

4
2e
0

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERIA



**UN NUEVO ENFOQUE DE SISTEMAS APLICADO A LA TERMINACION
Y RECONDICIONAMIENTO DE POZOS PETROLEROS**

TRABAJO ESCRITO
QUE PRESENTA
FRANCISCO CAZARES ROBLES
ROMAN CAMARA VAZQUEZ
PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO

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.

I N D I C E

Pág.

I N T R O D U C C I O N	1
SELECCION EN LA TERMINACION Y REACONDICIONAMIENTO DE - POZOS.	3
Enfoque de Sistemas.	3
Retroinformación.	4
Consideraciones al diseñar una terminación.	7
Métodos de terminación.	8
DANOS A LA FORMACION.	26
Daños a la formación: Cómo identificarlos, preve- nirlos y tratarlos.	26
Limitaciones	28
Sistemas de flujo	39
Factores del daño.	40
Relación de productividad	42
Identificación del Pseudo-Daño.	42
Terminaciones en pozos parcialmente penetrantes ..	45
FLUIDOS PARA LA TERMINACION Y REACONDICIONAMIENTO DE - POZOS.	47
Características del fluido.	49
Factores que ayudan a seleccionar el fluido	50
Limitaciones	52
Descripción de los fluidos.	58
Aditivos para el tratamiento	60
Reductores de pérdida de filtrado y aumento de vis- cosidad.	61
Control de pérdida de fluido.	62
Aditivos que controlan y eliminan las incrustacio- nes por depósito.	64
Remoción química de las incrustaciones.	65

PERFORACION DE LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO.	69
Recursos y atributos.	70
Tipos de pistola.	74
Control de penetración.	76
Ambiente y limitaciones	77
Retroalimentación.	80
Procedimiento para la selección de la perforación.	83
Estimulaciones.	84
Terminación para el control de la arena.	84
 ANALISIS DEL SISTEMA DE FLUJO.	 103
Tres Subsistemas.	103
Rendimiento o Sub-Sistema interno de flujo.	104
Rendimiento o Sub-Sistema externo de flujo (Verti- cal).	106
Rendimiento o Sub-Sistema externo de flujo (Super- ficial)	108
Datos obtenidos de las pruebas de pozos.	109
Uso de los datos.	111
Tipos de pruebas de pozos.	112
 C O N C L U S I O N E S	 125
 B I B L I O G R A F I A	 126

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

El estudio y desarrollo que ha llevado a cabo la Industria Petrolera en la última década, se fundamentó por la necesidad - de que el país tiene, de obtener una mayor cantidad de Hidrocarburos para contrarrestar la crisis económica mundial en que se encuentra.

El objetivo que se busca es proporcionar a la industria, - una idea más actualizada de la explotación de los yacimientos - para así acrecentar la obtención de Hidrocarburos.

Basados en los esfuerzos que el país ha realizado por aumentar la obtención de Hidrocarburos y así mejorar el estado en que se encuentra, la finalidad de este trabajo es la de proporcionar las herramientas para que, utilizadas en el avance de la tecnología mexicana, se llegue a poder obtener algo más de lo - que el país necesita.

Tiene sus bases consolidadas en operaciones y desarrollo - realizadas en los últimos años, teniendo presente que nuestro - subsuelo petrolero está formado por grandes cuencas impregnadas de Hidrocarburos, la explotación de los mismos requiere de personas capacitadas para lograrlo.

El desarrollo que se siguió fue con el fin de proporcionar los conocimientos fundamentales hasta la obtención del Hidrocarburo; la descripción de tipos de terminación que se mencionan - son con el propósito de que se mejore la llegada a la zona productora; de antemano sabiendo, que una mejor terminación da como una remuneración, un mayor volumen de Hidrocarburos.

Teniendo presente las necesidades y como respuesta, el objetivo de este trabajo, sólo se espera que toda persona relacionada con el avance de la tecnología mexicana busque con esfuerzo solventar los problemas que a cada segundo se presentan en la actualidad, ya que de cada uno, depende que el país llegue a ser algo más de lo que es.

SELECCION EN LA TERMINACION Y REACONDICIONAMIENTO DE POZOS.

Las investigaciones y las experiencias de campo, nos presentan los graves problemas que suceden en la actualidad, por la gran necesidad de obtener una mayor productividad; este trabajo tiene como fin dar a conocer un nuevo enfoque del sistema utilizado para el diseño, planeación y solución de problemas, necesario en diversas operaciones de la terminación y el reacondicionamiento de pozos.

Es también una revisión de la tecnología actual y de las prácticas de campo recomendadas.

ENFOQUE DE SISTEMAS

Al desarrollo de un método de planeación, diseño y solución de problemas, se le llama Enfoque de Sistemas o Análisis de Sistemas.

Este método consiste en dividir cada operación en categorías básicas y para cada una de ellas se consideraron los objetivos, el ambiente operante, los recursos y las limitaciones.

Lo importante, es tener en cuenta la relación que cada operación tiene con respecto a otras en un programa de terminación de pozos, el efecto que ocasiona en la productividad (del pozo) y las limitaciones que pudieran surgir en futuras operaciones.

Como un ejemplo, solamente de carácter ilustrativo, se considera el efecto que causa el diámetro del agujero, ya que lími

ta a las tuberías tanto de producción como de revestimiento, - principalmente. Esto da como consecuencia un efecto en su productividad.

Sin un previo análisis adecuado del sistema (dejar listo - el pozo para su producción), dirigido hacia el objetivo final - (productividad máxima) y si no se consideran todas las operaciones integrantes (perforación, terminación, selección del equipo de superficie, etc.), es posible limitar el sistema con un equipo que sea demasiado pequeño para producir todo lo que el pozo puede dar.

RETROINFORMACION

La retroinformación en las operaciones de producción, es - el análisis de la información que se tiene sobre la producción y las características de ésta (pruebas del pozo, registros de - producción, informes sobre reparación de bombas, diagramas dinámicos, etc.). La retroinformación se compara, entonces, - con el rendimiento que se esperaba del pozo, para determinar si se está logrando la meta de producción prevista, o en caso contrario el por qué no.

El control a través de la retroinformación, es otra de las cosas utilizadas en el análisis de sistemas; se podría tener el más elaborado sistema de información disponible, pero resultaría totalmente inútil si no se utilizara la retroinformación. - Se necesita comparar el rendimiento del sistema, tal y como se reporta en los informes, con los objetivos establecidos para el mismo.

Entonces, si el sistema no está rindiendo como debe ser, - es necesario ejercer el correspondiente control y tomar las medidas necesarias para corregir el problema.

La administración de un sistema tiene que abarcar la generación de planes para su aplicación. Estos planes toman en consideración:

- a) Las metas en conjunto.
- b) El ambiente.
- c) Los componentes.

Se determinan las metas de los componentes y se asignan re cursos para controlar el funcionamiento de los sistemas.

Una ventaja obvia del enfoque de sistemas, es que separa - el sistema total en subsistemas (o componentes), proporcionando así al analista la clase de información que necesita para deter minar si el sistema está operando en forma adecuada.

Estudiando el caso de que después del último reacondiciona miento se obtenga más agua que aceite, se necesita saber el por qué de esto, se procede a analizar las causas de este aumento:

¿De dónde proviene?, ¿Cuándo ocurre?, ¿Está relacionada - con el aumento en el gasto de producción?, etc. El enfoque de sistemas ayuda a encontrar el problema y a resolverlo, en vez - de considerar solamente los síntomas. Por lo general, las fa- llas mecánicas son "síntomas" provocados por diseños defectuo- sos o por mala aplicación de los mismos.

La tabla #1 muestra cómo es el enfoque de sistemas para el tipo de terminación en sentido general. Obsérvese como algunos datos, tales como esfuerzos de las tuberías de producción, están en la lista de atributos, así como de limitaciones. Estas listas duplicadas se incluyen sólo como mera ilustración. En un sistema real, por ejemplo si la presión interna de la tubería de producción fuera considerablemente menor que la presión requerida, entonces la presión interna constituye una limitación. Sin embargo, si la presión de trabajo fuese menor que la presión interna de la tubería de producción, entonces la presión interna es un atributo y se podrá aplicar más presión, de ser necesario. Por último, al plantear y discutir los distintos subsistemas o fases de la operación de terminación, los usos y las ventajas del enfoque de sistemas se irá haciendo más palpable.

La aplicación de un enfoque de sistemas, conduce a pensar en la terminación del pozo en términos de:

- a) Qué es lo que se desea hacer (objetivos).
- b) En qué no se tiene cierto control (ambiente).
- c) A qué hay que enfrentarse cuando algo sale mal (limitaciones).

En la resolución de problemas; el enfoque de sistemas ayuda a separar el problema de los síntomas y permite su pronta resolución.

La función de un pozo es proporcionar un conducto del yacimiento a la superficie, a través del cual los fluidos puedan ser producidos o inyectados. El costo del pozo constituye la erogación mayor cuando se explota un yacimiento. La efectividad de la comunicación entre la formación productiva y el pozo, influye en las características de la producción del campo, en el drenaje de los fluidos del yacimiento y en la economía misma.

La terminación es la fase más importante en la vida del pozo. Abarca virtualmente, cada una de las operaciones entre la perforación y el acto de comenzar a fluir el pozo. La técnica de la terminación depende de y afecta a la técnica de la producción, las posibilidades futuras de reacondicionamiento, la productividad del pozo y otros problemas.

La terminación ideal del pozo, minimiza el costo inicial de operación, al mismo tiempo que abre el más eficiente camino hacia la superficie para el flujo del fluido del yacimiento. El mejor diseño proporcionará y hará factible la mejor operación de un pozo de petróleo o gas, a lo largo de toda su vida. Un mal diseño, ocasionará elevados costos de operación, abandono prematuro y reservas irrecuperables.

CONSIDERACIONES AL DISEÑAR UNA TERMINACION

En el diseño de la terminación de un pozo, se deben considerar las características de la producción en relación con la vida que se estima. La tabla #2 menciona las áreas ambientales, limitaciones y recursos que hay que tomar en consideración al diseñar la terminación de un pozo o un programa de reacondicionamiento.

Es evidente que hay muchas circunstancias con las que se puede tropezar al perforar y terminar un pozo. El diseño correcto para la terminación de un pozo, es el que equilibra los factores de la tabla #2 con sus respectivos gastos y resultados en la instalación presente y futura.

El seleccionar la terminación óptima de un pozo, abarca el ambiente, los recursos y las limitaciones:

- a) El intervalo o los intervalos de la terminación.
- b) El tipo de terminación adecuada.
- c) El número de terminaciones en el pozo.
- d) El tamaño de tubería de producción y tubería de revestimiento y sus especificaciones.

El arreglo mecánico del pozo, es un factor predominante en el control del agujero, control del flujo de petróleo o gas (o agua) y la flexibilidad necesaria para futuras modificaciones.

MÉTODOS DE TERMINACION

Existen tres tipos de pozos: Agujero abierto, revestido total y con tubería de revestimiento corta (liner).

En los pozos de exploración, así como los de desarrollo, se tienen los siguientes tipos de terminaciones:

- a) Terminación con tubería de producción franca.

La terminación con tubería de producción franca, como se ilustra en la figura #1, no lleva empacador y como es natural, esto tiene sus ventajas y desventajas.

Ventajas:

- 1.- Su terminación es de las más rápidas y menos costosas, por cuanto a materiales usados.
- 2.- Permite explotar el yacimiento por la tubería de producción y por el espacio anular de la tubería de revestimiento, obteniéndose mayor producción.
- 3.- Cuando el aceite es muy viscoso y no puede extraerse por la tubería de producción, se extrae por el espacio anular.
- 4.- El aparejo no lleva ningún accesorio.
- 5.- El agujero es fácilmente profundizado o convertido en una terminación revestida.
- 6.- La alta productividad se mantiene cuando se usa grava para controlar la arena.

Desventajas:

- 1.- La tubería de revestimiento, está siempre sometida a la presión del yacimiento, así como a la corrosión provocada por los fluidos producidos.
- 2.- No hay manera de regular el flujo de fluidos en el pozo.
- 3.- No se puede controlar efectivamente la producción de agua o gas.

- 4.- Dificultad para terminar un pozo que contenga contactos con la parte descubierta.
- 5.- Si se desean efectuar tratamientos donde las presiones sean muy altas, no se podrán realizar, debido a que es tará sujeta a las presiones que pueda soportar la tubería de revestimiento.

Dado que la terminación en agujero abierto (descubierto), depende de la consistencia de la roca misma para sostener la pared del agujero, tiene mayores aplicaciones en las formaciones carbonatadas.

b) Terminación sencilla con empacador (figura #2).

En este caso, se debe tener el pozo lavado o sea lleno de agua, así como las conexiones superficiales definitivas instaladas, antes de que se efectúen los disparos de producción.

Ventajas:

- 1.- La tubería de revestimiento no está sujeta a fluidos corrosivos del yacimiento.
- 2.- Al efectuar tratamientos o estimulaciones, se podrán efectuar sin ningún riesgo de reventar la tubería de revestimiento por presión interna, porque únicamente la soporta la tubería de producción y el empacador.

Desventajas:

- 1.- Su terminación se lleva más tiempo, también requiere de más materiales y como consecuencia, mayor costo.

2.- Si se quiere extraer un gasto considerable, estará limitado éste por el diámetro de la tubería de producción.

3.- Tubería flexionada.

b.1) Terminación sencilla usando receptáculo pulido "PBR".

Este receptáculo, no es más que dos tubos especiales, con sellos interiores para empacarse entre sí.

El receptáculo, denominado también Hembra, se introduce en el momento en que se baja la tubería de revestimiento corta al pozo y va conectado en la parte superior de ésta. El tramo pulido o macho, va en el extremo inferior del aparejo de producción, cuando se mete la tubería de producción. Las ventajas y desventajas, son iguales que en el caso b.

b.2) Terminación sencilla con empacador permanente.

Las ventajas y desventajas, son las mismas del caso de la terminación sencilla con empacador.

b.3) Terminación sencilla selectiva, usando dos empacadores.

Este tipo de terminación, es recomendable cuando se cuenta con más de un intervalo productor o en pozos marinos.

