

CAPÍTULO VII

APLICACIÓN

VII.1. CONSIDERACIONES DURANTE LA VIDA DEL YACIMIENTO

La vida de un yacimiento comienza con la exploración, con ésta el descubrimiento del yacimiento y posteriormente su delimitación, continuando con el desarrollo del mismo, posteriormente una etapa de recuperación primaria que puede contar con sistemas artificiales de producción y algunas veces una etapa de recuperación secundaria y/o recuperación terciaria o mejorada, las cuales también pueden contar con sistemas artificiales de producción, hasta llegar al abandono. (*Figura 7.01*)



Figura 7.01. Ciclo de vida del yacimiento. (TESIS: ADMINISTRACIÓN INTEGRAL DE YACIMIENTOS PETROLEROS)

Durante la cadena entera de valor, el daño a la formación es una cuestión latente que puede afectar de manera considerable al yacimiento, de tal manera que pueda ser un factor para considerar un abandono temprano del yacimiento, por alto corte de agua, por altos costos en tratamientos sin resultados rentables, etc.

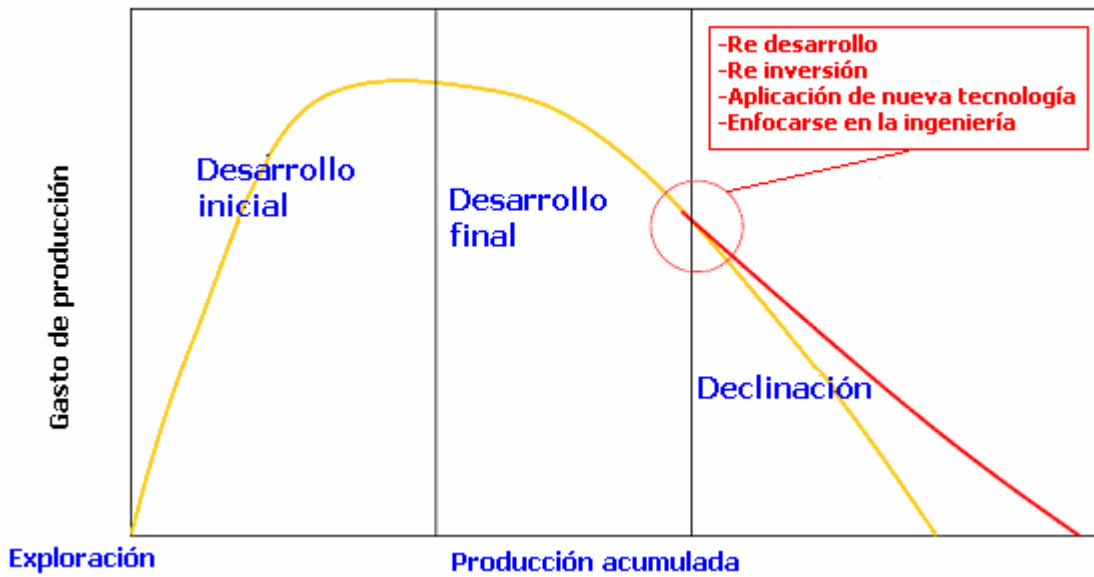


Figura 7.02. Tres etapas dentro de la vida productiva de un yacimiento, Desarrollo inicial, Desarrollo final y Declinación. ©Schlumberger.

