales, una succión se produce cuando la tubería sube demasiado rápidamente; entonces se crea una disminución de presión cuando el lodo no baja en el agujero con la misma rapidez con que se saca la tubería.

Cuando la presión hidrostática del lodo es ligeramente superior a la presión de formación, la reducción por succión favorecerá la entrada de fluidos de formación en el pozo. Esto puede ser el principio de un brote imprevisto. Esto puede acentuarse si la barrera está anulada por una bola de barro.

El peligro de este efecto de succión es mayor cuando la tubería se encuentra cerca del fondo, y este es el momento en que se necesita la mayor precaución. Debería medirse el volumen de lodo necesario para mantener lleno al pozo mientras se va sacando la tubería. Si resulta menor del volumen equivalente a la tubería sacada, se deducirá que existe filtración de fluidos en el pozo.

Si se constata succión, debe de bajarse la tubería al fondo, el lodo contaminado debe de eliminarse y se debe de aumentar el peso del lodo antes de volver a levantar la tubería.

Para estar seguro de que no existe entrada de fluido de formación, se debe determinar el volumen necesario para compensar la tubería sacada, por medio de un tanque calibrado, número de embolados, e indicadores de nivel del tanque de lodo, y confrontarlo con una tabla que indique los volúmenes requeridos de acuerdo con el tamaño de la tubería y el número de tubos sacados del pozo. Durante el viaje, se deberá controlar el aumento de volumen en el pozo o en el tanque calibrado para cerciorarse de la cantidad exacta de lodo que se va desplazando.

En conclusión, los cambios de presión debidos a movimiento de la tubería pueden disminuirse:

- Reduciendo la densidad del lodo al mínimo necesario para equilibrar la presión de formación.
- Reduciendo la viscosidad del fluido y el gel.
- Con un cauteloso movimiento de la tubería --- cuando la mayor parte de ella está dentro del agujero, y
- Con suficiente espacio anular entre la tubería de perforación y la pared del agujero.

#### (III.3.8) DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACION.

La caída de presión, cuando el fluido circular en el espacio anular se suma a la presión hidrostática. Esto tiene el efecto aparente de aumentar la densidad del lodo en la columna. Cuando se para la circulación el margen agregado desaparece. La eliminación de este margen y la pérdida de presión hidrostática por la falta de lodo en el pozo la presencia de succión puede ser la causa de que la presión de formación llegue a superar la presión hidrostática de la columna del fluido.

Si la densidad del lodo que es está empleando es a penas equivalente a la presión de formación, se debe de agregar material densificante para contrarrestar el posible efecto de succión y compensar la

pérdida de densidad por circulación. La llamada densidad de circulación equivalente puede calcularse -- usando las propiedades del lodo, la velocidad anular la profundidad del agujero, pero para fines prácticos (0.05gr/cm<sup>3</sup>) 0.3 lb/gal (0.05 gr/cm<sup>3</sup>) al lodo.

#### (III.3.9) COMPENSACION DE FLUIDO EN EL POZO.

La medición del volumen del lodo que se emplea para llenar el pozo cuando se saca la barrea es muy importante, especialmente cuando hay solamente un -- pequeño exceso sobre la presión de formación. El --- mejor método es medir el volumen de lodo usado para reemplazar el volumen de la tubería que se saca del pozo.

El mantener el pozo lleno de fluido es especialmente importante en el momento que los lastrarre-- nas alcanzan la superficie pues el, los desplazan un volumen mayor que la tubería. El nivel del lodo bajará de cuatro a cinco veces más rápidamente que cuando se saca la tubería. En consecuencia se debería -- llenar el agujero cuatro o cinco veces más que antes. Esta condición es especialmente peligrosa cuando hay arenas con gas expuestas a bajar profundidad en el -- pozo. Pues, debido a la profundidad, el exceso de presión hidrostática sobre la presión de formación es -- mínimo.

#### (III.3.10) PERDIDAS DE CIRCULACION.

Uno de los más serios y costosos problemas que puede ocurrir en la perforación de un pozo es la -- pérdida por circulación.

Las formaciones en las cuales el lodo se puede perder son:

- Rocas cavernosas y rocas con fracturas abiertas.
- Formaciones permeables a poca profundidad --- como arenas y gravilla; y
- Formaciones fracturadas o fácilmente fracturadas.

Para que se verifique pérdida de circulación -- deben existir aperturas en la roca que reciban el --

fluido y suficiente exceso de presión que provoque la infiltración en la formación. Defectos de cementación de la tubería de revestimiento son causa frecuente de pérdida de circulación y volver a cementar la tubería es, casi el único remedio.

Si se verifican pérdidas de circulación mientras se controla un brote y los preventores están bajo presión, se crea entonces el peligro de perder todo control y de enfrentarse a graves problemas. La zona de pérdida debe de repararse antes que se pueda aplicar cualquier procedimiento de control de la presión. La única verdadera protección contra la pérdida de circulación es el tener una longitud adecuada de tubería y la densidad de revestimiento dentro del pozo, de modo que se pueda emplear de lodo necesario para conseguir control. También es posible colocar una columna de lodo pesado debajo de la zona de pérdida y sucesivamente rellenar el agujero hasta la superficie con fluido de menor densidad. La presión hidrostática de los dos fluidos combinados puede resultar suficiente para equilibrar la presión de formación, que de otra manera podría causar un reventón.