En pozos marinos, es usado debido a la dificultad de poder instalar y transportar el equipo de reparación en la plataforma.

Ventajas:

- 1.- Se puede explotar dos intervalos simultáneamente o bien por separado.
- 2.- Durante la explotación del pozo, si algunos de los intervalos produce fluidos indeseables, se puede aislar utilizando únicamente equipo de línea.

Desventajas:

- 1.- Mayor tiempo en la terminación, mayor cantidad de accesorios y como consecuencia mayor costo.
- 2.- Las perforaciones de producción (disparos), deben de hacerse con el pozo lleno de lodo, corriéndose el riesgo de dañar el pozo al dispararlo.

c) Terminaciones múltiples con empaques (figs. 3 y 4).

Este tipo de terminación, debe realizarse en casos muy especiales por lo complejo para efectuarla, así como para la rehabilitación del pozo, por ser esta terminación muy costosa, ya que deberá molerse el empaque inferior.

Ventajas:

- 1.- La de poder explotar dos yacimientos simultáneamente o también en forma independiente.
- 2.- En caso de que alguno de estos intervalos produzca fluidos indeseables (o gas), se puede cerrar la rama sin que el pozo deje de producir.

Desventajas:

- 1.- Mayor tiempo en la terminación, lleva más accesorios, es más costosa y se requiere mucha experiencia para efectuarla.

También se requiere tener el pozo lleno de lodo al efectuar los disparos de producción, con la consecuencia de dañar el yacimiento.

En términos generales, los pozos que se terminan con tubería de producción y empacador, facilitan arreglos entre la tubería de producción y la de revestimiento, como ya se dijo anteriormente. El uso de empacadores, contribuye a la complejidad y disminuye la confiabilidad de la terminación. Los empacadores se utilizan, generalmente, por dos razones: para aislar, para controlar o una combinación de ambos.

- a) Para aislar la tubería de revestimiento de fluidos corrosivos o alta presión del yacimiento.
- b) Para estabilizar y controlar el flujo.
- c) Se puede instalar un sistema para la elevación artificial de la producción.
- d) Para producir selectivamente zonas múltiples.
- e) Para contener un fluido anular ahogador.

Las válvulas de circulación, así como los nipples de asiento, se emplean como parte de la sarta de producción cuando se emplean empacadores. Las válvulas permiten el flujo de los di-

ferentes fluidos que se utilicen, en tanto que los nipples de --
asiento son utilizados para instalar herramientas abajo.

Al determinar la forma de terminación de un pozo, se debe
procurar utilizar el método más simple y confiable.

El diseño debe basarse en las condiciones individuales del
pozo y del campo.

TABLA No. 1
ENFOQUE DE SISTEMAS PARA LA TERMINACION

<u>Ambiente</u>	<u>Componentes</u>	<u>Atributos</u>	<u>Limitaciones</u>
Ubicación.	Fluidos de terminación.	Densidad.	Daños a la formación.
Clima.		Viscosidad.	Cambios de humectación.
Profundidad.		Pérdidas de fluidos.	Expansión de la arcilla.
Desviación.		Propiedades químicas.	Formación de enjarre.
Revestimiento.		Estabilidad de la arcilla.	Emulsificación.
Temperatura de fondo.		Acidez.	Densidad muy alta o muy baja.
Características de la roca.		Características del solvente.	Pérdidas de circulación.
Características del fluido.		Inhibición de la corrosión.	Descontrol del pozo.
Energía del yacimiento.		Contenido de sólidos.	
	Equipo de perforación.	Tipo de pistola.	Profundidad de las perforaciones.

<u>Ambiente</u>	<u>Componentes</u>	<u>Atributos</u>	<u>Limitaciones</u>
		Densidad de los disparos.	Malos disparos.
		Faseado.	Penetración insuficiente.
		Tamaño y poder de la carga.	Densidad insuficiente de los disparos.
		Tamaño de los agujeros.	
<u>RECURSOS</u>			
Dinero.			
Mano de obra.			
Equipo de perforación Sub-Superficial.			
Registros.	Sarta de tubos.	Grado/resistencia	Tamaño de las Juntas.
Pruebas.			
Experiencia.		Diámetros.	Número de sartas.
Métodos de Perforación.		Longitud.	Tensión, presión interna colapso.
		Tipo de rosca.	

TAULA NO. 1 (Continuación)

<u>Ambiente</u>	<u>Componentes</u>	<u>Atributos</u>	<u>Limitaciones</u>	
Técnicas de estimulación	Equipo Sub-Superficial	Grado de esfuerzo	Pobre aplicación.	
		Diámetros	Pobre diseño.	
		Longitud	Pobre selección de materiales.	
		Tipo de rosca	Fallas mecánicas.	
		Uso		
		Tamaños		
	Equipo Superficial	Tamaños	Pobre aplicación.	
		Rangos de presión	Rangos de presión.	
	Cabezal del pozo			Pobre diseño.
				Fallas mecánicas.
		Fluidos de estimulación	Tipo	Preparación insuficiente del pozo.
			Inhibidores de la corrosión	Mala implementación.
Surfactantes			Gastos muy altos o muy bajos.	
Gelatinas.			Presiones muy altas o muy bajas.	

TABLE NO. 1 (Continuación)

<u>Ambiente</u>	<u>Componentes</u>	<u>Atributos</u>	<u>Limitaciones</u>
	Fluidos fracturantes	Tipo	Preparación insuficiente del pozo.
		Densidad	Pobre diseño.
		Viscosidad	Esfuerzos pequeños.
		Reductor de fricción	Volumen insuficiente.
		Concentración de material de apoyo	Esfuerzos excesivos. Volumen excesivo.
		Contenido de sólidos	Acido inadecuado.
		Surfactantes	Fallas en la limpieza.

TABLA # 2
CONSIDERACIONES PARA LA TERMINACION DE LOS POZOS

<u>Ambiente.</u> Ubicación del pozo.	¿Está el pozo bien perforado en campo abierto, situación urbana, plataforma marina, etc.?
Profundidad.	¿Qué tan profundo está el intervalo de producción?
Presiones del yacimiento.	¿Hay que aislar el horizonte de alta o baja presión? ¿Resistirá la tubería de revestimiento?
Configuraciones del yacimiento.	¿Es larga o corta la sección del yacimiento? ¿Hay que producir intervalos separados por terminaciones múltiples?
Mecanismo de impulso del yacimiento.	¿El mecanismo de impulso del yacimiento, es por empuje de agua, expansión del sistema (roca - fluidos) o casquetes de gas?
Parámetros del fluido y de la roca.	¿Es el fluido muy viscoso? ¿Qué relación agua-aceite se puede esperar? ¿Cuál es la permeabilidad de la roca? ¿Es un problema el control de arena?
<u>Limitaciones.</u> Cementación Primaria.	¿La tubería de revestimiento está bien cementada? ¿Existe buena adhesión tubo-cemento a formación?

TABLA # 2
(Continuación)

Daños de la formación.	¿Se han tomado todas las precauciones posibles para impedir los daños de la formación al disparar con algún fluido, de perforación o de estimulación?
Corrosión.	¿Qué tipo de corrosión se prevee ahora y en futuras operaciones?
<u>Recursos.</u> Gastos de Producción.	¿Qué gastos de producción se previenen? ¿Una baja de presión podrá ser un problema en pozos de altos gastos?
Técnicas de Producción.	¿A los pozos se les inyectará algún fluido o se elevará la producción artificialmente? ¿Qué tipo de elevación artificial de producción se prevee?
Estimulaciones futuras.	¿Qué tipo de estimulación se prevee?
Métodos futuros de Reacondicionamiento.	¿Se planean reacondicionadores de cable o torres, para operaciones futuras?
Operaciones Secundarias de Recuperación.	¿Se convertirá alguna vez este pozo a inyección de agua? ¿Es este pozo, un pozo inyector?

TABLA # 2
(Continuación)

Combustión de vapor en el yacimiento.	¿Es el pozo un inyector de vapor? ¿Producirá o inyectará aire en el proyecto de combustión en el lugar?
Dispositivos de Seguridad.	¿Qué tipo de dispositivo de seguridad, en su caso, se requiere en el pozo?

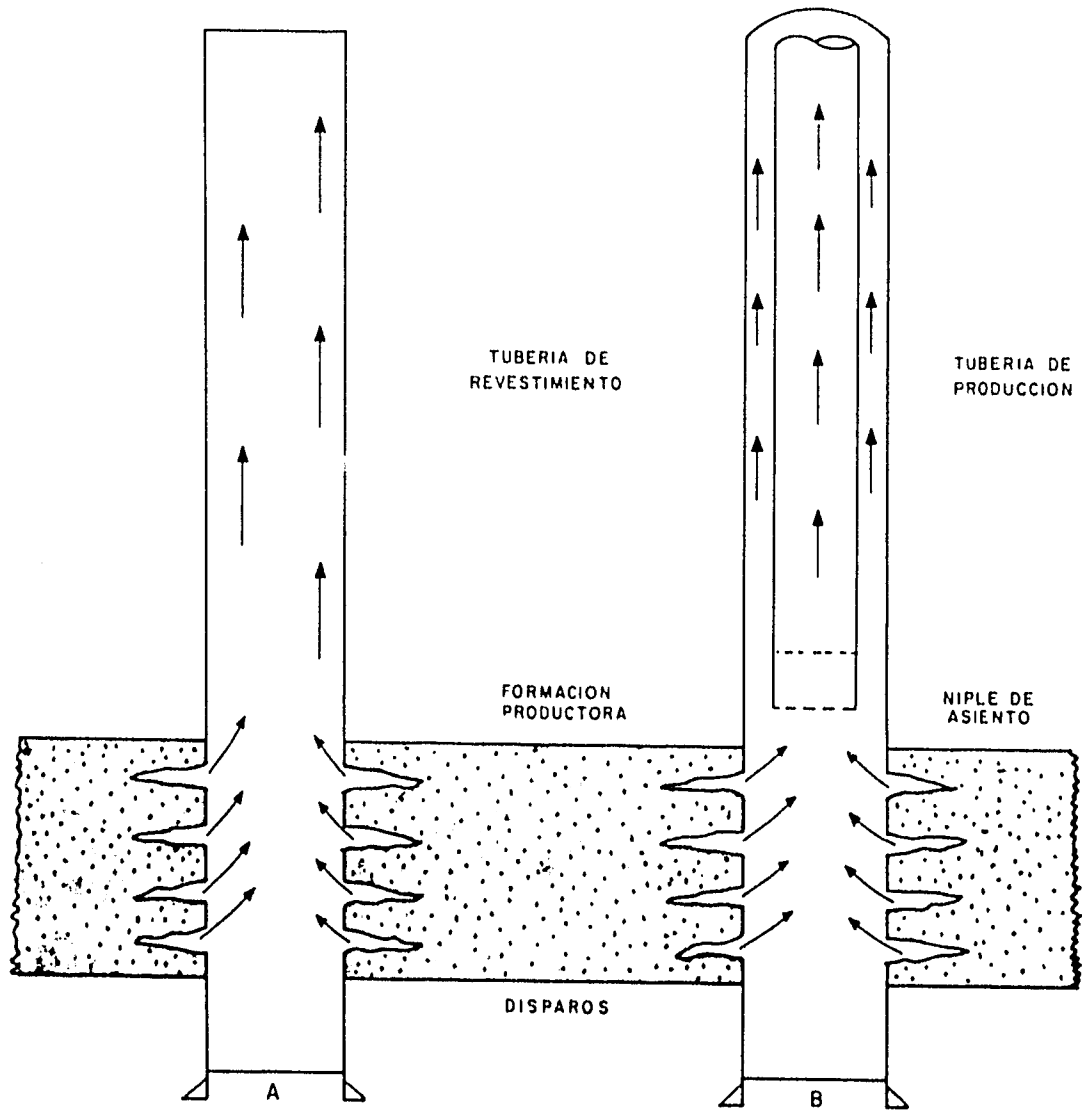


FIG. 1 TERMINACION PERFORANDO LA T.R.