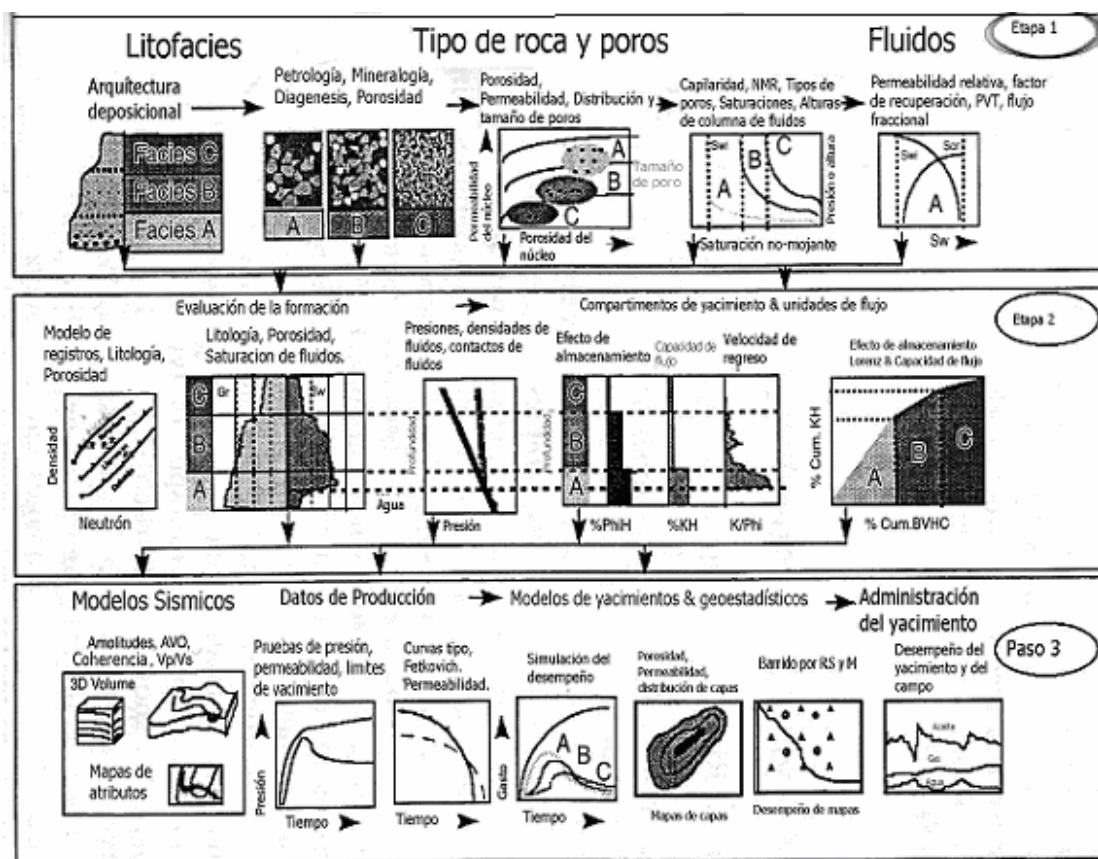


Figura 7.03. (Etapa1) Integración de la información geológica, petrofísica, mineralogía y de fluidos. (Etapa 2) Evaluación de la formación y establecimiento de las unidades de flujo. (Etapa 3) Información de la producción, modelos geostadísticos, administración del yacimiento. (FARUK CIVAN. RESERVOIR FORMATION DAMAGE).

VII.2. LOS COSTOS DEL DAÑO A LA FORMACIÓN

El costo del daño a la formación es un aspecto que se tendrá que tener en cuenta durante la vida entera del yacimiento, en muchas decisiones se tiene que considerar el costo del beneficio por tratamientos de remoción de daño, y en algunos otros se tendrá que saber la capacidad productiva del yacimiento y no exigir una productividad que no será posible alcanzar por la misma naturaleza del yacimiento, sin importar el tratamiento de estimulación que se trate.

Las pérdidas en ganancias, no sólo se pueden presentar durante la producción. A continuación veremos ejemplos en los cuales el daño a la formación resulta en gastos para la compañía petrolera que decide ejecutar ciertas actividades sin haber contemplado un daño a la formación previo.