#### (III.3.11) FRACTURA DE FORMACION

La capacidad de formaciones expuestas en un pozo de resistir la presión de un lodo de cierta densidad a una determinada profundidad está relacionada, al peso de sobrecarga y a la presión en el espacio poroso de la formación. Si la presión del fluido en el pozo es mayor que la presión de fractura de la formación, entonces la formación se quebrará, con subsecuente pérdida de fluido.

La pérdida de circulación es un gran riesgo cuando hay formaciones expuestas que continúen altas presiones, pues al disminuir el nivel de lodo en el pozo se verificará casi por cierto un brote.

En áreas de edad geológica reciente, los estratos poco profundos contienen proporcionalmente más agua y son más porosos, menos compactos, y por lo tanto más livianos que las rocas más profundas.

Por consecuencia, formaciones pozo profundas se fracturan a presiones más bajas que las rocas más densas y más comprimidas que se encuentran a mayores profundidades.

Cuando se trata de circular lodo más denso para controlar la presión de formación, se debe considerar el gradiente de fractura aplicable al área referida. Si fuera necesario usar lodo más denso para contener altas presiones de formación, mientras se va profundizando un pozo, se deberá colocar tubería de revestimiento hasta alcanzar formaciones que no se fracturen con esa densidad de lodo.

La presión de fractura y la presión de poros están relacionadas. A pesar de que formaciones poco profundas pueden fracturarse con lodo bastante liviano, formaciones de presión anormal sólo pueden fracturarse con lodo de mayor densidad.

#### (III,4) BROTE

Es la primera manifestación de un descontrol y es ocasionado por la entrada de fluidos provenientes de la formación, tales como gas, agua salada o aceite.

##### (III.4.1) IDENTIFICACION DE UN BROTE

A pesar de que las formaciones de presión anormal son un verdadero peligro en la perforación, la mayoría de los brotes se han verificado en localidades con presiones de formación anormales. La mayor parte de ellos ocurrieron durante maniobras de tuberías.

Cuando se sacan los primeros tramos de tubería, se verifica una reducción en la presión del fondo a consecuencia de la parada de la circulación y se crea un fenómeno de succión. Se puede verificar una infiltración en el orificio de fluidos provenientes de una formación; una atenta observación del lodo de retorno permitirá darse cuenta de tal eventual infiltración. En este caso se deberá aumentar la densidad del lodo antes de seguir extrallendo de la tubería.

A veces los primeros indicios de esta situación son difíciles de observar, como por ejemplo un aumento del contenido de cloruro en el lodo. Otras veces los indicios son más evidentes, como el aumento de velocidad de perforación acompañado del aumento de nivel del fluido en las presas.

Los indicios más comunes asociados a la posibilidad de brote, son los siguientes:

- Aumento de nivel en las presas del lodo
- Aumento de velocidad de perforación
- Cabeceo de gas
- Disminución de la presión de circulación.
- Lodo cortado con gas
- Trazas de gas, petróleo o agua salada.
- Lodo que fluye del pozo

Ciertos indicios o hechos pueden producirse al mismo tiempo, como un "quiebre" en la perforación, - pérdida de lodo, aumento de nivel en las presas y -- trazas de gas, petróleo o agua en los tanques, antes que el pozo empiece realmente a fluir.

Cuando al estar perforando con lodo de alta densidad y la sarta de perforación es bajada demasiado aprisa causando una pérdida de circulación, se podrá observar un indicio de brote a consecuencia de la -- baja de nivel del lodo en el pozo. En este caso no - se notará ninguno de los indicios citados, la erupción empezará en el momento mismo que el fluido llegue a la superficie.

#### (III.4.2) CERRAR EL EQUIPO PREVENTOR

A falta de este paso decisivo, no se puede --- hacer mucho más.

Las etapas a seguir para mantener el control -- sobre la amenaza de brote son las que se indican a -- continuación:

- La primera manifestación de una amenaza de -- brote es un aumento de volumen en las presas.

- Parar la bomba

- Opere inmediatamente el preventor para cerrar completamente el pozo

- Registrar presión en la tubería de perforación.

- Registrar la presión en el cabezal del espacio anular.

- Registrar el nivel de ganancia en las presas de lodo.

La secuela de estas operaciones logra los siguientes puntos:

- Minimiza la entrada de fluidos de formación al pozo.

- Minimiza la cantidad de lodo expulsado del -- pozo.

- Determina los valores de las presiones en --- juego.

En algunos casos el cierre del pozo puede resultar peligroso si se tiene colocada la tubería de revestimiento a poca profundidad. En este caso puede resultar un brote al rededor de la tubería por la parte externa, ocasionado por la fractura de la formación.



(III.5) ETAPA DE TERMINACION  
Y/O REPARACION

(III.5.1) MEDIDAS PREVENTIVAS PARA LA  
FILTRACION E INVASION DE --  
SOLIDOS.

1) FLUIDOS DE CONTROL UTILIZADOS

Las características del fluido de control utilizado durante las etapas de terminación y/o reparación de un pozo petrolero, tienen un efecto preponderante sobre las formaciones productoras las cuáles deben encontrarse regidas por la información aportada durante la perforación del mismo, así como de las presiones que se esperan obtener al poner en producción el o los intervalos programados, para el caso de las terminaciones y de los registros de presiones de fondo y comportamiento del pozo durante su etapa productiva, y para las operaciones a que haya lugar.

2) LODOS DE EMULSION INVERSA

La práctica actual es el empleo de lodos bentoníticos para el control y limpieza de los pozos, al llevar a cabo la terminación del mismo; sus características, como ya se ha visto, están regidas por la información obtenida durante la perforación, sin embargo, debido a los sólidos en suspensión y a su rango de filtrado tan elevado, a menudo ocasiona daño a la formación al entrar en contacto con ella, después de haber sido perforada la tubería de revestimiento.