A) SIN TUBERIA DE PRODUCCION

B) CON TUBERIA DE PRODUCCION

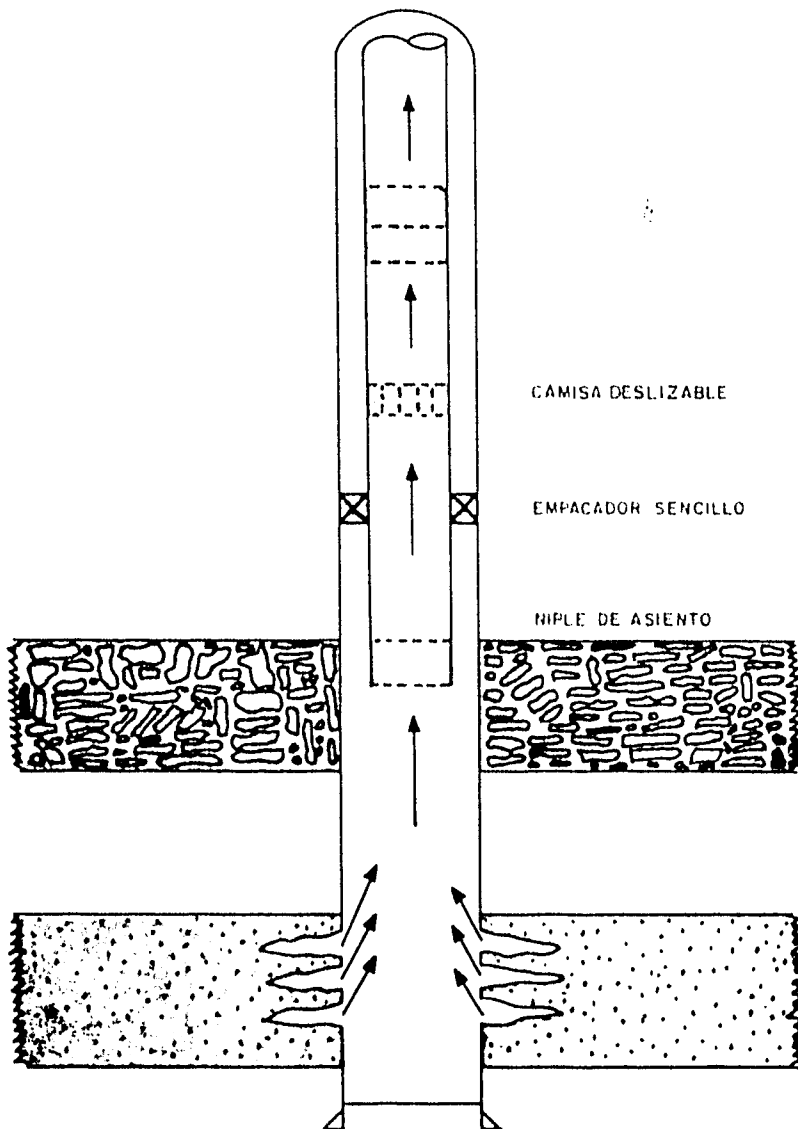


FIG. 2 : TERMINACION SIMPLE CON TUBERIA DE PRODUCCION Y EMPACADOR

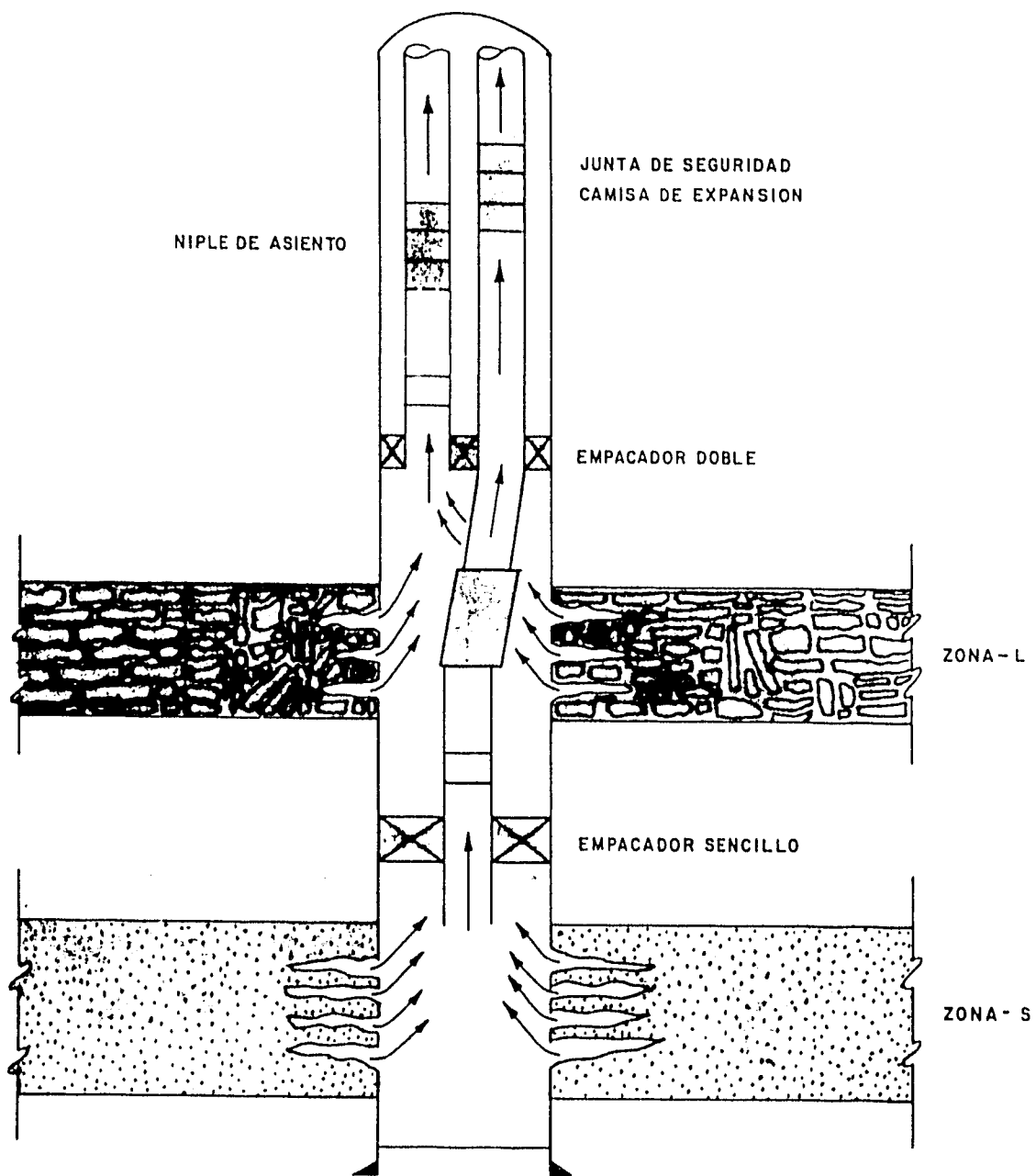


FIG.- 3 TERMINACION DOBLE SELECTIVA

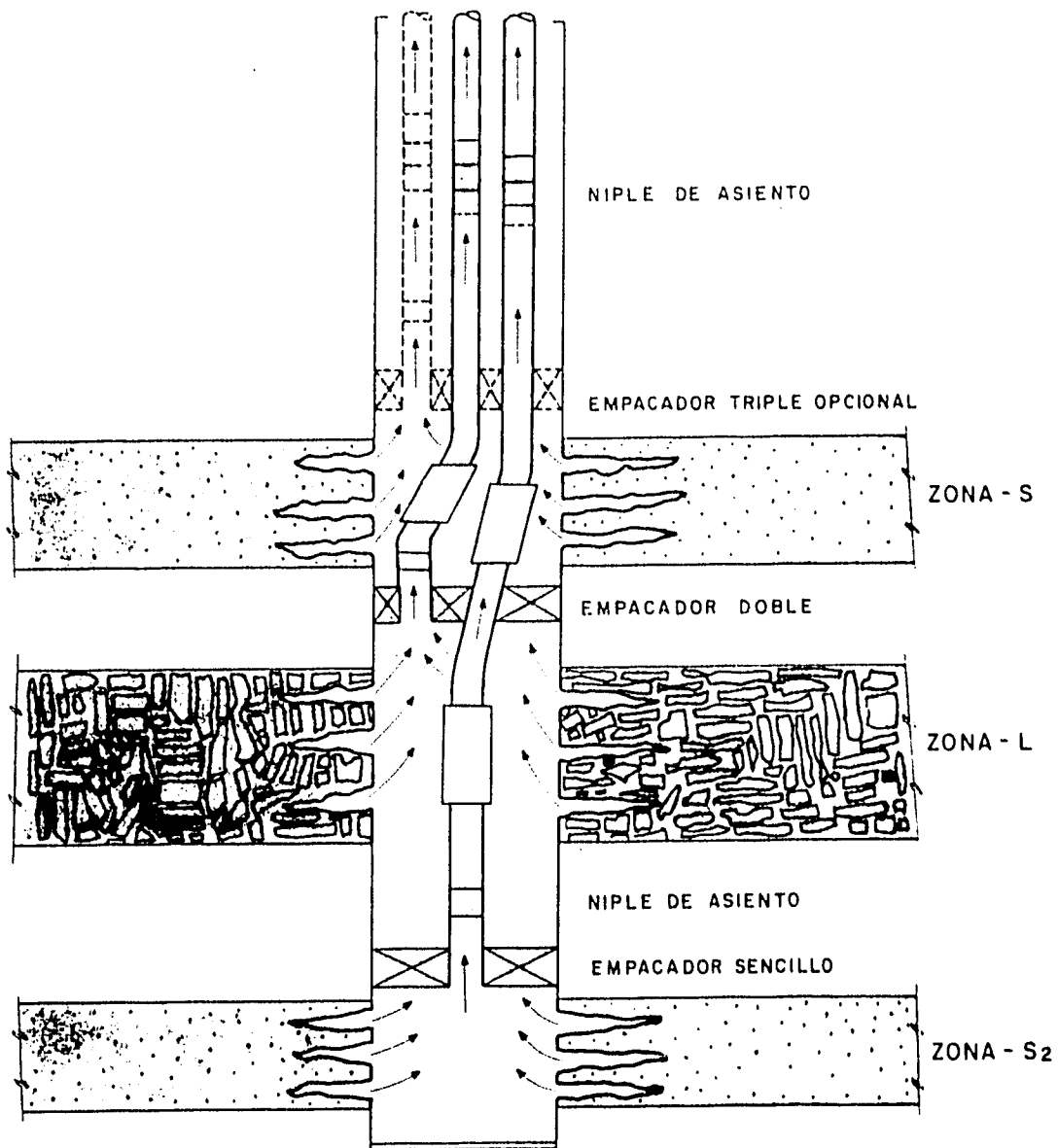


FIG. 4 TERMINACION TRIPLE SELECTIVA

DANOS A LA FORMACION

El objetivo de la terminación de un pozo, consiste en establecer una buena comunicación entre la formación y la superficie, con el objeto de lograr el máximo de productividad. Cualquier restricción del fluido de la formación hacia el pozo se denomina "Skin" y nos indica algún tipo de daño o combinación de éstos, a la formación. Estos ocurren durante los trabajos de perforación, terminación, reacondicionamiento, producción o inyección. En todos los casos, se ocasiona por ciertas condiciones del movimiento de fluido dentro o fuera de la formación. Todo daño ocasionado a la formación afecta los canales de la roca por donde circulan los fluidos hacia el pozo.

La tabla #3 se refiere a los daños ocasionados a la formación, durante la perforación, terminación o los reacondicionamientos. Hay que tener en cuenta que el daño puede ocurrir en cualquier momento durante la vida del pozo.

DANOS A LA FORMACION: COMO IDENTIFICARLOS, PREVENIRLOS Y TRATARLOS.

El minimizar los daños a la formación, comienza con el programa de la perforación del pozo. Los tipos que pueden ocurrir están identificados en las tablas #s. 3 y 4.

Cada operación de la perforación, terminación o reacondicionamiento, deben de estar precedidas de un análisis de identificación y prevención. Si el daño no se puede prevenir o bien ocurre a pesar de las medidas preventivas tomadas, entonces se

buscarán los métodos posibles para remediarlo en las fases sucesivas de la terminación o reacondicionamiento del pozo.

Se tendrá en cuenta, que cualquier tratamiento o limpieza diseñados en forma inadecuada, pueden acrecentar o crear daños adicionales.

Si el pozo no está produciendo como se esperaba, es importante determinar:

- a) Si la producción que se esperaba era demasiado elevada o irreal, en relación con el método de terminación utilizado.
- b) Si hay daños ocasionados a la formación. De ser así, - en qué consiste y qué tratamiento hay que darle.

Por lo general, cuando el pozo deja de producir lo esperado, se decide repararlo o instalar algún método de elevación artificial de producción.

El primer enfoque es demasiado costoso y está destinado al fracaso; el segundo, aumentará posiblemente la producción por algún tiempo, pero intensificará los daños a la formación, ocasionando la declinación de la producción.

El método utilizado para elevar artificialmente la producción, si es instalado prematuramente, aumentará también el costo del equipo de reacondicionamiento, que finalmente se utilizará para corregir el daño una vez identificado.

LIMITACIONES

Los tipos de daños ocasionados por el flujo del fluido hacia la formación, se presentan en la tabla #3. En el enfoque de sistemas, se considera este tipo como una limitación, porque se puede ejercer cierto control para prevenirlo o detenerlo. To dos estos tipos de daño, son causados por las operaciones que se llevan a cabo al perforar, terminar o reacondicionar un pozo. Señala también, las condiciones bajo las cuales es posible prevenirlos o bien si es imprevisible, si es remediable o irremediable.

Perforación: El daño ocasionado por el taponamiento de los sólidos contenidos en los lodos de perforación, es controlado mediante la perforación con aire o espuma; siempre y cuando las condiciones de la roca lo permitan. No se puede prevenir si se utiliza fluido de perforación y puede ser remediado lavando el pozo o bien acidificándolo. No hay restricción a este tipo de daño que no pueda remediarse.

Fluidos para perforación: Se presenta un taponamiento como resultado del sistema de fluido utilizado en la perforación. Los sólidos del lodo de perforación o las pérdidas del fluido, pueden incrustarse o adherirse a los poros en la formación por la diferencia en la presión existente entre los lodos de perforación y la presión de la formación (presión diferencial). El lodo se filtra y si no es tratado adecuadamente, engrosará el enjarre en las paredes del pozo, ocasionando la reducción de la permeabilidad.

Sólidos de la formación: El descuido al eliminar adecuadamente los recortes de la formación, puede dar como resultado la

reperforación de los mismos, los que serían pulverizados y pueden invadir y taponar formaciones permeables junto con el lodo que se filtra en la formación.

Cementaciones: Las operaciones de cementaciones pueden causar daños similares a los ocasionados por el lodo, las inyecciones previas de cemento pueden contener sólidos o materias químicas no compatibles con la formación.

Perforación (Disparos): Las basuras o residuos y los sólidos provenientes de los fluidos empleados al disparar un pozo, taponan las perforaciones como resultado de las diferencias de presión entre el pozo y el yacimiento.

Estimulación: Aunque la estimulación tiene como objeto remediar los daños ocasionados por la perforación del pozo y aumentar la productividad, una selección inadecuada de los fluidos empleados, provoca daños adicionales o aminora el efecto del tratamiento.

Los ácidos mal escogidos dan lugar a precipitados insolubles, sedimentos o a formación de emulsiones. Durante la fracturación, la trituración de los materiales de apoyo o la deficiencia del fluido gelatinoso, dan como resultado una fractura con poca conductividad. Tanto la acidificación como el fracturamiento, ocasionan daños asociados con cambios en la humectación, cambios en la permeabilidad relativa o bloqueo por emulsiones.

Movimiento de partículas: El flujo interior de los fluidos del yacimiento hacia el pozo, transporta sólidos que pueden taponar las aberturas de los pozos o reducir su área efectiva.

Permeabilidad relativa: Los movimientos del agua o del gas, provocan cambios indeseables en la permeabilidad relativa y da como resultado una reducción en la productividad.

La interdigitación, la canalización del agua o del gas, es similar a lo anterior. El agotamiento de un yacimiento hace - que aumente la saturación del gas que rodea el pozo y reduce la productividad.