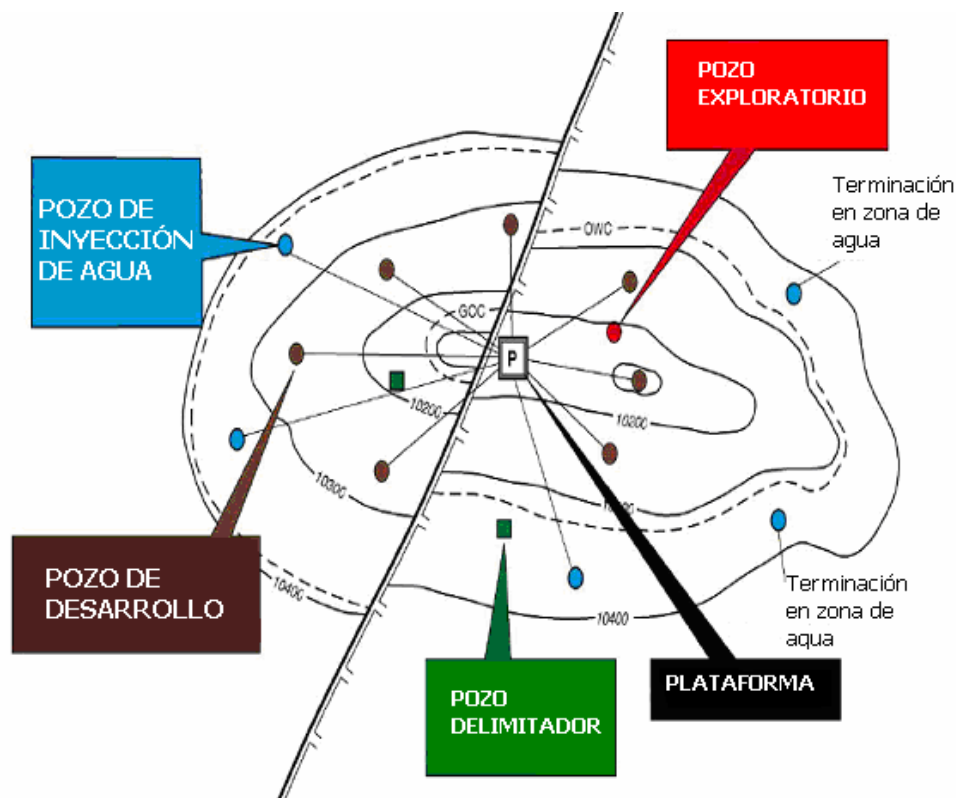


Figura 7.04. Típica estructura, anticlinal con una falla normal que requiere de un pozo exploratorio, delimitados, de desarrollo y de inyección para obtener la mayor ganancia posible. © Schlumberger.

Pozos exploratorios.

Pozo perforado en un área en que no existe producción de petróleo o de gas. Con los métodos y el equipamiento de exploración actuales, aproximadamente uno de cada seis pozos de exploración resultan ser productores, aunque no necesariamente rentables (Wildcats).

Tiene como objetivos principales:

- Correr sísmica.
- Interpretación de resultados.
- Definir estructuras.
- Averiguar si existen rocas almacenadoras y generadoras.

Costos del daño a la formación en pozos exploratorios.

El costo del daño en un pozo exploratorio radica en la posibilidad de mal interpretar o su caso dejar de obtener valores representativos en las operaciones que se ejecutan en un pozo exploratorio. Registros geofísicos, núcleos, sísmica, geología estructural, etc. Este tipo de información recabada, en especial la información de los registros, tiene un grado de incertidumbre por la afectación por fluidos externos, radio de invasión, pues si el radio de medición del registro es muy pequeño, resulta que la toma de registros no será representativa de la formación y comenzará a manejarse valores que nos darán expectativas falsas del yacimiento. Las principales pérdidas pueden ser por:

- Pérdida de campos con contenido de hidrocarburos
- Baja calidad en la información obtenida.

Pozos delimitadores

Por medio de la perforación de pozos delimitadores se puede incrementar o disminuir las reservas.

Tiene como objetivos principales:

- Definir el tamaño y forma del campo.
- Establecer las propiedades del yacimiento.
 - Propiedades de la roca
 - Tipo de trampa
 - Tipo de barreras dentro del campo.
 - Fracturas.
 - Presiones.

Costos del daño a la formación en pozos delimitadores.

Las pérdidas en dinero en pozos delimitadores pueden llegar a ser relevantes si no se toma en cuenta el factor de daño, en la perforación de pozos delimitadores que no guardan medidas preventivas por invasión de fluidos y sólidos, puede traer aspectos negativos por los siguientes gastos adicionales:

- Baja calidad en la información obtenida.
- Necesidad de perforar nuevos pozos delimitadores.
- Tratamientos para mitigar el daño a la formación
- Malos diseños de instalaciones superficiales.

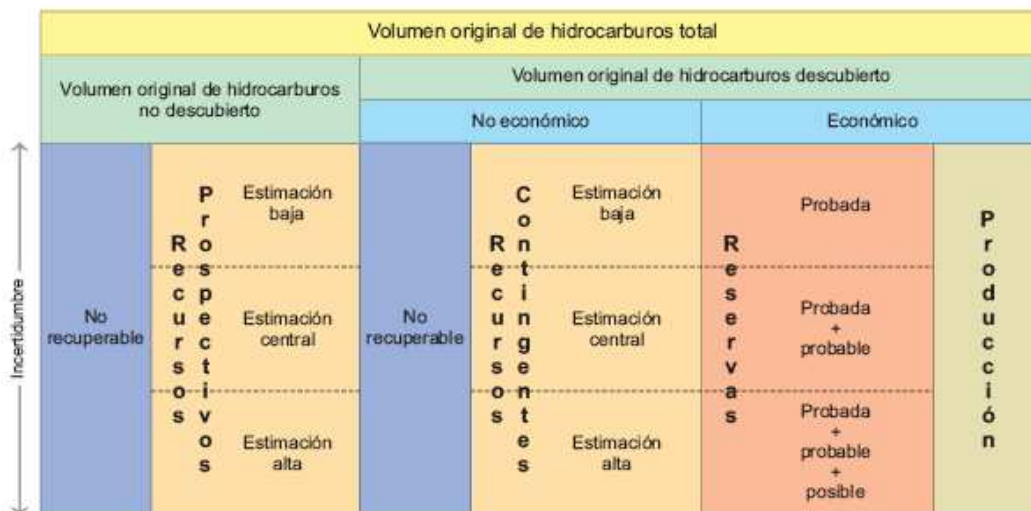


Figura 7.05. Durante el proceso de descubrimiento y delimitación de un campo, así como algunos otros factores económicos y propios de la empresa petrolera, se definen los volúmenes de hidrocarburos recuperables económicamente (Reservas). (Petroleum Resources Classification and Definitions, SPE)