El empleo de lodo de emulsión inversa, cuyas características son favorables, puede servir en mucho para la prevención del daño.

Las ventajas de este fluido de control son las siguientes:

- Su rango de filtrado es nulo, en caso de existir, el aceite que contiene no dañaría la formación.
- Debido a que el aspecto económico es fundamental, ya que a pesar de que su costo inicial es elevado a medida que su uso aumenta llega el momento en --

que la erogación es mínima, ya que este es recuperable en un 80% y mediante un reacondicionamiento se puede emplear en intervenciones posteriores.

- La densidad del mismo puede variarse en el rango más adecuado, de acuerdo con las condiciones del yacimiento.

- Tratándose de la utilización de este tipo de lodo para las etapas de terminación o reparación, la toma de registros geofísicos no queda afectada.

También existen ciertas desventajas que restringen su uso tales como:

- Es necesario construir un sistema cerrado de circulación para evitar el derrame y contaminación.

- El peligro de accidentes aumenta debido a sus características.

Sin embargo, regulando todas estas características y analizando sus ventajas, se estima que su empleo como fluido de control es el más adecuado en todo tipo de intervenciones, tanto de terminación como de reparación de pozos y que la efectividad de su uso deberá de quedar sujeta a los resultados estadísticos de su aplicación en este tipo de operaciones.

### 3) AGUA SALADA

El empleo del agua salada como fluido de control, actualmente se reduce a la reparación de pozos en todos aquellos casos en que la presión del yacimiento es normal y conocida; por regla general, la programación de sus características son las más apropiadas, por lo que en el filtrado de la misma, queda su efecto minimizado de tratarse de intervalos productores con altos porcentajes de arcilla, ya que en este caso, el agua salada causa poco daño.

Se estima, sin embargo que el uso de este tipo de fluido de control, tiene el inconveniente de la acción bacteriana en las formaciones productoras, dado que el agua utilizada no es tratada químicamente

y por lo tanto los microorganismos que proliferan en ella, pueden ocasionar una reducción en la permeabilidad.

El uso de bactericidas apropiados resuelven en mucho el problema señalado.

#### 4) ACEITE ESTABILIZADO

Su empleo como fluido de control, es bastante - recomendable en aquellas intervenciones de carácter rutinario, que no entrañan peligro de brotes, tales como cambio de aparejo en pozos de bombeo neumático, cambio de sistema de explotación, así como en aquellos pozos de baja presión en donde aún el agua tiende a perderse en la formación.

Sus características lo hacen el fluido más aceptable, ya que tiene ciertas ventajas sobre los demás:

- El filtrado es aceite, sí es que lo hay
- Su obtención es simple, sobre todo en aquellos lugares que cuentan con planta de absorción.

Al mismo tiempo, su empleo presenta ciertas desventajas, las cuales vienen a ser las mismas que las indicadas en los lodos de emulsión inversa, además de que su punto de ignición e inflamación deberá de ser verificado perfectamente y deberá estar dentro de las especificaciones impuestas por la comisión mixta de higiene y seguridad.

(III.6) MEDIDAS PREVENTIVAS PARA EVITAR  
DAÑOS A LA FORMACION DURANTE LAS  
OPERACIONES DE TERMINACION RE-  
PARACIONES DE POZOS.

Durante estas operaciones se originan los mayores daños a las formaciones productoras.

Para las operaciones de cementación se recomiendan las siguientes medidas preventivas:

- Meter la tubería de revestimiento a velocidades moderadas sin pasarse de velocidad recomendada, extremar las precauciones si se encuentra resistencia.

- Las cementaciones primarias en formaciones --porosas, usar altas velocidades de desplazamiento de la lechada de cemento (flujo turbulento).

- Las cementaciones forzadas deben hacerse con la mínima carga hidrostática de la columna de lodo - evitar canalizaciones de la lechada de cemento hacia la formación productora.

A continuación se citan medidas preventivas -- para evitar el daño a la formación en las etapas ya mencionada.

(III.6.1) TECNICA DEL CONTROL DE  
POZOS.

La mecánica de operación empleada en las operaciones en los pozos durante estas etapas, puede no ser un factor de daño a las formaciones productoras sin embargo, una técnica inadecuada puede originar la invasión del fluido de control dentro de la formación, con la consiguiente reducción de la porosidad y permeabilidad, como consecuencia de la deposición de los sólidos en suspensión y del enjarre.

(III.6.2) DESPLAZAMIENTO DE LOS FLUIDOS  
CONTENIDOS EN LA TUBERIA DE -  
PRODUCCION PARA CONTROLAR EL  
POZO

A fin de llevar a cabo los trabajos y operaciones programadas para la intervención de un pozo, --

cuando se trata de una reparación o de una terminación, será necesario desplazar los fluidos contenidos en el mismo, lo anterior generalmente se lleva a efecto a través de la válvula de circulación colocada arriba del empacador, como medida preventiva -- deberá calcularse la columna de fluido a emplear, con una densidad tal que controle la presión del yacimiento y al mismo tiempo no ocasione daño a la formación, puesto que de utilizar un fluido de control con una densidad mayor, podría originar una inyección y pérdida con el daño consecuente.