Depósitos: El agua producida forma incrustaciones, el petróleo da lugar a depósitos de parafina o asfaltenos a lo largo del pozo.

Pseudo-Daños: El daño ocasionado por el tipo de terminación, da como resultado también una restricción en el flujo, - que aunque no es realmente un daño, se toma como un daño positivo en las pruebas transitorias del pozo.

Durante las pruebas de producción, los daños relativos son comparativos con el rendimiento del flujo, el índice de productividad y los índices específicos de productividad de cierto número de pozos del mismo yacimiento, esto requiere pruebas periódicas y controladas de diversos pozos.

La declinación en las curvas de la producción, debe de vigilarse para distinguir una disminución anormal de la producción, las curvas de la declinación señalan los problemas mecánicos (del equipo) que pueden confundirse con daños a la formación.

Pruebas de Pozo: Los daños a la formación pueden determi-

narse cuantitativamente por medio del aumento de presión (pruebas de incremento de presión). El daño es indicado por un valor positivo del efecto de pared (Skin), para calcular el factor de daño o eficiencia de flujo; una eficiencia en el flujo menor de 100% y porcentaje de daño de 1.0.

Pruebas de Gasto Variable: Un método también aplicado para evaluar los daños a la formación, es el denominado Gasto Variable y se aplica en los pozos de inyección. Requiere que se hagan cambios sistemáticos en los gastos de inyección.

Con esto podemos determinar las bajas de presión ocasionadas por esos daños y cuantificar el valor del factor de daño o efecto de pared (Skin).

Pruebas de Decremento de Presión: Algunas veces, la porción inicial de una curva de declinación de la presión, puede indicar daños a la formación. Sin embargo, la zona dañada puede estar demasiado superficial para permitir este tipo de análisis; en este caso, la "correlación de dos zonas" puede ser utilizada, para esto se requiere utilizar la relación entre la permeabilidad de la zona dañada y la zona no dañada y la relación entre el radio de la zona dañada y el radio del pozo. Aunque se ha descrito originalmente como un método para la inyección de pozos, la técnica se utiliza para analizar los datos del aumento de presión de los pozos de producción, cuando el flujo posterior se toma en consideración en forma adecuada.

El enfoque de sistemas, llevado a cabo paso por paso, para identificar los daños a la formación, es el siguiente:

- 1.- ¿Los resultados (productividad) corresponden a los ob-

jetivos?

a) ¿En una nueva terminación, la eficiencia de flujo es igual o mayor que el 100%?

b) Producción del pozo. ¿La producción es igual o mayor que la prevista (objetivo)?

2.- De no ser así, ¿hay algún daño a la formación o está agotado el yacimiento?

3.- Si hay daño ocasionado a la formación, ¿cuándo ocurrió?

a) ¿Durante la perforación?

b) ¿Durante la terminación?

c) ¿Durante la producción?

d) ¿Durante la inyección?

e) ¿Durante el reacondicionamiento?

4.- Si se han empleado fluidos extraños, ¿cuáles fueron sus posibles resultados en las características de las rocas y en los fluidos del yacimiento?

Después de examinar las tablas #s 3 y 4 que se presentan enseguida, se puede llegar a la conclusión de que básicamente sólo existen tres tipos de daños a la formación (aparte de su origen-flujo al interior o al exterior).

a) Taponamiento con sólidos.

b) Cambios en las características del fluido.

c) Cambios en las características de las rocas.

El taponamiento por flujo hacia el exterior (transportación de sólidos) se puede prevenir, teóricamente, en un 10%. Aunque no resulta práctico desde el punto de vista económico, es posible minimizar el taponamiento de materias extrañas.

Los cambios en las características del fluido (emulsiones contaminaciones con fluidos estimulantes), se mejoran si se conoce la compatibilidad de los fluidos utilizados para tratamientos con los fluidos naturales de la formación y se aprovecha ese conocimiento al escoger los fluidos que han de ser utilizados en el pozo.

Los cambios en las características de las rocas, si son ocasionados por flujos hacia el exterior, se pueden prevenir.

Si se estudian las características de las rocas y se hace una selección muy cuidadosa de los fluidos que han de entrar en contacto con las rocas, los cambios en la permeabilidad relativa, pueden ser reducidos a su mínimo. Los cambios en las características de las rocas, ocasionados por flujos hacia el interior del yacimiento, son difíciles de prevenir y de hecho irreparables.

Se ha probado que es más fácil la prevención que el tratamiento para la resolución de los daños a la formación, por tanto, es importante que la prevención se practique en todas las fases de las operaciones durante la vida del pozo.

Se debe estar continuamente alerta y tener conciencia de -

los daños potenciales que puede sufrir el pozo y tratar con toda diligencia de prevenir estos daños en todo momento.

Al tratar de corregir un daño en un pozo, es indispensable identificar el origen del daño para que, de ser posible, no vuelva a ocurrir lo mismo, ni sea necesario el consiguiente tratamiento en el pozo que después se perfore y termine.

TABLA No. 3

<u>TIPO DE DAÑO</u>	<u>IMPIDASE CON:</u>	<u>NO SE PUEDE PREVENIR:</u>	<u>TRATAMIENTO POR:</u>	<u>NO SE PUEDE CORREGIR:</u>
<u>Taponamiento:</u>				
Perforación con lodos sólidos.	Perforación con gas/espuma.	Si se perfora con lodo.	Limpíar por circulación inversa/acidificar.	
Sólidos de la formación.	Id. Id.	Si se perfora con un fluido.	Id. Id.	
Filtrado del lodo.	Id. Id.	Si se perfora con gran pérdida de agua.	Lodo ácido/estabilizadores.	
<u>Cementación:</u>				
Partículas sólidas del cemento.	No.		Acidificar.	
Filtrado del cemento.	Aditivo fluido.		Perforación profunda.	
<u>Perforación:</u>				
Residuos de la carga.	Utilícese carga de primera clase.	Si se usan pistolas desechables.	Limpíar por circulación inversa/acidificar.	
Sólidos del fluido del servicio.	Utilizar fluidos libres de sólidos	Si se perfora en lodo y se sobreequilibra.	Limpíar por circulación inversa/acidificar.	

<u>TIPO DE DANO</u>	<u>IMPIDASE CON:</u>	<u>NO SE PUEDE PREVENIR:</u>	<u>TRATAMIENTO POR:</u>	<u>NO SE PUEDE CORREGIR:</u>
<u>Estimulación:</u>				
Precipitados insolubles originados al acidificar.	Escoger el tratamiento adecuado.		Reacidificar con aditivos adecuados.	Si los precipitados son insolubles.
Bloqueo de la emulsión.	Acido no emulsificante.		Surfactante humectante.	
<u>Fracturación:</u>				
Taponamiento por material de apoyo	Material limpio y bien seleccionado			Imposible la supresión total de desperdicios.
Por fluidos gelatinosos.	Solvente adecuado y suficiente.	Si la fracturación no se planeó adecuadamente.	Solvente de gelatina.	
<u>Fracturación por ácido:</u>				
Cambios en la humectación.	Uso adecuado de surfactantes y fluidos a base de agua.	Si se escogió un surfactante inadecuado.	Surfactante humectante.	

(Continuación)

<u>TIPO DE DANO</u>	<u>IMPIDASE CON:</u>	<u>NO SE PUEDE PREVENIR:</u>	<u>TRATAMIENTO POR:</u>	<u>NO SE PUEDE CORREGIR:</u>
Reducción de la permeabilidad - relativa.		Ocurre al contacto de la formación con líquidos extraños.	Limpia por circulación inversa puede ayudar.	No es corregible en su totalidad.
Bloqueo de la emulsión.	Usar sólo líquidos compatibles.	Puede ocurrir con cualquier agua extraña mezclada con el crudo.	Surfactante humectante.	
Taponamiento por parafina, asfalto, incrustaciones y otros sólidos.	Invertir la circulación con fluidos limpios		Reflujo, limpiar por circulación inversa.	
Durante el servicio del pozo, casi todos los tipos de daños aquí mencionados, pueden ocurrir.	Como se indica arriba.	Como se indica arriba	Como se indica arriba.	Como se indica arriba.

OCURRENCIA, PREVENCIÓN Y TRATAMIENTO DEL DAÑO, POR MOVIMIENTO DE FLUIDO FUERA

DE LA FORMACION

<u>TIPO DE DAÑO POR FLUJO INTERIOR.</u>	<u>INHIBIDO POR:</u>	<u>NO SE PUEDE PREVENIR, CUANDO:</u>	<u>TRATAMIENTO POR:</u>	<u>NO TIENE TRATAMIENTO.</u>
Movimiento de partículas.	Reducción de la presión y del ritmo del flujo.	Sólo se puede prevenir con la reducción de la presión y del gasto.	Estimulación con atención a la reducción.	
Cambios en la permeabilidad relativa (Conificación, Interdigitación o Agotamiento)	Terminar fuera de los contactos gas/aceite o agua/aceite.	El agotamiento afecta a la columna delgada de petróleo.		Una vez que el efecto se ha presentado nada se puede hacer para restaurar las condiciones originales.
Depósitos por agua producida (Incrustaciones)	La selección adecuada y tratamiento del agua inyectada.	En la formación.	Acidificar o tratamiento mecánico.	
Petróleo producido (Parafina, asfaltenos).	Muy raro en la formación.	En la formación.	Con aceite caliente o solventes.	
Producción de arena	Controle el gas to, minimice el tiro o termine por consolidación de arena.	Con agotamiento (pérdida de la presión de los poros).		Después de hacer el cambio de empaque.

SISTEMAS DE FLUJO

La caída de presión provocada por el Pseudo-Daño y el daño actual de la formación, son dos factores fundamentales que controlan la cantidad de flujo hacia el pozo.

El sistema que debe de analizarse, consiste en:

- a) La formación dañada.
- b) La zona no dañada.
- c) Perforaciones de la tubería de revestimiento.
- d) Agujero del pozo.

$$\Delta P_{total} = \Delta P_{fm} + \Delta P_{id} + \Delta P_t + \Delta P_{pe} + \Delta P_{perfo}$$

$$\Delta P_{total} = \text{Caída de presión total.}$$

$$\Delta P_{fm} = \text{Caída de presión requerida para desplazar los fluidos a través de la formación, excluyendo la zona de daño.}$$

$$\Delta P_{id} = \text{Caída de presión requerida para desplazar el fluido a través de la zona dañada.}$$

$$\Delta P_t = \text{Caída de presión causada por turbulencia.}$$

$$\Delta P_{pe} = \text{Caída de presión asociada con la penetración parcial o terminación parcial de la zona productiva.}$$

$\Delta P_{\text{perfor}} =$ Caída de presión asociada con el flujo del fluido a través de las perforaciones.

FACTORES DEL DAÑO

El daño se expresa cuantitativamente por el factor de daño (S_{total}), determinado por el análisis de reconstrucción o desglosamiento de los datos de la prueba del pozo.

El factor de daño así determinado, describe el daño total o la caída de presión total requerida para obtener determinada producción, a esta caída de presión se le llama $P_{\text{(daño)}}$ y se determina por la siguiente ecuación:

$$P_{\text{(daño)}} = 141.2 \frac{q \mu B_o}{k h} S_{\text{(total)}}$$

Donde:

q = Es el gasto (bl/día).

μ = Viscosidad absoluta (cp).

B_o = Factor del volumen del aceite $\frac{\text{bl (a c.u.)}}{\text{bl (a c.s.)}}$

K = Permeabilidad (md).

h = Espesor neto (pies).

$S_{\text{(total)}}$ = Factor total de daño (adimensional).

Cada tipo de Pseudo-Daño se expresa por un factor de éste. Cuando existe un Pseudo-Daño, el efecto de éste se agrega al da

ño de la formación y el daño total es la suma de todos los Pseudo-Daños, más el daño de la formación, lo anterior se expresa en la siguiente ecuación:

$$S_{(total)} = S_{(id)} + S_{(t)} + S_{(pe)} + S_{(perf)}$$

$S_{(id)}$ = El factor de daño de la formación.

$S_{(t)}$ = Factor de daño de turbulencia.

$S_{(pe)}$ = Factor de daño de terminación parcial.

$S_{(perf)}$ = Factor de daño por disparos.

La caída de presión correspondiente a cada tipo de Pseudo-Daño, se estima usando la ecuación.

$$\Delta P_x = 141.2 \frac{q \mu B_o}{Kh} S_x$$

Donde:

ΔP_x = Caída de presión para un tipo de Pseudo-Daño particular en (psi).

S_x = Factor de daño para un tipo particular de Pseudo-Daño.

La siguiente tabla, nos muestra una relación de valores para cada tipo de daño:

CONDICION DEL POZO	VALOR APROXIMADO DEL EFECTO DE DAÑO ACTUAL EN EL - DAÑO DE FORMACION.
Gravemente dañado.	Mayor de 10.
Daño Normal.	Mayor de 0 y menor de 10.
Terminación Natural.	0.
Operación de Acidificación.	De -1 a -3.
Operación por fractura.	De -2 a -4.
Fracturamiento masivo Hidráulico.	Menor de -5.

La caída de presión extra, es creada por efectos de inercia del paso del fluido a través de orificios angostos (permeabilidad) en el espacio poroso de la roca.

RELACION DE PRODUCTIVIDAD

Esta se utiliza para comparar la productividad determinada de un pozo, con la productividad en una terminación natural de un pozo equivalente.

Algunos autores, se refieren a esta relación como la eficiencia de flujo. La terminación equivalente del pozo tiene las mismas propiedades que el pozo terminado excepto el factor de daño que vale 0.

IDENTIFICACION DEL PSEUDO-DANO

La turbulencia de los fluidos en la terminación, ocurre -

cuando el flujo de fluidos en medios porosos no es proporcional a la caída de presión. Por tanto, la Ley de Darcy no se aplica al flujo turbulento.

Se observa que la relación lineal entre la razón de flujo y el gradiente de presión, es únicamente válida para razones de flujo bajas y que por encima de razones críticas, estas variables se relacionan de manera no lineal. Este comportamiento se compara con el flujo de fluidos en tubos cuyo flujo cambie de laminar a turbulento, en algún valor del número de Reynolds, donde la caída de presión es proporcional a la razón del flujo turbulento.