Como pudimos ver existe una cantidad de factores que podrían involucrar un gasto de recursos adicional si no se prevé el daño a la formación o incluso también si no se contempla su cuantificación y discretización.

Por último, el pozo de desarrollo es el que tiene que corroborar la capacidad productora del yacimiento y efectuar procedimientos de estimulación para obtener una producción adicional por remoción de daño, procedimientos de producción asistida por medio de sistemas artificiales de producción (por falta de energía del yacimiento), o en su caso procedimientos de recuperación secundaria o mejorada para intervenir en el yacimiento y mejorar las condiciones que permitan una producción adicional.

Pozos de desarrollo.

Es un tipo de pozo que se ubica en un campo con posibilidades probadas para producir gas y petróleo.

Tiene como objetivos principales:

- Seleccionar el yacimiento a la profundidad correcta para maximizar la producción.
- Minimizar producción de agua.
- Mantener la presión de yacimiento.
 - Inyección de agua.
 - Inyección de gas.
 - Prevenir el daño a la formación.

Costos del daño a la formación en pozos de desarrollo.

En este tipo de pozos es probablemente donde más parece impactar el factor de daño, pues es justo cuando se piensa obtener los recursos y la optimización de los mismos que

generan el valor del yacimiento, por lo que en general se presta más atención para remover el daño a la formación. Los costos del daño en pozos de desarrollo son por:

- La creación de más pozos de producción.
- Una menor producción en una tasa de “plateau”, (plataforma de producción de valores casi constantes por un tiempo).
- Tratamientos para mitigar el daño a la formación.
- Menor cantidad de reservas.
- Menor inyectividad del agua.
- Modificaciones a las instalaciones diseñadas originalmente.
- Abandono prematuro.

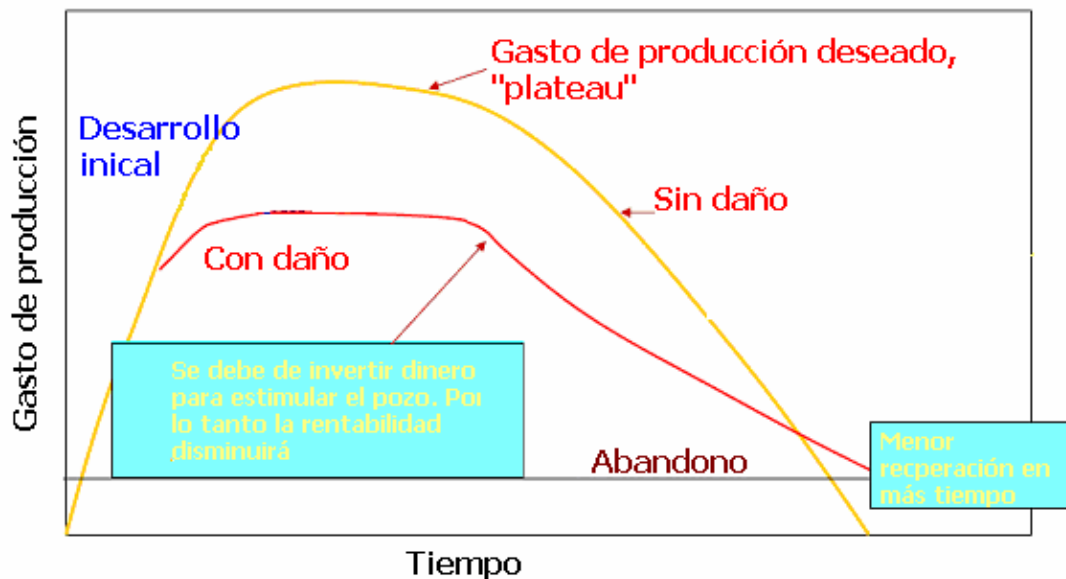


Figura 7.06. Comparación en un escenario ideal entre un yacimiento con daño y otro sin él. Se observa claramente la disminución en la producción por la simple presencia de daño aun con tratamientos de estimulación. También el pozo dañado tendrá menor recuperación a un tiempo mas largo. ©Schlumberger.