Por otra parte, los fluidos contenidos en el -- pozo al ser desplazados a la superficie, deberán ser quemados de así permitirlos, con el objeto de evitar se mezclen con el fluido de control evitando recircularlos al pozo, ya que esto puede originar un descontrol al disminuir la densidad a un valor tal que la presión del yacimiento llegará a ser mayor que la -- ejercida por la columna hidrostática.

#### (III.6.3) REGRESION DE FLUIDOS AL YACIMIENTO

Hay ciertas ocasiones en que por causas diversas tanto físicas como mecánicas, no es posible desplazar los fluidos a la atmósfera, sin embargo, para poder controlar el flujo es necesario regresar el -- volumen de fluido en la tubería de producción al yacimiento.

La técnica adecuada es similar a la anterior, -- ya que una vez seleccionado el peso adecuado del --- fluido de control, deberá calcularse el volumen de -- desplazamiento necesario con bastante exactitud, ya que cualquier excedente originaría la inyección del fluido de control al yacimiento. Deberá observarse -- que no existe flujo y proceder a la recuperación del aparejo de producción.

### (III.7) PERFORACION DE LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO DE EXPLOTACION

Durante la terminación así como en la reparación de los pozos, es necesario la perforación de la tubería de revestimiento para abrir a producción los intervalos seleccionados.

Las pistolas actualmente en uso son de dos tipos, las recuperables y las desintegrables, y en ocasiones debido a las cantidades considerables de residuo que originan las pistolas últimamente mencionadas, se presentan daños de tipo secundario, tales como el taponamiento de la tubería de producción, que trae como consecuencia restricciones en el flujo. Cuando los intervalos por disparar son bastante amplios se utilizarán desintegrables, en el caso de terminaciones convencionales, se opta mejor por abrir el intervalo a producción y proceder a introducir el aparejo de producción.

Por otra parte, y con objeto de evitar daños ocasionados por la exposición del intervalo por abrir a producción con el fluido de control, así como de ahorrar tiempo de operación por efecto de sondeo, cuando se estima que el intervalo por probar sea de baja presión, se ha utilizado con éxito el nitrógeno represionado dentro de la sarta de producción, mismo que posteriormente será expulsado al abrir el pozo a la atmósfera, efectuando inclusive, mediante un adecuado estrangulamiento, un efecto de sondeo que ayuda al yacimiento a manifestarse.

Si durante la operación del disparo en cámara de nitrógeno represionado, existiera invasión del mismo a la formación, no habrá daño alguno, ya que además de tratarse de un gas inerte, este después es desahogado a la superficie.

El uso del nitrógeno se ha circunscrito principalmente para aquellos yacimientos cuya presión de fondo estática a presión de yacimiento se conoce o se estima que es muy baja y que aún con el uso de una columna de agua o de aceite se tendrán

problemas de pérdidas, así como a aquellos yacimientos en los cuales aún cuando su presión sea suficiente para soportar la carga hidrostática, su permeabilidad es bastante reducida. Lo anterior es debido a que la adquisición del nitrógeno es bastante elevada además de que regularmente se generan tiempos de espera bastantes fuertes en los equipos de terminación o reparación por la falta oportuna de ese servicio.

Independiente del último concepto asentado, la utilización generalizada del nitrógeno debe de estar supeditada a un balance económico entre los costos de ese servicio y los daños que se evitarían, ya que dichos daños son función directa de las características del yacimiento por probar.

### (III.8) SELECCION DEL APAREJO DE PRODUCCION

La tendencia actual al terminar los pozos por razones económicas basadas en la necesidad de agotar hasta el máximo posible las existencias de materiales para este tipo de operaciones obtenidas de años anteriores, es de introducir los aparejos de producción con los empacadores que se tienen en existencia, despreciando hasta cierto grado los efectos que pueden ocasionarse a las formaciones como consecuencia de futuras intervenciones que se generan debido a la explotación de los pozos.

Considerando lo anterior y tomando en cuenta de que estos mismos empacadores han sido ya utilizados con anterioridad, se citará a continuación los problemas que se han observado con motivo de las intervenciones actuales en pozos que ha sido necesario reparar.

Estas observaciones están básicamente dirigidas a los empacadores de carácter permanente y los cuales son comunmente usados en las terminaciones dobles y ocasionalmente en las terminaciones sencillas.

Al intervenir un pozo que haya sido terminado con aparejo permanente, se hab presentado problemas que en algunas casos ha logrado dañar la formación, como posteriormente puede apreciarse por las pruebas de producción que se efectúan; el daño básicamente consiste en la invasión del filtrado a la formación del fluido de control y los sólidos contenidos en este, como consecuencia de la necesidad de utilizar lodos de alta viscosidad que originan altas presiones de bombeo, con el objeto de recuperar la pedacería de la parte del empacador que es molible, cuando se va a intervenir el yacimiento.

Además de estos daños, en ocasiones se llegan a presentar problemas mecánicos que inclusive orillan a abandonar los yacimientos por reparar, esto primordialmente puede referirse a el caso de aquellos empacadores permanentes que se encuentran colocados arriba de la boca de una tubería de revestimiento corta.

Con objeto de evitar al máximo posible los daños y problemas mecánicos antes señalados, cabe hacer mención que con anterioridad se han usado con buenos



resultados, empacadores de tipo semipermanente, los cuales permiten aislar la zona disparada mediante accesorios especiales cuando las operaciones a efectuar se van a llevar a cabo arriba de dicho empacador, con lo cual se evita un probable daño a la formación por invasión del fluido de control. Ahora bien, en el caso de que la intervención deba llevarse a efecto abajo de la zona disparada del empacador, este puede recuperarse, con lo que eliminan los problemas descritos.