El flujo no-Darcyano trae consigo una caída de presión adicional cerca del pozo perforado que es tratado como un flujo con razón de daño dependiente. Esto es, que el efecto de daño calculado por medio de pruebas de pozo, es un efecto de daño efectivo que incluye, tanto componentes debido al flujo no Darcyano, como a las condiciones actuales del pozo perforado.

El resultado de un flujo no-Darcyano, es el incremento del efecto de daño aparente de un pozo, si el flujo no-Darcyano es un participante directo en el efecto de daño, entonces es sensible a cambios en la razón de flujo.

Un método para estimar la magnitud del efecto no-Darcyano que es usado para datos de pruebas de pozos, es computar el efecto de daño aparente (S_{total}) a partir de los datos de una prueba prolongada del pozo.

El efecto aparente de daño, se relaciona por lo menos en -

dos diferentes pruebas de desglosamiento o reconstrucción en dos diferentes razones de flujo constantes q_1 y q_2 , porque:

$$S_{(total)} = S_{fd} + qDn$$

Donde:

$S_{(total)}$ = Efecto de daño total o determinado por pruebas.

Dn = Constante de flujo no-Darcyano (día/M.P.C.)

q = Gasto de la prueba (M.P.C./día).

S_{fd} = Factor de daño real.

Una gráfica de $S_{(total)}$ vs. q , debe de arrojar una línea recta y la pendiente de dicha línea es Dn (la constante de flujo no-Darcyano) y el efecto de daño real (S_{fd}) es encontrada por igualación a cero de la razón del flujo ($q=0$).

El efecto de daño real (S_{fd}), comprende el efecto de las otras resistencias al flujo en las cercanías del pozo perforado, diferente del flujo no-Darcyano.

Si el efecto de daño total es constante en dos diferentes razones de flujo, indica que el flujo no-Darcyano no es importante en la razón probada más alta. Esto no significa que el flujo no-Darcyano no es importante para razones de flujo altas.

Basándose en el efecto total de daño, la decisión de emergencia es la de acidificar el pozo para remover el daño.

El análisis de turbulencia indica que la mayoría del efec-

to de daño calculado por la prueba, es causado por turbulencia, así que el daño de formación actual se considera como muy leve, basados en esto, no es necesario acidificar el pozo, ahorrando así dinero. Es posible que la acidificación reduzca el efecto de la turbulencia, aumentando el tamaño de los canales del pozo cercanos a él.

La turbulencia es más frecuente en los pozos de gas, donde aparecen velocidades muy altas, pero también se observa en pozos de aceite.

TERMINACIONES EN POZOS PARCIALMENTE PENETRANTES

Este tipo de terminación se usa comúnmente para evitar conificación de agua o de gas. En la figura No. 6, el flujo converge hacia las perforaciones del pozo (disparos), entonces, el flujo de los fluidos del yacimiento tienen efecto de daño.

La reductividad del flujo se calcula usando el factor de daño en la ecuación de flujo radial, para considerar el efecto de la terminación por penetración parcial.

Los daños efectuados por diferentes terminaciones parciales, fueron determinados y presentados en el programa de la figura No. 6.

Penetrando más el intervalo productor se reduce el efecto de daño y se incrementa la productividad.

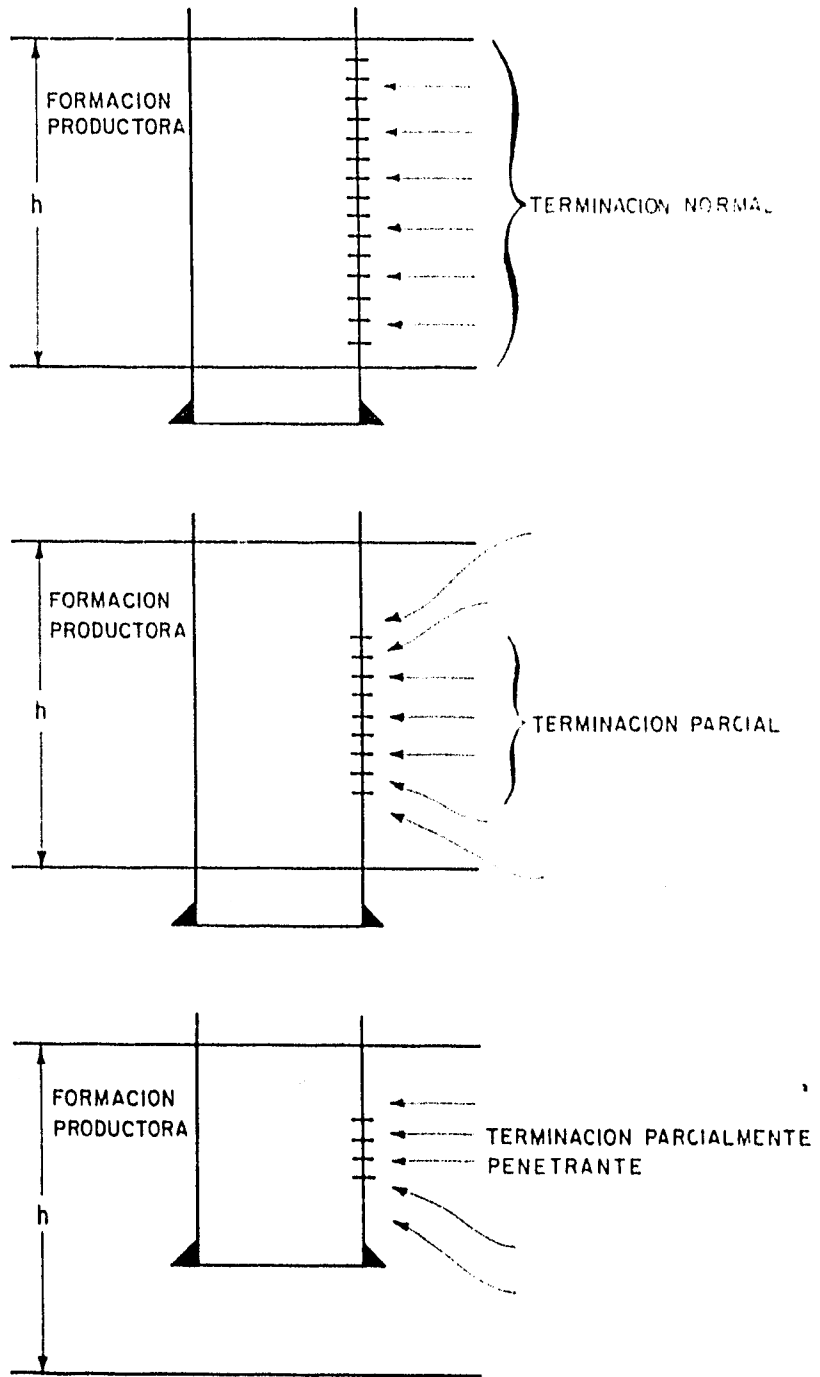


FIG.-6 TERMINACION PARCIAL Y PARCIALMENTE PENETRANTE

FLUIDOS PARA LA TERMINACION Y REACONDICIONAMIENTO DE POZOS.

Son aquellos fluidos que se colocan contra la formación productora cuando se mata, limpia, taponan, estimula o perfora (disparos) un pozo.

El contacto de los fluidos con la formación, constituirán una fuente básica del daño al agujero del pozo por el "flujo hacia el interior". Este contacto del fluido con el agujero del pozo, no es eliminado; por esta razón, se deben seleccionar fluidos que minimicen la posibilidad de este daño.

Los fluidos utilizados para la terminación, estimulación y reacondicionamiento incluyen: lodos, ácidos, líquidos fracturantes, perforantes y desplazadores; limpiadores químicos solventes y surfactantes.

Se necesita tomar en cuenta muchos factores, antes de decidir en qué pozo se han de utilizar estos líquidos.

Se debe de tener en consideración el ambiente en el cual se va a operar:

- a) Ubicación.
- b) Presión de fondo.
- c) Temperaturas (del fondo y de la superficie).
- d) Disponibilidad de fluidos.
- e) Preparación de los fluidos y su costo.

f) Características de las rocas de la formación y de los fluidos que contenga.

Sea cual fuere el tipo de fluido seleccionado para el servicio del pozo, éste debe de estar limpio y libre de sustancias extrañas en suspensión.

La tabla #5, menciona los diversos objetivos que deben satisfacerse al utilizar un líquido para el servicio del pozo. Sin embargo, hay dos objetivos primarios que deben de satisfacer la operación emprendida para el servicio del pozo:

- a) Proteger de todo daño la formación productora.
- b) Controlar el pozo durante las operaciones del servicio.

El primero es probablemente el más importante mundialmente, dado que algunos pozos requieren poco control, pero todos necesitan de la protección adecuada.

A menudo cuando se va a reacondicionar un pozo, se presta poca atención a proteger la formación del daño que causa el fluido utilizado para este trabajo. Por ejemplo, el principal objetivo de muchos reacondicionamientos es aumentar, o por lo menos, restaurar la producción en un pozo. Tal reacondicionamiento no tiene por mira hacer que el pozo reduzca su producción, o peor aún, hacer que sea abandonado.

Sin embargo, una selección descuidada o apresurada del fluido para el reacondicionamiento, es la causa directa de cualesquiera de estos motivos que afectan el pozo (su productividad).

Aparte de cualquier objetivo específico de la operación, - hay que prestar atención a ciertos puntos al seleccionar un - fluido para el servicio de un pozo:

a) Algún fluido se filtrará siempre en la formación, las - características de esta filtración deben mitigar y no - agravar los daños a la formación ocasionados por expansión o dispersión de las arcillas, los cambios en la hu - mectación de la roca o la formación de emulsiones.

b) Considerando la susceptibilidad del pozo o cualquier - clase de daños, el fluido más económico es aquel que sa - tisfaga los objetivos básicos y específicos, aparte de su costo.

El fluido que esté más a nuestro alcance, puede resul - tar el más costoso a la larga, si no satisface todos - nuestros objetivos.

c) La densidad del fluido no debe ser mayor de la necesaria para controlar el pozo.

d) Los fluidos contenidos en el espacio anular de la tubería de producción, deben de estar libres de sólidos, no ser corrosivos y ser estables por largo tiempo.

CARACTERISTICAS DEL FLUIDO

Los fluidos para el reacondicionamiento de pozos que deben satisfacer los objetivos señalados en la Tabla #5, tendrán casi siempre los tres componentes básicos, a saber:

- a) Fase líquida (filtrado).
- b) Partículas de refuerzo (enjarre).
- c) Aditivos para controlar la pérdida de fluido, capacidad conductora, alcalinidad, control del P_h , etc.

Habrán ciertas excepciones a esto, desde luego, la espuma, por ejemplo, no contiene partículas de refuerzo.

El agua producida (o salmuera) o el aceite, se utilizan - por lo general, ya sea como fluido para el servicio del pozo o como fase continua en el fluido a utilizar y tiene (mejorado - con aditivos) control para la pérdida del fluido y capacidad - conductora.

Cualquier líquido utilizado tendrá ciertos recursos (carac-
terísticas), que necesitarán hacer juego con los objetivos del
servicio y que hay que tener en cuenta al seleccionar el fluido
que se ha de utilizar para este reacondicionamiento.

FACTORES QUE AYUDAN A SELECCIONAR EL FLUIDO

Hay que tomar en consideración los recursos al seleccionar el líquido adecuado. Algunos recursos se relacionan estrictamente con el líquido, otros se relacionan a la interacción del líquido y de los otros componentes del sistema.

Los factores mecánicos pueden afectar la selección del - fluido, estos factores incluyen:

- a) La velocidad anular.- Afecta la pérdida de presión y la

capacidad para limpiar el agujero, la velocidad anular se calcula por medio de la siguiente fórmula:

$$V_a = c (Q/A)$$

en donde:

Q = Gasto de circulación (bl/min.)

A = Area anular (pies²)

c = 5.6146 (pies³/bl)

V_a = Velocidad anular (pies/min.)

- b) Medios de mezclado.- Volumen del espacio anular, capacidad de las presas de mezclado, capacidad de las bombas, capacidad de dispersión de los aditivos utilizados para la limpieza del agujero.
- c) Naturaleza y cantidad de los fluidos en el agujero.- Compatibilidad de los fluidos de la formación, con los fluidos que se estén utilizando en el reacondicionamiento.
- d) Volumen del espacio anular.- El fluido debe conservar - buenas propiedades reológicas para minimizar las pérdidas de presión.
- e) Frecuencia de circulación del fluido.- Función del volumen del espacio anular y de la capacidad de la bomba, - así como la estabilidad del fluido y las características de la suspensión de sólidos con el tiempo.

- f) Control de la corrosión.- Es de particular importancia con los fluidos empacadores (que se encuentran en el espacio anular de la tubería de producción) logrado con el control del pH y los inhibidores de la corrosión - (Precaución: Los inhibidores son a menudo "compuestos iónicos" lo que puede afectar las características de la roca o los fluidos del yacimiento).
- g) Componentes del fluido.- Solubilidad de los fluidos dentro de las condiciones exigidas en el agujero (pozo), - presión de fondo y temperatura.

LIMITACIONES

Son aquellas que provocan fallas en el sistema, en relación con un fluido para el tratamiento, hay dos clases de limitaciones:

- 1) Establece el comportamiento de la formación y su interacción con el fluido.
- 2) La relación con el fluido mismo; cómo es preparado, transportado, conservado y utilizado.

Las limitaciones que nos ofrece la formación y que hay que tener en cuenta y atender, se mencionan en la Tabla #6.

Si la presión de la formación es baja, los dos fluidos más fácilmente disponibles en el campo, son: el petróleo producido y el agua; a menudo, lo primero que se piensa es "¿Cómo puede cualesquiera de los dos fluidos antes mencionados, dañar a la -

formación de la que acaba justamente de salir?". La respuesta está en que si la menor cosa ha sido agregada al petróleo o agua, se ha efectuado un cambio respecto a lo que era dentro de la formación. Y este cambio, cualquiera que sea, puede crear problemas si el petróleo o el agua son puestos de nuevo en contacto con la formación.

Los productos químicos agregados al crudo o al agua, pueden ser los causantes de las dificultades con las que se puede uno encontrar para lograr un buen reacondicionamiento.