La administración de la vida de un yacimiento no resulta una tarea fácil, por lo mismo, se propone que sea desarrollada por una practica incluyente y con resultados favorables, dicha practica, como ya se menciona debe tener un apartado especial para la prevención del daño a la formación. Resulta conveniente que esa practica sea la administración integral de yacimientos, la cual se fundamenta en el empleo adecuado de los recursos disponibles (humanos, tecnológicos y financieros), para maximizar la recuperación económica de aceite y gas de un yacimiento, minimizando al mismo tiempo la inversión de capital y los costos de operación, obteniendo así el mayor beneficio de un yacimiento.²²

VII.3. EJERCICIOS

Estos ejercicios tienen como objetivo mostrar el tipo de decisiones que se deben de considerar para poner a producir un pozo ya sea inicialmente o después de una reparación, realizar alguna estimulación, dichas decisiones tienen que estar fundamentadas siempre con las bases de los estudios anteriores.

1) Suponer un pozo del cual se es dueño una empresa “x” y la oficina encargada de la producción tiene como premisa obtener una gasto de aceite de 50 [bl/día] (para simplificar el ejemplo, se supone que el pozo no produce agua). Para poder producir el gasto permitido, se ha instalado una bomba en el pozo. Durante los primeros años de su vida el pozo ha producido sin dificultad los 50 [bl/día]. Sin embargo, la producción recientemente ha sido menor de la permitida. Pudo haber ocurrido cualquiera de estas dos contingencias: (a) Que la formación ya no sea capaz de producir 50 [bl/día], ó (2) Que exista un defecto mecánico en el equipo del pozo que ocasiona una baja de eficiencia de bombeo (desde el fondo del pozo hasta la superficie). La operación de sacar la bomba y reemplazarla, sin duda se tiene que pensar pues es costosa y solo se puede aconsejar si existe una garantía de que el resultado puede hacer producir al pozo de nuevo los 50 [bl/día].

El primer paso a seguir en un caso como el propuesto, es determinar un valor más presente y puntual, el IPR del pozo, siempre y cuando pueda hacerse de forma relativamente fácil y económica. El resultado puede ser cualquiera de los mostrados en las figuras a y b.

Si el IPR fuera como el mostrado en la *figura a*. la compañía podría estar segura que ninguna operación de mantenimiento o cambio en la bomba daría la producción de 50 [bl/día]; tendría que aceptarse una producción menor a la requerida, o emprender trabajos de estimulación a la formación como el fracturamiento o un proceso de acidificación. Si, por otra parte, el IPR es como se ilustra en la *figura b*. el responsable del pozo puede estar seguro de que la reparación mecánica en el equipo del pozo hará que la producción alcance el gasto permitido.

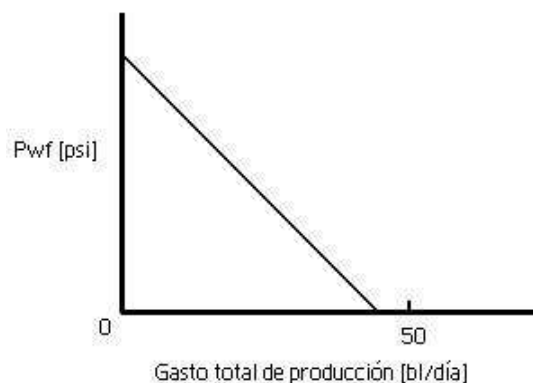


Figura a. IPR que muestra que la formación es incapaz de tener el gasto de producción deseado.

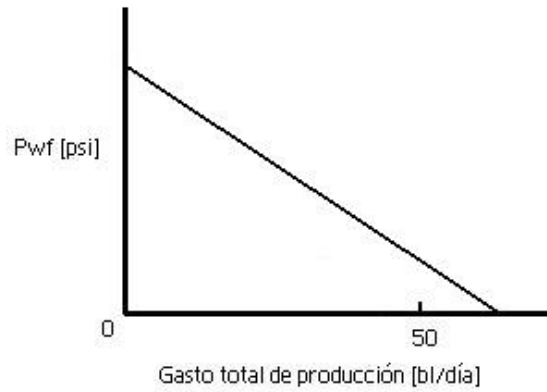


Figura b. IPR que indica muestra que la formación es capaz de producir el gasto deseado.

Las consideraciones de un daño en el pozo, se identificarían en el IPR actual (*Figura b*) que indique que la capacidad productiva es la permitida, es decir el gasto máximo a alcanzar serían los 50 [bl/día] ó más, pero no se debe de confundir el caso de un pozo dañado con una formación con una capacidad de flujo natural insuficiente para obtener 50 [bl/día] (*Figura a*).