(III.9) CONTROL DEL FLUJO DURANTE  
LAS PRUEBAS DE PRODUCCION.

El manejo inadecuado de estranguladores, durante las pruebas de producción, puede ser origen de daño a la formación productora, tales como - - arenamientos, conificación, etc., por lo que al iniciarse el flujo del pozo, es necesario una cuidadosa observación del comportamiento del mismo, con el objeto de regular el flujo con los estranguladores apropiados, hasta que los hidrocarburos fluyan completamente limpios, con lo cuál se evitarán problemas que ameriten intervenciones posteriores y en casos extremos inmediatos.

## CAPITULO IV

### (IV.1) MEDIDAS DE CORRECCION DEL DAÑO

El daño causado a la formación productora de un pozo perforado y terminado en condiciones normales, generalmente se puede eliminar casi totalmente con tratamientos adecuados de estimulación. Se consideran medidas correctivas a las estimulaciones y estas pueden ser de los siguientes tipos; químico, térmico y de fracturamiento.

Una operación de estimulación consiste en colocar el fluido de estimulación en el lugar y que este penetre completamente en la formación dañada. Una buena planeación de la operación de una estimulación, eliminará el daño, abrirá nuevos canales de flujo hasta la formación que no sufrió daño, modificando el sistema de flujo radial a lineal hacia la fractura abierta, y esto por supuesto aumentará el área de drene y se tendrá menor caída de presión de la matriz del yacimiento al agujero, registrándose mayor presión en la superficie, aumentando la productividad del pozo.

Las correcciones a los daños a la formación productora, se deben de programar de acuerdo a la intensidad del daño. Este daño puede ser de las siguientes magnitudes:

- Daño superficial.- Invasión del filtrado y sólidos formando un enjarre con muy poca profundidad en la formación productora.

- Daño por invasión del fluido sin fracturamiento de la formación, sin apreciable invasión del fluido.

- Daño por invasión del fluido por fracturamiento y pérdida de más del 20% del fluido usado en la operación de perforación, terminación o reparación.

Estos daños también son diferentes según el tipo de fluido que ocasionó el daño, por ejemplo, si el fluido es base agua o si es base aceite o de emulsión inversa.

De acuerdo con los diferentes tipos de daños -  
causados por los diferentes tipos de fluidos y en -  
diferentes tipos de formaciones, se hace necesario  
un estudio de laboratorio para diseñar el mejor pro-  
grama de estimulación para corregir el daño.

(IV.2) METODOS DE CORRECCION  
DEL DAÑO.

Se mencionarán a continuación los métodos utilizados para la corrección de cada daño en particular, sintetizando la acción de los materiales que se emplean sobre los agentes que los provocan.

(IV.2.1) POR INVASION DE FLUIDOS

La corrección de este tipo de daño se basa principalmente en abrir nuevos canales de flujo a través de la formación, ya que el efecto de hinchamiento en sí es muy difícil de corregir; se utilizan tratamientos con mezclas de ácido clorhídrico y fluorhídrico a presiones menores que las de fracturamiento, cuando la arcillosidad de la arena es baja, o bien, fracturamiento de la formación con ácidos o materiales compatibles con los fluidos contenidos por la misma.

(IV.2.2) EMULSIFICACION Y BLOQUEO  
POR AGUA.

La reducción de la permeabilidad causada al formarse emulsiones entre el aceite del yacimiento y el filtrado proveniente del fluido de control y/o el taponamiento de los poros por el agua misma debido a su presión capilar, pueden remediarse utilizando reductores de tensión superficial mezclados con aceite crudo estabilizado o ácido clorhídrico e inyectados directamente a la formación.

(IV.2.3) PRECIPITACION DE SOLIDOS

La precipitación de sólidos en una formación por la invasión de filtrados del lodo de perforación o del cemento, puede ocasionarse por el arrastre de las partículas finas removidas en la zona adyacente al agujero o bien por la reacción del filtrado con los fluidos congénitos. La reparación de este tipo de daño se lleva a cabo con tratamiento a base de mezclas de ácido clorhídrico y fluorhídrico, los cuales se efectúan a presiones menores que la de fracturamiento de la formación.

#### (IV.2.4) ALTERACION DE LA ROCA

El movimiento de las partículas finas intersticiales puede ocasionar el bloqueo de los poros de una formación haciendo el efecto de válvulas de contrapresión. La remoción de estas partículas se logra con tratamientos de ácidos clorhídrico y fluorhídrico.

#### (IV.2.5) POR INVASION DE SOLIDOS

##### - REDUCCION DEL TAMAÑO O TAPONAMIENTO DE LOS POROS CON SOLIDOS

La reducción de la permeabilidad debida a la penetración de los sólidos del lodo de perforación, se contrarresta con tratamiento a base de los ácidos ya mencionados.

##### - REDUCCION DEL RADIO EFECTIVO DEL PORO Y CONSECUENTE INCREMENTO INTERSTICIAL DEL CONTENIDO DE AGUA.

Se aplican tratamientos iguales al del punto anterior.

##### - TAPONAMIENTO CAUSADO POR SUBPRODUCTOS DE LAS BACTERIAS.

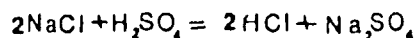
Este tipo de daño se controla tratando los pozos contaminados a base de inyectar a la formación bactericida a propósito, para eliminar los productos precipitados se utiliza ácido clorhídrico.