Antes de utilizar cualquier tipo de fluido para el servicio en el reacondicionamiento del pozo, debe ser probado (a la temperatura del fondo y presión) con fluidos frescos, producidos sin tratamiento alguno para determinar si existe emulsión o precipitado indeseable después de mezclar los fluidos. La mezcla de fluidos puede tener un aumento de viscosidad, lo que puede crear problemas.

Si el fluido utilizado, base o agua, es incompatible con los de la formación, se debe a que en la formación existen arcillas, entonces con el uso de aceite como fase líquida del fluido, se elimina todo peligro de hinchamiento. En el caso de las salmueras, la siguiente concentración salina inhibirá normalmente las arcillas hidratables.

<u>SALMUERA</u>	<u>CONCENTRADO SALINO % POR PESO</u>		
NaCl	5	a	10
CaCl	1	a	3
KCl	1	a	3

Otro tipo de incompatibilidad entre la formación y el fluido, puede encontrarse en las características de humectación de cualesquiera de los productos químicos mencionados, para el tratamiento.

El bloqueo por agua puede ocurrir cuando una roca del yacimiento húmeda por agua, se humedece parcialmente por petróleo.

El humedecimiento por petróleo de la roca, puede ocurrir cuando se utiliza un fluido para el servicio de un pozo que contiene inhibidores de corrosión o disolvente de emulsiones. Para impedir o remover un bloqueo por agua, debe emplearse en el fluido un surfactante con humedecimiento por agua.

Recuérdese que las pruebas de compatibilidad son esenciales cuando se utilizan aditivos tales como los surfactantes, el uso de surfactantes sin pruebas pueden hacer más daño que beneficio. Algunas veces las características normales de los surfactantes se alteran y dan como resultado lo contrario de lo que de ellos se espera.

Un fluido sucio puede reducir la permeabilidad al taponar los canales de flujo. Aún los fluidos relativamente limpios, pueden provocar daños en la formación por medio de la inyección de partículas minúsculas. La fuente de sólidos orgánicos o inorgánicos en fluidos teóricamente limpios, incluyen lo siguiente:

- a) Fuentes básicas de fluidos.- Ríos, bahías, mares, aguas producidas, aceite de tanques de almacenaje, etc.
- b) Materias particulares de fosas superficiales, tuberías

de ademe, tales como: costras de lodo, herrumbres, incrustaciones, etc.

c) Impurezas en aditivos.

d) Los óxidos de hierro, precipitado de soluciones que contienen oxígeno disuelto, que es circulado a elevadas temperaturas por el agujero.

Algunas aguas producidas y salmueras pueden provocar graves corrosiones en las tuberías, a menos de que se tomen medidas preventivas. Generalmente, bastará un control del pH (salmueras alcalinas con pH 7.0 a 9.0). Sin embargo, si la corrosión es un problema, hay disponibles comercialmente, inhibidores adecuados de la corrosión, lo mismo que bactericidas (biocidas).

Si se utiliza petróleo de un tanque de almacenamiento, el petróleo debe filtrarse. Si se escoge el agua preparada como fluidos para llevar a cabo la operación en el pozo, deberá filtrarse y almacenarse en tanques de almacenamiento revestido de plástico.

La transportación de fluidos para el reacondicionamiento desde su fuente hasta la ubicación en el lugar deseado, es también muy importante. Si el equipo utilizado para transportar el fluido no está limpio, entonces los esfuerzos y desembolsos hechos para tener un fluido limpio de reacondicionamiento y sin contaminaciones, habrán sido en vano.

Va sea que la transportación del fluido se haga en un lan-

ción a un pozo marino o que se utilice un carro tanque, para un terrestre, es de suma importancia para el buen éxito de todo trabajo de servicio, que se limpien bien los tanques transportados antes de recibir la carga de fluidos.

A menudo, esto no se hace por esta razón, cuando se descargan los fluidos de reacondicionamiento de un camión o de un lanchón, es indispensable verificar si el fluido contiene lodo, escombros y otras impurezas; si se observa que estos contaminantes se encuentran presentes, entonces hay que desechar el fluido para evitar daños a la formación, los tanques deben lavarse para suprimir todo contaminante. Las líneas de drenaje del fluido en el tanque, estarán colocadas en el fondo para que los sedimentos puedan ser drenados.

Las bombas y las líneas, deben ser lavadas a presión con un fluido limpio para remover todo contaminante antes de bombear el fluido de reacondicionamiento hacia el pozo.

Cualquiera que sea la procedencia de la sarta de tubos que se utilizará, es importante verificarla y limpiarla de cualquier impureza.

Se encontrará que casi toda la sarta estará sucia y conteniendo parafina, herrumbre, incrustaciones y otras muchas impurezas. Toda la sarta debe ser cepillada y en algunos casos lavadas a vapor. Dejar pasar un simple diablo a través de la tubería, no es, en la mayoría de los casos, el método adecuado de inspección y limpieza.

Durante muchas de las operaciones de servicio de un pozo, el fluido se contaminará. Es necesario vigilar continuamente el

fluido y cambiarlo o filtrarlo para estar seguros de que no dañe a la formación.

Los reacondicionamientos son costosos, si no se obtiene una buena fuente, limpia de fluidos para reacondicionamiento y si el fluido no es probado, tratado, transportado, almacenado u conservado en forma adecuada. El tratamiento puede fallar, no debe olvidarse la razón por la cual el pozo es reacondicionado y es la de restaurar o aumentar su producción, no reducirla.

Sin tener en cuenta la operación que se realiza, un fluido de reparación o terminación de un pozo, debe tener los siguientes propósitos:

- a) Proteger de un posible daño a la formación productora.
- b) Controlar el pozo durante el trabajo.

Los fluidos pueden ser:

- Diesel.
- Petróleo crudo.
- Agua limpia.
- Agua de pantano.
- Salmuera.
- Agua de mar.
- Lodos convencionales base agua.

- Lodos de emulsión inversa.
- Espumas.
- Nitrógeno.

Factores que se toman en cuenta para la selección del fluido:

- Costo.
- Suspensibilidad.
- Presión en el fondo.
- Compresibilidad del fluido con la roca de la formación.
- Los fluidos de la formación.

Características que deben tener los fluidos:

- 1.- Limpieza.
- 2.- Libre de sólidos en suspensión.
- 3.- Compatibilidad con los fluidos de la formación.

DESCRIPCION DE LOS FLUIDOS

Diesel.- Se usa cuando la presión y la densidad nos indique que el uso de este fluido es el apropiado para controlar la presión de la formación, pero se debe tener en cuenta si es compatible con los fluidos de la formación.

Desventajas.- Contamina el medio ambiente y por descuido -

puede producirse un incendio.

Petróleo crudo.- Este fluido se utiliza cuando se desea baja densidad, pero también hay que asegurarse que éste sea compatible con los fluidos de la formación. A veces, es necesario un tratamiento para su emulsificación y cambiar las mojabilidades - por medio de surfactantes que reduce la tensión interfasial.

Desventajas.- Tiene las mismas que en el caso anterior.

Agua Limpia.- No es buen fluido a menos de que sea tratado, por tanto, este fluido puede causar la hidratación de las arcillas, esta hidratación se debe al bajo contenido de cloruros, - para elevar este porcentaje se debe tratar el agua con cloruro de Potasio.

La mejor forma de su almacenamiento es por medio de tanques cubiertos por plástico.

Agua de Pantano.- Daña a las formaciones, ya que contiene pocos cloruros y grandes cantidades de sólidos en suspensión.

Antes de usarse este tipo de agua, se recomienda hacer lo siguiente:

- a) Filtrado.
- b) Tratado con cloruro de potasio.
- c) Agregar surfactantes.

Salmueras.- Son soluciones que se preparan en el campo --

(Cloruro de sodio + Agua).

Características. -

- Deben de ser probadas para su compatibilidad con la forma
ción.

- Debe de ser limpia y libre de sólidos.

Agua de Mar. - Este tipo de agua es mucho más limpia que la de los pantanos, pero debe darse el mismo tratamiento.

Cuando se pida un análisis de agua de mar, se debe solicitar un cuanteo de Bario para evitar las incrustaciones de éste en los pozos.

ADITIVOS PARA EL TRATAMIENTO

Surfactantes. - Son aditivos que cambian las propiedades interfasiales, rompe o evita las emulsiones.

Hay surfactantes solubles en agua o en aceite y el tipo de solubilidad depende del fluido en cuestión.

En general, sirve para prevenir daños a la formación por fluidos inyectados o reparar estos daños cuando han sido ocasionados anteriormente.

Cambios interfaciales dañinos. - Bloqueo por agua, por emul
sión y el cambio de mojabilidad de la roca.

La Coalescencia. - Se presenta cuando una roca mojada por -

agua, se cambia mojada por aceite si se utiliza un surfactante catiónico.

REDUCTORES DE PERDIDA DE FILTRADO Y AUMENTO DE VISCOSIDAD

Estos aditivos son:

- Polímeros.
- Asfaltos.
- Carbonato de calcio.
- Gilsonita.

POLIMEROS.- Son compuestos que producen cadenas que se repiten (Carboxi-Metil-Celulosa, Almidón, Celulosa, etc.). Evitan la pérdida del filtrado y aumentan la viscosidad (Goma Guan).

Los polímeros sintéticos (Carboxi-Metil-Celulosa), son solubles en el agua y controlan la viscosidad y el filtrado mediante el uso de alcalinizantes.

Polímeros Naturales.

La Goma Guan.- Proporciona tanto incremento en la viscosidad, como control en la pérdida del filtrado. Sin embargo, debido al daño que ocasiona, su uso como fluido de reacondicionamiento de pozos, ha disminuido.

El almidón se emplea, principalmente, como fluido de reacondicionamiento para controlar pérdida de fluido, también está ca-

yendo en desuso porque reduce la permeabilidad de la formación.

Goma de Xantato.- Proporciona buena capacidad de acarreo y buen control de pérdida de filtrado, pero hace la remoción de las partículas indeseables muy difícil; además, no es totalmente removible por el ácido clorhídrico.

Hidroxi-Etil-Celulosa.- Combinado con lignosulfonato de calcio, tiene propiedades deseables en la reparación de pozos terminados en calizas, que son:

- a) Buena capacidad de acarreo.
- b) Buen control de pérdida de filtrado.
- c) Baja gelatinosidad para separar los sólidos indeseables en las presas.
- d) Es totalmente degradable en ácido clorhídrico.

Carboxi-Metil-Celulosa.- Utilizado en fluido de reparación, nunca debe usarse en contacto con la zona productora debido al alto daño que le causa (disminuye la permeabilidad).

CONTROL DE PERDIDA DE FLUIDO

Los aditivos para incrementar la viscosidad, no deben usarse sin la adición de partículas de puenteo apropiadas, para evitar el movimiento de las partículas coloidales dentro de la formación.

Las partículas de puenteo deben reunir dos características:

- 1.- Deben formar una película (puenteo) de baja permeabilidad, rápidamente.
- 2.- Deben ser removidas por degradación o contraflujo.

Carbonato de Calcio.- Este material está disponible en varios tamaños (malla de 400 hasta 70), para la mayoría de las formaciones se usan partículas de la malla 200. Es completamente soluble al ácido clorhídrico. Utilizado con el Hidroxi-Etil-Celulosa, proporciona un excelente control de la pérdida de filtrado y capacidad de acarreo; además, mediante un lavado con ácido clorhídrico, se puede sustituir casi por completo la permeabilidad original de la formación.

Resinas solubles en aceite.- Se disponen en varios tamaños con el fin de lograr una acción efectiva de puenteo en soluciones acuosas, son fácilmente removibles por bajas concentraciones de aceite. Como algunas resinas tienden a fundirse a temperaturas relativamente altas, se deben seleccionar considerando este aspecto.

Incrustaciones.- Son materiales sólidos que se depositan en las conexiones del pozo, debido a la mala calidad de los fluidos usados en un reacondicionamiento o terminación. Generalmente, se forman por la cristalización y precipitación de los minerales contenidos en el agua. Su origen se debe a abatimientos de la presión y cambios bruscos en la temperatura, por la mezcla de dos aguas incompatibles.

Los depósitos más comunes son: carbonato de calcio, yeso y sulfato de bario, también se puede depositar compuestos de hierro, tales como:

Carbonato de hierro (FeCO_3)

Oxido de hierro (Fe_2O_3)

Sulfuro de hierro (FeS)

Generalmente, resultantes de la corrosión debido al Bióxido de carbono (corrosión dulce) o por oxígeno disuelto en el agua y por la corrosión de gas amargo (H_2S)

ADITIVOS QUE CONTROLAN Y ELIMINAN LAS INCRUSTACIONES

POR DEPOSITO

Son los fosfatos llamados polifosfatos.

Los factores que afectan el ritmo de solución y controlan la solubilidad de los polifosfatos, son:

- Tamaño.
- Temperatura.
- Presencia de iones de cloro.
- Dureza del agua.
- Composición del agua.

Las partículas de polifosfatos deben ser lo más pequeñas posibles para que se disuelvan más rápido a medida que se incrementa la temperatura.

El ritmo de disolución se incrementará en un 65% por cada -

2,000 ppm. de cloruro en el agua.

REMOSIÓN QUÍMICA DE LAS INCRUSTACIONES

Para remover el carbonato de calcio se puede utilizar ácido clorhídrico o ácido acético; el ácido acético se aplica especialmente, en pozos de bombeo mecánico, teniendo en cuenta la protección de la bomba hacia este ácido.

Para remover los depósitos de hierro, se usa generalmente ácido clorhídrico con un agente secuestrante, este agente tiene la particularidad de poder tener en suspensión el hierro, hasta que pueda ser producido.

Por último, para resolver los problemas de las incrustaciones, se deben seguir los pasos siguientes:

- 1.- Identifique el tipo de incrustación y la razón de ello.
- 2.- Remueva los depósitos mediante procedimientos químicos o mecánicos.
- 3.- Inhiba contra la depositación futura.
- 4.- Evite la carga de presión excesiva en las vecindades del pozo, mediante la utilización de buena técnica de perforación (disparos).