2) A forma de un segundo ejemplo, se supondrá que la misma empresa ha llevado a cabo un programa de estimulación de la formación y para medir el éxito de este programa, se usan gastos de producción de antes y después del tratamiento. Considérense los resultados de dos pozos (ambos con corte de agua igual a cero); son los siguientes:

Pozo	Gasto de producción uniforme, [bl/día]	
	Antes del tratamiento.	Una semana después del tratamiento.
A	60, fluyendo	100, fluyendo
B	35, con bombeo	36, con bombeo

Se considerará como probable que el tratamiento ha tenido éxito en el pozo A, pero no en el pozo B. Pero en tanto que lo anterior puede ser cierto, no se ha presentado suficiente evidencia para garantizar esta conclusión; los IPR anteriores y posteriores de los pozos podrían ser los ilustrados en las (*Figuras c y d*).

El tratamiento no ha producido ningún efecto en el IPR del pozo A, es decir el comportamiento del flujo no ha mejorado en forma alguna, por lo que se considera que el tratamiento no tuvo éxito. El incremento de la producción de 60 a 100 [bl/día] no fue generado por el tratamiento, pudo haber sido por la remoción de alguna obstrucción en el flujo en la tubería, por cambiar de diámetro de tubería después del proceso de tratamiento, o haber cambiado la línea de flujo con un estrangulador diferente, por mencionar algunas posibilidades.

Por otra parte, el tratamiento en el pozo B ha aumentado sustancialmente el potencial de la formación, cumpliendo la misión el tratamiento. Y cabe la pregunta ¿Por qué la producción antes y después fue casi idéntica? De nuevo hay varias razones posibles: tal vez la bomba no se instaló de forma correcta después del tratamiento; la bomba se pudo haber dañado cuando se extrajo para realizar el tratamiento, la RGA pudo haber aumentado como consecuencia del tratamiento, dando como resultado una baja en la eficiencia de la bomba por manejo de gas en el flujo de aceite (Cavitación); aunque pueden existir más explicaciones para dicha falta de producción con mayor potencial.

Cabe destacar, que cuando se cierra un pozo para aplicarle un tratamiento, se aprovecha para hacer algún cambio de bomba o algún otro equipo en el pozo y, generalmente, para limpiar y reactivar el pozo, de manera que cualquier incremento o decremento en el gasto de producción puede ser resultado directo del mantenimiento y no tener ninguna relación con el tratamiento para estimular la formación.

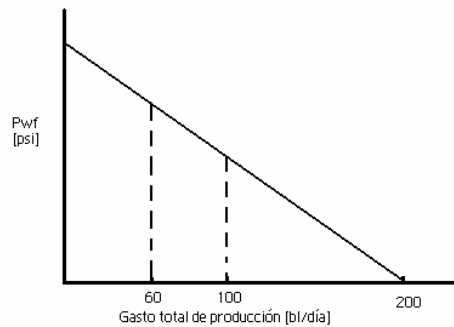


Figura c. La estimulación a la formación no generó un cambio en el IPR y por lo tanto se considera un fracaso aun con el aumento de producción de 60 a 100 [bl/día]

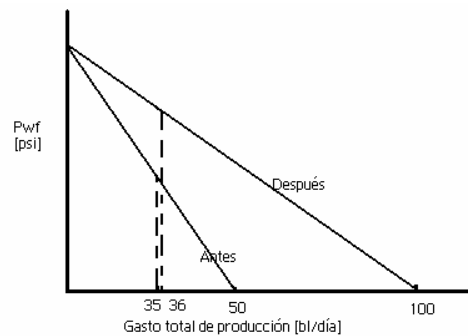


Figura d. La estimulación tuvo éxito, sin embargo el gasto de producción permaneció casi sin alteración.

No se debe confundir la falta de producción de un pozo dañado con fallas en las instalaciones superficiales y subsuperficiales o en algún equipo de producción asistida como en el caso del *pozo B*.

Los procesos de tratamiento no siempre indican un éxito para las formaciones no dañadas, como se menciona en el (*Capítulo VI Corrección del daño*), muchas de las veces los tratamientos de estimulación, especialmente estimulación con ácidos, tienen un mayor éxito si el pozo se encuentra dañado, dicho proceso de estimulación removerá dicho daño, sin embargo un proceso de estimulación para un pozo no dañado, no siempre resultará en procedimientos rentables para la compañía.