(IV.3) CARACTERISTICAS PRINCIPALES DE LOS  
MATERIALES UTILIZADOS EN LOS TRATA-  
MIENTOS DE CORRECCION DEL DAÑO.

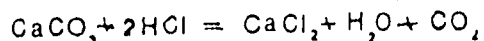
- ACIDO CLORHIDRICO

Este ácido es el básico para las operaciones de correcciones del daño por tener reacciones favorables con la mayor parte de las formaciones; es fácil de obtener y económico, además puede agregarse aditivos que mejoran sus propiedades y evitar la corrosión de equipos y herramientas.

El ácido clorhídrico puede obtenerse por medio de la reacción del ácido sulfúrico con el cloruro de sodio, activándose la reacción por medio de calentamiento:

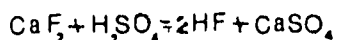


Generalmente se le almacena en solución con agua; para los tratamientos se usan en concentraciones que varían del 7.5 % al 28%. Este se utiliza en formaciones que tienen más de un 20% de material calcáreo. La reacción del ácido clorhídrico sobre los carbonatos es la siguiente:



- ACIDO FLUORHIDRICO

El ácido fluorhídrico se prepara por medio de la reacción del ácido sulfurico sobre el fluoruro de calcio:



Este es un gas incoloro miscible en agua en todas las proporciones, sus soluciones desprenden vapores tóxicos y se usa principalmente por su acción sobre los silicatos del enjarre o de la formación, ayudando a remover los de las paredes y áreas adyacentes del pozo; teniéndose bastante éxito en las formaciones donde el ácido clorhídrico no reacciona, debido a la ausencia o escasez de carbonato de calcio. El ácido fluorhídrico en la práctica se utiliza mezclado con ácido clorhídrico, formando lo que se llama ácido para lodos (Mud-Acid).

Debido a que el contenido de ácido fluorhídrico en la mezcla es la clave del éxito, se han llevado a cabo intensas investigaciones con el objeto de obtener un mejor entendimiento de los principios químicos y físicos básicos involucrados en las reacciones de este ácido.

#### (IV.3.1) ACIDO PARA LODOS

##### - REACCIONES GENERALES

El ácido para lodo es efectivo en formaciones de arena donde el ácido clorhídrico no reacciona debido a la falta de carbonato de calcio. La cantidad relativamente pequeña de ácido fluorhídrico presente reacciona con los granos de arena, arcilla y trazas de calcita.

Este porcentaje de ácido fluorhídrico en el ácido para lodos, se genera mediante la reacción de bifloruro de amonio con una solución de 15% de ácido clorhídrico. El cloruro de amonio resultante no forma detrimentes y no tiene efectos considerables en la reactividad del ácido fluorhídrico.

Las características de las formaciones, la presión y la temperatura afectan considerablemente durante la reacción del ácido fluorhídrico y producen efectos secundarios a causa de la formación de coproductos.

##### - COMPOSICION DE LAS ARENAS Y SU EFECTO EN LA REACTIVIDAD DEL ACIDO PARA LODOS.

La rapidéz de la reacción con ácido para lodos en las arenas, no sólo depende de la composición química de la roca, sino también de su estructura física. Los minerales que reaccionan con el ácido pueden estar localizados en capas o de una manera homogénea en la matriz de la roca; su distribución puede ser tal que no permita el contacto con el ácido. Las formaciones arenosas generalmente están compuestas de una mezcla de cuarzo, calcita, silicatos con minerales de arcilla, incluyendo feldespato. El ácido para lodos reacciona químicamente con cada uno de estos materiales en varios grados, por esto la rapidéz de la reacción del mismo varía ampliamente dependiendo de la distribución física de los materiales solubles. El cuarzo no reacciona con el ácido clorhídrico y lo hace muy lentamente con ácido fluorhídrico, este último no proporciona aumentos tan efectivos en la permeabilidad de una matriz



de cuarzo como los que se obtienen en una matriz de arcilla y calcita.

Las formaciones que contienen más del 40% de cuarzo a menudo tienen bajas permeabilidades naturales y se ha comprobado que los tratamientos con ácido para lodos no dan buenos resultados.

#### (IV.3.2) COMPORTAMIENTOS DEL ACIDO PARA LODOS CON CALCITA Y ARCILLAS.

En la mayoría de las arenas el porcentaje de calcita es muy pequeño, sin embargo, cuando se elimina químicamente de los núcleos, ocurren grandes aumentos en la permeabilidad. En muchas formaciones, la calcita se encuentra prácticamente cubierta con sílice, cuando esto ocurre, la calcita no reacciona con el ácido clorhídrico ya que no se establece el contacto necesario, por esto, debe de estar presente el ácido fluorhídrico para disolver la cubierta de sílice y permitir que ambas reaccionen químicamente con la calcita. De acuerdo con lo anterior, el volumen de ácido necesario para obtener aumentos en la permeabilidad es mucho menor cuando el sílice no recubre la calcita.

Se han estudiado comparativamente las reacciones del ácido clorhídrico y del ácido para lodos con las arcillas de un núcleo. A medida que el ácido penetra en el núcleo se observa una pérdida de permeabilidad, aparentemente debida a la migración de sólidos finos que se desprenden y dan un efecto de válvula de contrapresión. Con el ácido clorhídrico las partículas silíceas no son reactivas y a menudo dan como resultado una pérdida neta en el coeficiente de reacción al ácido. Cuando se utiliza ácido para lodos, el ácido fluorhídrico reacciona con estos materiales finos y se elimina el efecto de válvula de contrapresión. Este efecto no puede atribuirse a la hidratación de arcillas, ya que los núcleos no las contenían.