Lodos convencionales base agua. - Por economía y disponibilidad, algunas veces, se sugiere el uso de un lodo en lugar de una salmuera. Sin embargo, su filtrado contiene dispersantes, arcillas y altas concentraciones de partículas finas en el interior de la formación como en la entrada de ésta. Se debe meditar su -

uso, excepto frente a formaciones que serán abandonadas.

Lodos de emulsión inversa.- Este tipo de lodos, son generalmente menos dañinos desde el punto de vista de ocasionar un problema con las arcillas (hidratación), ya que su filtrado es mucho menor que los lodos base agua.

El costo es demasiado alto, por tanto, su uso es justificado con respecto al lldo base agua, que en ciertos casos daña seriamente a las formaciones.

Espumas.- Es una mezcla de aire disperso en agua dulce o salmuera, contienen pequeñas cantidades de surfactantes (es el espumante), la concentración y el tipo de ésta debe seleccionarse para obtener una espuma estable con los fluidos de la formación.

Ventajas.- Una de las principales, es la combinación de baja densidad, baja pérdida de filtrado y alta capacidad de acarreo a velocidades de flujo moderadas.

Desventajas.- El manejo tan complejo y sus altos costos.

Nitrógeno.- Es usado como un fluido de terminación o reacondicionamiento de pozos, este tipo de fluido es usado en yacimientos de baja presión.

Las restricciones del nitrógeno son similares a las de las espumas.

TABLA No. 5

OBJETIVOS ESPECIFICOS DE LOS FLUIDOS PARA EL
REACONDICIONAMIENTO DEL POZO

<u>O B J E T I V O</u>	<u>TERMINACION</u>	<u>REACONDICIONAMIENTO</u>
Control de la presión.	X	X
Desplazamiento del cemento, ácidos, etc.	X	X
Fluidos para tapar o ahogar.	X	X
Baldeo previo, fluidos para empaque o taponamiento.	X	X
Estimulación (ácidos, fluidos para fracturamiento).	X	X
Empaque con grava.	X	X
Fluidos para la estabilización de la arcilla.	X	X
Consolidación de la arena.	X	X
Solventes.		X
Surfactantes.		X
Limpieza del agujero.		X

TABLA No. 6

RESTRICCIÓN A LA FORMACIÓN

<u>LIMITACION</u>	<u>CONTROL</u>
Reducción a la permeabilidad.	Reducir la pérdida de fluido (Invasión de filtrado).
Presión de la formación (Alta o baja).	Selección adecuada de la densidad del fluido.
Contenido de arcilla.	Minimizar la hidratación de las arcillas con aditivo adecuado - electrolítico.
Pérdida de circulación en la formación (la fracturada o - no fracturada).	Reducir la pérdida del fluido - con un agente adecuado.
Sensibilidad de la formación (cambios en la humectación).	Utilizar aditivos humectantes.
Compatibilidad del fluido de la formación con el fluido - utilizado para el reacondicionamiento (emulsiones, formación de escamas).	Hacer pruebas de compatibilidad.

PERFORACION DE LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO

El objetivo de una buena perforación (disparar), es obtener un flujo efectivo entre el agujero del pozo y el yacimiento (intervalo puesto a producir), que permite:

- a) Evaluar los intervalos de producción.
- b) Optimizar la producción.
- c) Optimizar la inyección (cuando se inyectan fluidos).
- d) Aislar ciertas zonas (cementación forzada).

La perforación es esencialmente irreversible, por lo tanto, es indispensable una buena planeación y ejecución; para una buena planeación se requiere una minuciosa investigación de:

- a) El ambiente dentro del cual se llevará a cabo el trabajo.
- b) El objetivo de la terminación o reacondicionamiento específico.
- c) Los atributos y limitaciones del equipo disponible para llevar a cabo operaciones de disparos.

Para lograr cualesquiera de los principales objetivos, las perforaciones hechas por los disparos deben penetrar la tubería de revestimiento más allá del cemento, hasta llegar a la formación que tiene los hidrocarburos.

Las perforaciones deben ser limpias, de tamaño y profundidad uniformes, se debe tomar muy en cuenta que la operación de

perforación no debe dañar el revestimiento ni el cemento.

RECURSOS Y ATRIBUTOS

Los recursos son aquellas cosas que utilizamos para lograr objetivos y los atributos, generalmente, describen en forma numérica los recursos.

El principal recurso utilizado en la perforación (disparo), es la pistola (perforador), operado por medio de cable con carga configurada. La carga configurada típica (figura 7), es un simple artefacto que por lo general consiste de cuatro componentes básicos: un revestimiento metálico cónico, un detonador, una carga altamente explosiva (ciclonato) y una caja o envase.

El proceso de perforación es en extremo delicado y requiere de una serie de eventos, que comienza con el disparo del detonador eléctrico, con lo que se inicia una reacción en cadena; Detonador - Primacord - Reforzador - Explosivo principal.

El metal de revestimiento de carga comienza a fluir bajo elevadas presiones del explosivo, este flujo de material del revestimiento se convierte en un delgado filamento impulsado a grandes velocidades, minúsculas partículas de metal salen disparadas del cono de carga a una velocidad considerable. La presión en la punta del chorro se estima en 5 millones de lb/pg^2 , mientras esto ocurre, el exterior de la tubería de revestimiento colapsa y forma otra corriente de metal, como es de esperarse, se mueve en forma mucho más lenta.

Con algunas cargas (de poca calidad), el revestimiento de -

las mismas puede formar residuos que se inyecten a la formación y producir taponamiento de la perforación.

Dado que este proceso debe desarrollarse en una secuencia exacta, cualquier falla (problema) en el sistema, da lugar a un mal funcionamiento (síntomas), tales como:

- a) Agujeros irregulares.
- b) Tamaño inadecuado del agujero.
- c) Pobre penetración del disparo.
- d) Penetración nula (no hay agujero).

Para garantizar un buen rendimiento, debe vigilarse muy cuidadosamente los procedimientos de carga y disparo de pistola.

Muchos parámetros de diseño (atributos), gobiernan el rendimiento de la carga, algunos de los aspectos importantes son: la geometría, el ángulo, el material, las propiedades físicas, el grosor y las dimensiones. La configuración de carga también es significativa, incluyendo el neutralizador y la distancia del revestimiento de la pistola al detonador. La distribución y densidad del explosivo (que determina la velocidad de la detonación), es más importante que la cantidad total del explosivo.

Tomando en consideración otros recursos, encontramos que el claro o espacio entre la tubería de revestimiento y la pistola tiene un efecto importante. La variación de estos espacios, es porque la mayoría de estas pistolas tienden a descentrarse en las tuberías debido a la desviación del pozo.

Más aún, todas las pistolas están diseñadas para disparar - en varias direcciones (multidireccionales), los valores de la penetración y del agujero varían con los valores óptimos presentes cuando el claro es pequeño.

El problema de espaciar la pistola, se vuelve más agudo -- cuando tomamos en consideración el reducido diámetro de las pistolas que deben destinarse hacia abajo para perforar grandes tuberías de revestimiento. En la figura 8, se muestra una pistola de 1-11/16 pg. con 90° de faseo, disparando en una tubería de 7 pg. de diámetro exterior, lógicamente existirán diferencias en los valores de la penetración y del tamaño del agujero de entrada, conforme el espacio varía de carga a carga.

Se ha sugerido a menudo, la centralización de la pistola como una solución para la variación de los espacios (claros). Aunque, algunas veces, resulta práctico en el caso de las pistolas de gran diámetro, no es así con pistolas pequeñas en las que el problema es más agudo. La centralización de la pistola en la figura 8-A, da como resultado un amplio espacio en todos los disparos en vez de los dos que se muestran, reduciendo el rendimiento de todos los disparos hechos. La presencia de agujeros de forma irregular aumenta con mayores claros, los agujeros irregulares - no permiten el funcionamiento de los selladores de bola en los - casos de acidificación o fracturamiento.

La posición de la pistola como una solución mucho mejor para el grave problema del claro, está ilustrada en la figura 8-B. La pistola se sostiene contra la pared de la tubería mediante artefactos mecánicos o magnéticos, las cargas conformadas se arreglan de modo que los disparos salgan con un bajo valor de faseo, de preferencia de 0°.

Dado que el espacio es constante, la penetración y tamaño del agujero resultan razonablemente constantes.

Por lo que se refiere a los recursos de equipo, hay indicaciones de laboratorio de que las cargas de chorro (jet) de alta calidad, producen perforaciones que libran más fácilmente los residuos de la formación rota y la limpian mejor. Un disparo de chorro (jet) de alta calidad, es aquel con mayor coherencia, uniformidad de masa y velocidad de distribución.

La diferencia entre las pistolas de chorro, radica en ciertos aspectos de fabricación relacionados con el diseño de la carga, condiciones de la misma y control de calidad, por tanto, es necesario tomar estos parámetros en cuenta cuando se trate de seleccionar entre pistolas de chorro (jet).

La perforación por presión en reversa, es otro recurso utilizado para optimizar el rendimiento de la perforación.

Disparar con una presión diferencial a favor del yacimiento, es adecuado para lograr un sistema efectivo de perforación, así las perforaciones no estarán expuestas a fluidos extraños.

Se ha comprobado a través de muchos años, que una diferencia de presión de la formación de 200 lb/pg², ha sido considerada como la norma. Sin embargo, más recientemente, el nivel ha sido elevado a 500 lb/pg², obteniéndose con esto, mejores resultados. El valor óptimo de esta diferencia de presión estará regido por el tipo de formación que se desea terminar.

En los pozos productores de gas, se utilizan mayores pre-

siones diferenciales, llegando a veces a ser hasta de 4,000 -- lb/pg², la razón de esto, es que las perforaciones en los yacimientos de gas son más difíciles de limpiar. Algunas veces, no es muy bien vista la decisión de disparar pozos de gas con alta diferencial de presión, debido a que puede saltar la pistola y ocasionar una labor de pesca. El uso adecuado de pesas y pistolas recuperables, alivian este problema.

La perforación con presión en reversa se lleva a cabo, generalmente, a través de tuberías con perforadores de diámetro pequeño.

En estos casos, se recomiendan las pistolas colocadas adecuadamente para obtener un rendimiento óptimo, tales pistolas son generalmente diseñadas para disparos en línea (0° de faseado). Esto, algunas veces, plantea la cuestión del efecto en el rendimiento del flujo interior del pozo. El índice de productividad se reduce apenas en un 10%, podemos dar por sentado que a menudo, esta reducción es más que compensada por la alta efectividad que se logra con los disparos.

TIPOS DE PISTOLA

Las pistolas y cargas disponibles en la actualidad, se clasifican en tres categorías:

- a) La pistola recuperable.
- b) La pistola no recuperable y desechable.
- c) La pistola semi-recuperable.

La pistola recuperable consiste en un tubo de acero, dentro

del cual se asegura la carga conformada, este tubo está sellado por presión hidrostática por lo que la carga está rodeada de aire a presión atmosférica, cuando la carga se dispara las fuerzas explosivas expanden la pared del conductor ligeramente, pero el tubo y los residuos dentro de éste, son sacados fácilmente del pozo.

La pistola desechable y no recuperable consiste de vainas - selladas individualmente a presión, hechas generalmente de material frágil como: aluminio, cerámica, vidrio o hierro colado, - hay una carga dentro de cada vaina y cuando ésta es detonado, es talla en mil fracciones, no tiene conductor que contenga los residuos. Estos residuos se quedan en el pozo.

Las pistolas semi-recuperables, tales como el conductor de alambre y el jet de cinta, ofrecen las siguientes ventajas sobre el tipo totalmente desechable:

- a) Hay una mínima cantidad de residuos por eliminación de - partes desechables, gracias al uso de las cintas o alambres de acero que sostienen la carga.
- b) Tienen carácter de residuo mejorado. El uso de vainas - de cerámica o vidrio, da como resultado un residuo muy - parecido a la arena o grava que no provocan taponamiento.
- c) Son resistentes a la presión y al uso y las vainas de cerámica son resistentes a los productos químicos.
- d) Facilitan el faseo en 0° para las pistolas colocadas en posición, en las operaciones a través de las tuberías.

Estas tres categorías de pistolas con carga conformada, se utilizan para operaciones en tuberías de revestimiento y a través de tuberías de producción. (Tabla No. 7).

CONTROL DE PENETRACION

La importancia de un buen control en la penetración, es un importante recurso de las operaciones de perforación (disparos), que no pueden des-estimarse. Son muy costosas las medidas que se toman para corregir aquellos problemas ocasionados por una pobre penetración, debida a malos disparos.

Lamentablemente, tal error es a menudo difícil de analizar, después de efectuados éstos.

Para colocar adecuadamente el perforador (pistola), generalmente, se utiliza un registro gamma neutrón en conjunción con un registro localizador de coples de la tubería, para relacionar la ubicación de intervalos productivos con los coples de la tubería de revestimiento. Debido a la diferente posición vertical del registro gamma neutrón y los puntos de medida del localizador, los coples de la tubería de revestimiento registran profundidades diferentes (generalmente, 3 o más pies de profundidad). Estas profundidades del cople se registran y aparecen a menudo en la correspondiente bitácora.

Las profundidades corregidas del cople, se utilizan entonces, para colocar adecuadamente la pistola al correr un localizador de coples encima de la pistola. Los coples determinan la carrera de la pistola y el perforador se coloca para ser disparado. Hay que tener en cuenta, que las cargas se encuentran debajo del

localizador del cople, por tanto, debe hacerse otra corrección para compensar la dislocación. En este caso, se determinará la profundidad de la perforación sustrayendo el desplazamiento, entre el tiro de referencia y el localizador del cople de lo - que indique la profundidad.

Son posibles dos fuentes de error (limitaciones): si cualquier corrección se hace en la dirección contraria, el error resultante será el doble de la cantidad de dislocación que se trata de corregir.

AMBIENTE Y LIMITACIONES

Hay numerosos factores en el ambiente del sistema que se - deben tener en cuenta, aunque no se tenga control sobre éstos y que afectan las operaciones. Los más importantes son: tipo y - resistencia de la formación, grosor de las paredes y grado de - resistencia de la tubería de revestimiento, refuerzo dado a la tubería con el cemento, resistencia y grosor del cemento y gra- diente geotérmico natural de la roca. Sobre algunos de éstos - no se tiene casi información alguna, pero se debe tener presen- te su influencia sobre la efectividad de la operación de perfo- ración.