Tanto el ejemplo 1 como el 2, ayudan a completar una idea para considerar los aspectos preventivos y tratamientos de estimulación así como su ejecución en caso de que sean necesarios, un análisis nodal, servirá de escenario puntual para un pozo, ya que puede ser la mejor forma de observar un momento en particular en el comportamiento del pozo, presiones y gastos, corresponden directamente al comportamiento del flujo en el medio poroso y se puede tener indicios de daño a la formación, de verdadera capacidad de flujo, de malos diseños de tuberías, instalaciones superficiales o estranguladores de fondo, así como de cambios de presiones que resulten dañinos a la misma producción.

Los tratamientos de estimulación, están basados en prediseños que entregarán cierta ganancia sólo si se ejecutan de manera correcta a un yacimiento que realmente lo requiera, por lo mismo resulta necesario conocer las componentes del daño a la

formación, s_T , para posteriormente elegir un procedimiento de estimulación que si genere una ganancia económica que justifique dicho tratamiento.

3) Una prueba de decremento de presión de un pozo recientemente terminado ofrece los datos dados en la tabla siguiente.

Tiempo	pwf	Δp	ln (Tiempo)
[hr]	[psi]	[psi]	
0.000	4412.193	0.000	/
0.120	3812.172	600.021	-2.120
1.940	3699.188	713.006	0.663
2.790	3653.066	759.128	1.026
4.010	3636.096	776.097	1.389
4.820	3616.081	796.112	1.573
5.780	3607.089	805.104	1.754
6.940	3600.127	812.066	1.937
8.320	3593.165	819.028	2.119
9.990	3586.058	826.135	2.302
14.400	3573.150	839.043	2.667
17.300	3567.058	845.135	2.851
20.700	3558.211	853.982	3.030
24.900	3555.165	857.028	3.215
29.800	3549.073	863.120	3.395
35.800	3544.142	868.051	3.578
43.000	3537.180	875.013	3.761
51.500	3532.104	880.089	3.942
61.800	3526.157	886.036	4.124
74.200	3521.081	891.112	4.307
89.100	3515.135	897.058	4.490
107.000	3509.188	903.005	4.673
128.000	3503.096	909.097	4.852
154.000	3497.150	915.043	5.037
185.000	3490.188	922.005	5.220
222.000	3481.051	931.142	5.403
266.000	3472.058	940.135	5.583
319.000	3460.165	952.028	5.765
383.000	3446.097	966.096	5.948
460.000	3429.127	983.066	6.131

Datos de pozo:

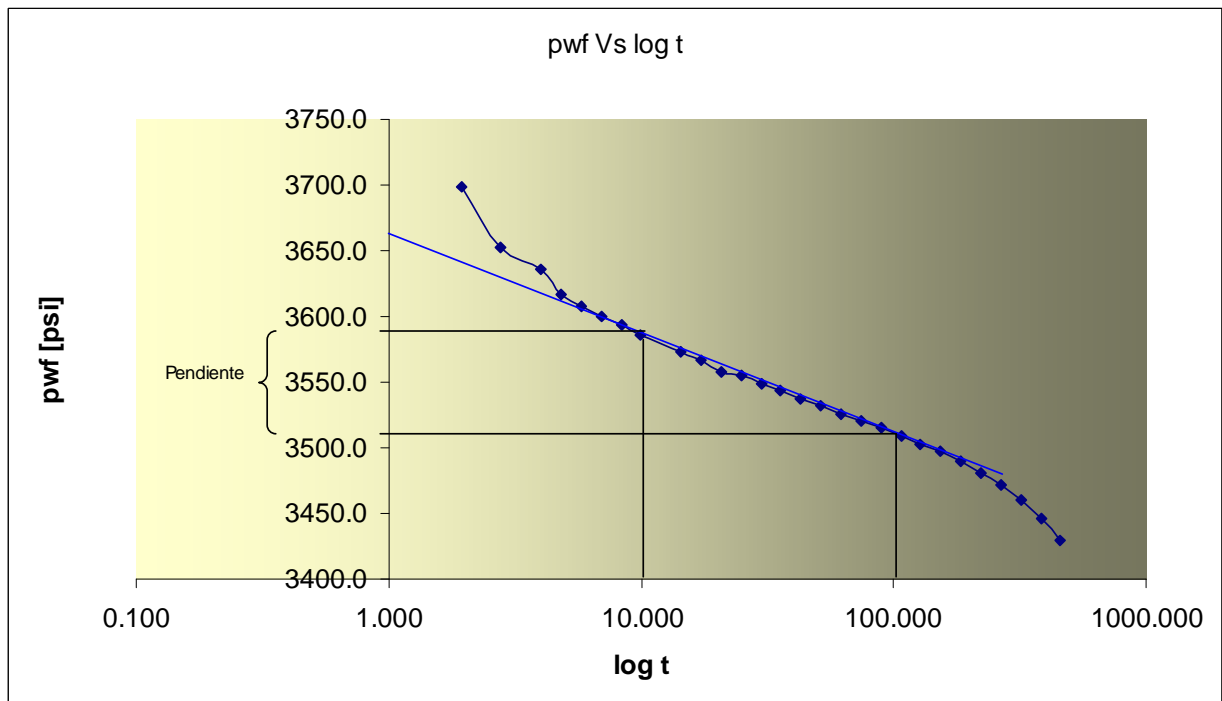
Espesor de la formación	$h = 21[m] = 68.8976[ft]$
Porosidad	$\phi = 0.04$
Radio de pozo	$r_w = 0.06[m] = 0.1969[ft]$
Gasto de aceite	$q_o = 4.6 \times 10^{-4} \left[\frac{m^3}{s} \right] = 250[bpd]$