Este fenómeno se presenta también en las formaciones arcillosas y su posible explicación es que la mayoría contiene caolinita, lo cual no se hincha como la montmorillonita sino que responde a los tratamientos en diversos grados de desprendimientos.

De lo anterior se puede decir, que para remover la calcita que no está cubierta por sílice, hasta -- usar ácido clorhídrico, estabilizando la reacción al disolver la totalidad de la misma; si a continuación se añade ácido para lodo, se remueve la cubierta de sílice, lo cuál de por resultado un aumento pronunciado en la reacción hasta que se remueve toda la -- calcita que queda a descubierto, el ácido para lodo continúa reaccionando lentamente con las arcillas.

La reacción del ácido fluorhídrico con las arcillas, es compleja, y tiene lugar a un décimo o menos o menos del ritmo de reacción con la calcita; por -- esta razón se requiere una cantidad mayor para los -- tratamientos de formaciones con alto contenido de arcillas (20% o más).

El ácido para lodos puede crear micro-canales -- por la remoción de la calcita, y dá como resultado -- una mejor penetración con menores volúmenes, lo que no sucede en las formaciones arcillosas donde hay un frente uniforme reaccionando con la arcilla, lo que da lugar a un gran aumento en la permeabilidad, pero la distancia de penetración será menor.

Cuando existe gran diferencia en el ritmo de -- reacción del ácido con los diversos minerales, se -- crean canales en la arena a causa de la selectividad del ácido. En conclusión, no obstante que las arenas que contienen arcillas se tratan efectivamente con -- ácidos para lodos, no pueden ser tratados con la misma técnica y los mismos volúmenes de ácido que podrán usarse eficientemente en una formación que contenga calcita.

La acidificación de la matriz con ácido para -- lodos, ayuda a restaurar la permeabilidad natural de dos maneras:

- La reacción química del ácido para lodos con daños causados por el lodo de perforación, filtrado de cemento, etc., removerá estos agentes taponantes convirtiéndolos en productos solubles en ácido.

- El ácido puede reaccionar con la formación rodeando un tapón no reactivo pero dañino en la matriz y abrir un nuevo camino a su alrededor hacia el agujero, aunque en este último caso el daño no se ha -- removido, hay un aumento neto en la permeabilidad a pesar de que el tapón se ha conservado.

(IV.3.3) REACCION DEL ACIDO PARA LODOS  
CON LOS DAÑOS CAUSADOS POR EL  
LODO Y POR EL CEMENTO.

Los filtrados del lodo y cemento reaccionan rápidamente con el ácido para lodos, sin embargo, la remoción del segundo es más rápida y efectiva debido a que en el primer caso se formará una película de material sólido. Este ácido proporciona un aumento neto en la permeabilidad al reaccionar con el filtrado, pero la película se mantiene intacta después del tratamiento, a excepción de los pequeños canales que se producen; éstas canalizaciones son casi siempre suficientes para restaurar la producción en el pozo.

El filtrado de cemento reduce la permeabilidad de dos maneras:

- Remueve los sólidos finos creando una película en la superficie de la formación.

- Contiene cal soluble, la cual es capaz de entrar en reacción química con los materiales silíceos naturales para formar un hidrosilicato de calcio que puede en si ser un material cementante.

## CONCLUSIONES.

El daño a la formación productora durante la operación de reparación puede prevenirse casi totalmente si se usa el fluido y aditivo apropiado.

Los fluidos usados de acuerdo con la densidad deseada puede ser de las sales siguientes: NaCl, KCl, CaCl<sub>2</sub>, CaCl-Zn Cl<sub>2</sub> y la viscosidad apropiada se consigue a base de un compuesto de polimero y carbonato de calcio.

Durante esta operación siempre se procura usar la mínima densidad del fluido para tener lo más bajo posible, de cualquier forma siempre se tendrá un poco del fluido usado hacia la formación por las aberturas existentes. Esta pérdida de fluido puede causar daño por hidratación e hinchazón de las arcillas, por formación de emulsiones o por bloques de agua reduciendo la permeabilidad al aceite o gas.

Las pérdidas de fluido se puede prevenir usando sólidos adecuados que obturen las aberturas o las superficies de la formación expuestas a los fluidos. Tales sólidos no solamente deben impedir la pérdida de fluido, sino que causen daño a la formación, siendo fáciles de remover cuando el pozo se ponga en producción. El tipo de sólidos deben de ser evaluados en prueba de laboratorio y pueden ser de dos clases: sólidos solubles en ácidos o sólidos solubles en aceite, con esto es posible tener cero por ciento de daño a la formación.

1.- El empleo de lodos en la perforación rotatoria propicia la invasión del filtrado hacia las formaciones. La distancia a la cuál penetra es una función del tiempo, de la calidad y tipo de lodo empleado y de la formación perforada.

Al perforar las zonas productoras, limitar el uso de agua dulce y de lodos bentoníticos a base de esta como fluidos de control, sustituyendolos por otros fluidos que no dañen a la formación como, emulsiones inversas, agua salada etc.

2.- Debido a la filtración, las arcillas se inchan o liberan finas partículas que bloquean los conductos de flujo formando una zona de permeabilidad reducida al rededor del agujero que causa una

caída de presión adicional al flujo de los fluidos producidos.

Al perforar formaciones arcillas se debe de disminuir la pérdida de filtrado y acondicionar el lodo con la cantidad adecuada de materia coloidal.