Factor de volumen del aceite	$B_o = 1.136$
Viscosidad del aceite	$\mu_o = 8 \times 10^{-4} [kg/m-s] = 0.8 [cp]$
Compresibilidad total	$c_t = 2.45 \times 10^{-9} [Pa^{-1}] = 1.7 \times 10^{-5} [psi^{-1}]$

El objetivo es obtener el valor del factor de daño por medio del análisis de una prueba de variación de presión (Decremento).

Para obtener el valor de la permeabilidad es necesario recordar del *capítulo IV*, la grafica tipo de la presión contra el logaritmo del tiempo, donde se eligen los tiempos medios de la prueba que son los más representativos.

Graficando p_{wf} Vs. $\log(t)$



$$m = 70 [psi]$$

Obtener el valor de permeabilidad.

$$k = 162.6 \frac{qB\mu}{mh}$$

$$k = 162.6 \frac{(250)(1.136)(0.8)}{(70)(68.8976)}$$

$$k = 7.66 [md]$$

Obtener el factor de daño.

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

$$s = 1.151 \left[\frac{(4412.193) - (3657)}{70} - \log \left(\frac{7.66}{(0.04)(0.8)(1.7 \times 10^{-5})(0.1969)^2} \right) + 3.23 \right]$$

$$s = 6.283$$

Este factor $s = 6.283$, muestra que la formación se encuentra dañada.

Recordando la formula.

$$\bar{p} - p_{wf} = \frac{Bq\mu}{2\pi kh} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + s \right]$$

Se puede hacer un análisis cuantitativo para conocer la importancia de la remoción del daño, asumiendo la misma caída de presión para el caso de un daño igual a cero.

Igualando las ecuaciones.

$$\frac{q_{daño}}{q_{sin\ daño}} = \frac{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4}}{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + s}$$

Para un valor de $r_e = 1300[ft]$, se tiene que:

$$\frac{q_{daño}}{q_{sin\ daño}} = \frac{\ln \left(\frac{1300}{0.1969} \right) - \frac{3}{4}}{\ln \left(\frac{1300}{0.1969} \right) - \frac{3}{4} + 6.283}$$

$$\frac{q_{daño}}{q_{sin\ daño}} = 0.5615$$

Despejando el gasto que se puede tener si el daño es removido en su totalidad.

$$q_{sin\ daño} = \frac{q_{daño}}{0.5615}$$

$$q_{\text{sin da\~{n}o}} = \frac{250}{0.5615}$$

$$q_{\text{sin da\~{n}o}} = 445.2[\text{bpd}]$$

Si se llega a la remoción total del daño, el gasto total de aceite puede llegar a ser incluso más del doble del gasto actual. Esto hace pensar que un diseño de tratamiento bien realizado puede llegar a ser un éxito para este pozo, pues el valor de daño a la formación es relativamente alto. Sólo dependerá de las características del yacimiento, y los datos de las operaciones previas que generan el daño. Las pruebas de laboratorio y compatibilidad de fluidos deben de ser necesarios para una buena elección del tratamiento de estimulación.

El ejercicio 3 sirve para corroborar una vez más el grado de afectación a la productividad, que genera el daño a la formación. Y no hubiera estado de más proponer la prevención para este caso y pensar que si el daño a la formación, si bien no será nulo, el valor sería menor, de tal suerte que probablemente no sea necesario el tratamiento de estimulación, o probablemente no sea rentable pues el grado de afectación por daño a la formación sería mínimo. Por lo tanto la optimización de ganancias por medio del ahorro de costos por tratamientos con poca rentabilidad, será un éxito.