3.- Es indispensable una correcta programación de los fluidos de control.

Utilizar para la perforación lodos cuyo filtrado no hidrate las arcillas o en su defecto para las terminaciones o reparaciones, lodos de base aceite, lodos de terminación o lodos que contengan sales de calcio, magnesio o potasio. La cantidad de adales -- adecuadas a emplearse deberá determinarse por experiencia en cada campo.

4.- Es conveniente utilizar lechadas de cemento con bajas perdidas de agua y baja viscosidad. Con ello se reduce la invasión a las formaciones -- permeables, y se reducen también las presiones de -- circulación.

5.- El fluido de perforación, el filtrado y el enjarre afectan las cruvas de los registros eléctricos por ser el lodo el medio conductor entre la sonda y las formaciones, por lo que hay que usar uno -- que se vea influenciado por estos, por ejemplo el -- registro radioactivo, además de los acostumbrados -- en la zona.

6.- Basados en la experiencia que se tiene, se recomienda efectuar a la terminación del pozo, la -- terminación del daño causado a la formación por los fluidos de control mediante el análisis de curvas de incremento de presión, con el objeto de seleccionar el tipo de tratamiento adecuado de estimulación para eliminar la zona de permeabilidad reducida. -- Sin embargo, esto no siempre es factible a que es preciso cerrar los pozos productores, y en consecuencia, se tendrá un elevado costo por el retraso en la producción, aumentado al costo mismo de la operación.

7.- Se ha observado en la práctica que después de cierto número de tratamientos con ácidos y su -- aumento de volumen de HCl correspondiente a la etapa del pozo, los resultados son nulos, esto es, no se incrementa más la producción. Por lo que es importante que los fluidos usados en las diferentes -- operaciones de estimulación, sean compatibles con el aceite del yacimiento para así evitar la formación de precipitados asfálticos que reduce la permeabilidad.

8.- Es necesario difundir entre el personal de campo, la gran importancia que tiene el cuidado que pongan en el desempeño de sus funciones que el mantenimiento asignado a los fluidos sea el indicado y éste no dañe a la formación productora.

## REFERENCIAS

- 1.- Formation Damage.  
Petroleum Engineering  
Drilling and Well Completion.  
Carl Gatlin.
- 2.- Formation Damage From  
Workover and Completion Fluids  
Society of Petroleum Engineers of AIME.  
Ben A. Eaton, Mack Smithey
- 3.- Daños a la Formación por Fluidos  
de Perforación.  
Instituto Mexicano del Petróleo  
Publicación No.76 BL/200 A  
Sección de Tecnología de Explotación, 1976.  
Ing. Alberto Sierra Ochoa.
- 4.- Jones, P. and Mc Ghee, E.  
Gulf Coast Verifies Reservoir Limit Test  
Oil and Gas J. (June, 18, 1956) 184
- 5.- Aduances in Well Test Analysis  
Monograph Series, SPE, Dallas (1977)5  
Earlougher, Robert C., Jr.
- 6.- Pressure Build Up and Flow Test in Wells  
Monograph Series, Society of Petroleum  
Engineers, Dallas (1967)  
Matthews, C.S. and Russell D.G.
- 7.- Flow of Fluids Throuht porous Materials  
Reinhold Publishing Corp. New York (1961)  
Collins, R.E.
- 8.- Análisis de Pruebas de Variación de Presión en  
Yacimientos Fracturados  
Trabajo Escrito.  
División de Estudios de Posgrado de la Facultad  
de Ingeniería, UNAM.  
Ing. Raúl León Ventura

- 9.- The Application of the Laplace Transformation  
To Flow Problems in Reservoir  
Trans AIME (1949) 186,305-324  
Van Everdingen, A.F. and Iturst, M.
- 10.- Apuntes del Curso de la Materia de Evaluación  
de la Producción.  
Facultad de Ingeniería, UNAM (1981)  
Dr. Heber Cinco Ley
- 11.- Pruebas de Límite de Yacimiento  
Trabajo Escrito  
Facultad de Ingeniería, UNAM  
Rogelio C. Orozco Espino
- 12.- Teoría y Análisis de Pruebas en Pozos  
Tesis  
Facultad de Ingeniería UNAM  
Castillo Torres Fco. J., Castañeda Ortega José M.
- 13.- A Note on the Skin Effect  
Petroleum Transactions, AIME, 207 (1956), 356-357.  
Hawkins M.F., Jr
- 14.- Catálogos de Servicios y Folletos de las Compañías  
CEPSA, DOWELL y BYRON JACKSON.
- 15.- Filtration From Mud During Drilling  
C.L. Ferguson; J.A. Klotz
- 16.- Mud Filtration at the Bottom of the Borehole  
I. Havennar
- 17.- Skin Damage, Cause, Calculation, Cure. Part. I  
Robert E. Lampkim.- Oil Base, Inc. Houston
- 18.- The Skin Effect and its Influence Productive  
Capacity of a Well  
Trans. AIME Vol. 198, 1953  
Van Everdingen A.F.
- 19.- Establishment of the Skin Effect  
and its Impediment to Fluid Flow  
Into a well Bore  
William Hurst.



- 20.- Matemáticas Aplicadas a la Ingeniería de Yacimientos  
Men C. Rafael Rodríguez Nieto  
IMP, 1975,  
Publicación No. 75 BH/196-A
- 21.- Prevención de Reventones  
Petroleum Extensión Services  
The University of Texas in Austin  
Austin Texas