Como es natural, mientras mayor sea la resistencia compre- siva de la formación, menor será la penetración de los disparos. Las cargas conformadas perforar el doble de profundidad en for- maciones de alta resistencia que las pistolas de balas, pero en las capas de baja resistencia, las balas perforaron más a fondo. Sin embargo, se ha comprobado que en el estudio no se tomaron - en cuenta los recargos de la fatiga, debe suponerse que la pis- tola de bala sólo pudo llegar a mayor profundidad cuando se tra

tó de zonas muy poco profundas.

El grado de la tubería es un factor que hay que tomar en consideración; el diámetro interior de la tubería de revestimiento, generalmente, se reduce con el aumento en la resistencia (espesor).

Casi todo el equipo de perforación de carga configurada utilizado en la actualidad como explosivo, es la ciclonita a 340°F (171°C). Cuando la temperatura del agujero del pozo sobrepasa este nivel, es necesario utilizar equipo especial, el no hacerlo puede dar como resultado una detonación prematura que dañaría el pozo. Los tipos existentes de pistolas desechables, nunca deben de operarse a más de 300°F (149°F).

El tipo de fluido en el pozo, señala la gran influencia que tiene para la limpieza de la perforación. El fluido de la terminación debe considerarse como un recurso siempre que esté limpio, libre de sólidos y que sea compatible, tanto con la formación como con los fluidos dentro de la misma. Sin embargo, las evidencias del laboratorio y del campo, señalan marcadamente que la máxima efectividad de la perforación (disparo) sólo puede lograrse cuando no se permite que los fluidos invadan la formación. Parece lógico, por lo tanto, perforar con fluidos limpios o con una presión diferencial a favor de la formación.

Muchas limitaciones humanas están involucradas en las operaciones de perforación, tales como:

- a) Falta de comprensión de lo que se necesita para una perforación (disparar) óptima.

- b) Pobre selección del fluido para la perforación (disparos) o pobre aplicación de una buena selección, esto taponará con sólidos las perforaciones.

Debido a que la operación de la perforación se base en un equipo muy complejo, hay también varias limitaciones y éstas son:

- a) Daño o deformación de la tubería de revestimiento que puede ser producida por las pistolas desechables. No se ha encontrado evidencia alguna de daño, cuando se utilizan pistolas recuperables.
- b) El tipo y la calidad de la carga, puede también influir en la limpieza de la perforación. Aparentemente, no hay relación alguna específica entre las características de la limpieza de la carga y la profundidad de la penetración. Una carga puede dispararse a mucha profundidad y tener muy pobres características de limpieza.
- c) Taponamiento de las perforaciones con residuos de la carga conformada: Limpieza inadecuada de la pistola (particularmente, con pistolas de tubo), insuficiente corriente eléctrica o voltaje detonador, pobre calidad del elevador de presión; pobre calidad del explosivo básico, pobre colocación y contacto entre la carga y el revestimiento; humedad en la carga; antigüedad de los explosivos.

La limpieza de la perforación parece estar más relacionada con el carácter del disparo que con la profundidad de la penetración (teniendo en consideración, desde luego, que puede haber algún taponamiento causado por los residuos de la cápsula de la carga).

Cuando se dispara un pozo con una diferencial de presión a favor del mismo, el lodo utilizado puede dar lugar a taponamientos de algunas de las perforaciones; el lodo está destinado a taponar. Lamentablemente, la configuración de la perforación es tal, que cuando se tapona con lodo, el lodo es, a menudo, difícil de remover. Las pruebas de laboratorio demuestran que los taponamientos duros deshidratados no pueden ser removidos algunas veces, ni aún sujetos a presión en reversa de miles de libras. La dureza del taponamiento parece ser una función del tiempo que ha estado expuesto a la presión positiva del lodo.

Debido a los problemas del taponamiento, muy pocas perforaciones quedarán limpias y volverán a funcionar con una presión en reversa.

Parece lógico que solamente aquellas perforaciones con una gran inclinación a la limpieza, quedarán libres de sus basuras y comenzarán a producir durante la limpieza de activación. Una vez iniciada la producción, la presión diferencial a través de aquellos agujeros todavía taponados, se reducirá y posiblemente nunca queden limpios, cuando esto ocurre, los objetivos de la perforación no se logran.

RETROALIMENTACION

Las pistolas para perforación de pozos petroleros, son evaluadas utilizando métodos presentados en API RP-43 Standard Procedure for Evaluation of Well Perforators. Este RP se divide en dos secciones: La sección 1, es la evaluación bajo condiciones de superficie y utiliza un blanco u objetivo de concreto; la sección 2, evalúa las características físicas y flujo, utilizando un blanco u objetivo de arenisca Berea. Los detalles de los pro

cedimientos para estas pruebas se encuentran en API RP-43. Los datos recogidos en cada prueba aparecen en la Tabla No. 8. La sección 1 define las características básicas de la perforación. La sección 2 compara la eficiencia del flujo de una perforación ideal con la de una perforación real y combina esto con la penetración de la perforación para dar una medida de la productividad de la perforación. La prueba de la sección 2, es más realista para evaluar los perforadores (pistolas), porque utiliza un blanco y condiciones de prueba que se asemejan más a las del agujero del pozo, además todos los perforadores (pistolas) pueden causar daño en el túnel del disparo (perforación) figura 9. Las pruebas hechas de acuerdo con la sección 2, toman en consideración este aspecto.

Las compañías de servicios de perforación (disparos) dan siempre informes sobre los resultados de las dos secciones (1 y 2).

Típicamente, las penetraciones de las perforaciones en la sección 1, exceden de las reportadas en la sección 2. Debe tenerse mucho cuidado cuando se selecciona una pistola, basándose en las pruebas del API RP-43. Las pistolas deben compararse y seleccionarse con base en los resultados de las pruebas de la sección 2.

Estudios recientes de laboratorio (SANCIER), sobre las perforaciones en rocas sujetas a presión simulada de los poros y a sobrecargas excesivas, describen la penetración y el desenvolvimiento del flujo de una pistola Jet. La penetración y la eficiencia del flujo de la arenisca Berea, piedra caliza Austin y Dolomita Wasson, se correlaciona con la fatiga efectiva (presión de la sobrecarga menos presión del poro). En general, las pene-

traciones de las rocas Bereas y Austin se reducen en un 30 y 47% respectivamente, conforme la fatiga efectiva es aumentada a un rango de 5,000 a 6,000 lb/pg². Ninguna reducción posterior en la penetración ocurre más allá de los valores de 5,000 a 6,000 lb/pg². La penetración en la piedra caliza Austin disminuye proporcionalmente al aumentar la fatiga (presión diferencial entre la presión del poro y la sobrecarga de los sedimentos) efectiva hasta 12,000 lb/pg². Sin embargo, los resultados de las pruebas fueron erráticos y no se pudo llegar a una conclusión general respecto a esta roca.

Los estudios previos entre tres tipos de roca, de la resistencia compresiva de la roca, hacen pensar que la penetración disminuye con el aumento de la resistencia compresiva de la roca, pero la variación de la resistencia compresiva de una misma roca no tiene correlación con la penetración.

Las condiciones simuladas del agujero del fondo, dieron también una eficiencia de flujo en el núcleo, más bajas que las observadas en las pruebas API RP-43 de la sección 2, estos resultados se vieron influenciados por los aparatos de laboratorio que difieren de los utilizados por el API.

El estudio de laboratorio de Sancier, aquí discutido, sugiere que la penetración en las formaciones con una resistencia efectiva de 5,000 lb/pg² (o mayor) es un 50% (o menos) del total de la penetración reportada en la sección 2 API RP-43. En otras palabras, si se está perforando a 8,500 pies o más de profundidad, puede esperar aproximadamente la mitad de la penetración indicada en la sección 2 API RP-43.

PROCEDIMIENTO PARA LA SELECCION DE LA PERFORACION

Antes de elegir una técnica de perforación (disparar), se debe conocer a fondo los objetivos y condiciones de la operación que se ha de llevar a cabo.

Esto, desde luego, incluye un amplio conocimiento del ambiente, de la presión del pozo, de la presión de formación, la decisión de si el pozo debe o no ser estimulado y cómo; si la formación es productora de arena, si se trata de una terminación original o de un reacondicionamiento y si el pozo se habrá de utilizar para la producción o la inyección. ¿Cuál es la presión? ¿Es anormal? ¿Es normal? Si es normal, ¿es lo suficientemente baja para perforar y luego colocar la tubería de producción?

Si es anormalmente alta, es mínimo el daño potencial de la formación por la perforación con fluidos densos. De ser así, se tiene la opción de elevar la densidad del fluido de terminación, perforar con pistola de vaina y después correr la tubería de producción, o bien, correr la tubería de producción en un fluido ligero, después perforar con pistola de tubo o una combinación de éstos.

Si es anormalmente baja y la formación es susceptible de ser dañada, podemos aligerar la columna de la tubería de revestimiento o tubería de producción para una perforación con columnas desequilibradas y perforar con pistola de vaina, o bien, correr la tubería de producción, aligerar columnas y perforar con una pistola de tubo.

ESTIMULACIONES

Para decidir si se ha de estimular o no, se necesita una información sobre el pozo, tal como se habla planteado en casos en los cuales el gasto ha disminuido considerablemente. Si se ha de estimular, ¿se ha de utilizar una técnica de entrada limitada? Esto dependerá de si se está tratando zonas con diferentes presiones de fracturación (terminaciones dobles, eliminando empacadores, tapones de puente), o bien, si se está tratando diversas zonas en un mismo intervalo. En cualquiera de estas dos condiciones, la estimulación con entrada limitada deberá de tomarse en cuenta. Con la entrada limitada seleccionamos el número y tamaño de las perforaciones, basados en el gasto de tratamiento aceptable y en la presión deseada de fricción de la perforación (disparos). Si no hemos de estimular, el método de perforación es dictado por las consideraciones relacionadas con la presión de la formación discutida más arriba.

Si la formación no es dañada fácilmente, la decisión de correr la tubería de producción antes de la perforación, se toma como base en el siguiente paso del programa de terminación.

TERMINACION PARA EL CONTROL DE LA ARENA

¿Qué clase de control se ha de utilizar? ¿Control de gastos? ¿Consolidación? ¿Empaque de grava? En resumen, el control del gasto es el menos costoso y más simple de utilizar, desde el punto de vista operacional. La consolidación evita la necesidad de colocar revestimiento en el agujero del pozo, también nos da un mejor control de la inyección del fluido durante la estimulación o recuperación secundaria. Los reacondicionamientos son también más fáciles. El empaque de grava ofrece el único control prácti-

co para grandes intervalos.

De usarse el control del gasto, hay que perforar agujeros de grandes diámetros con faseo de 90° con alta densidad del disparo (de 4 a 8 disparos por pie) para minimizar la caída de presión a través de los túneles de la perforación (disparos). Se debe perforar estos agujeros con fluidos claros y limpios.

De utilizarse la consolidación o el empaque interior de grava, dispárese con faseo de 90° . Sin embargo, la perforación se debe hacer con fluidos limpios y las perforaciones se limpian - por regreso del mismo fluido, antes de empacar la grava o de inyectar resinas para la consolidación.

En general, hay tres razones para reperforar:

- a) Para una recementación.
- b) Corregir una mala perforación.
- c) Después de una estimulación de entrada limitada.

Cuando se hace necesario recementar, hay que tener en cuenta el ambiente. ¿Recementamos disparos existentes? ¿Cuál fue el faseo original de la perforación? Si fue un faseo de 0° o si no hay perforaciones existentes, utilícese un faseo de 90° con cuatro disparos por pie, dispárese únicamente uno o dos pies, cuando más.

Cuando se recurre a la perforación reparadora (reperforación), el objetivo es mejorar la productividad de la perforación (o inyectividad). Dos ejemplos clásicos se presentan para la -

perforación, cuando:

- a) Las perforaciones están taponadas con incrustaciones, parafina, asfaltenos, etc.
- b) Insuficiente la penetración de las perforaciones.

En cualquiera de estos casos, para el faseo de los disparos, la densidad de las perforaciones reparadoras y la selección de la pistola, deben seguirse los procedimientos como si se tratara de nuevas perforaciones para la producción o la inyección.

Sin embargo, se debe tomar en consideración la edad y la condición probable de la tubería de revestimiento, incluyendo la densidad de los disparos de las perforaciones existentes. La tubería de revestimiento en algunos pozos antiguos puede estar relativamente frágil.

A menudo, un gran volumen de pozos requerirán perforaciones adicionales después de una estimulación de entrada limitada, ya que la baja densidad de los disparos requerida para la entrada limitada, crea una forma de Pseudo-Daño que puede ser mitigado con perforaciones adicionales.

Todo lo anterior, da a entender que existen consideraciones específicas involucradas para lograr una máxima producción de las perforaciones. Antes que nada, deben darse pasos para evitar daños en el agujero del pozo debido a los fluidos de perforación, filtrado de cemento o fluidos utilizados en la terminación.

A la vez, deben utilizarse cargas que no solamente den por -

resultado una buena penetración, sino que también tengan buenas características de limpieza.

Durante la operación de la terminación, las condiciones deben conducir a que el sistema total de perforación rinda en la forma más efectiva, esto es, produzca una densidad de disparos altamente efectiva.

Básicamente, el objetivo es:

- a) Maximizar el gasto del pozo (o su inyectabilidad).
- b) Lograr un drenaje más eficiente del yacimiento, particularmente en estratos laminados.
- c) Dividir el flujo del fluido entre las perforaciones (disparos) para minimizar los daños mecánicos y para reducir la tendencia a producir arena de medios marginalmente consolidados.

Por último, debe recordarse lo irreversible que es la perforación (disparar), por tanto, hay que planearla y llevarla a cabo en forma adecuada.

Un modelo matemático usado para describir el flujo en tres dimensiones en una zona de permeabilidad dañada, es muy similar al utilizado por Harris. Es una solución obtenida en la computadora del modelo matemático, el cual nos da una distribución constante de presión alrededor de las perforaciones, las cuales el gasto puede ser calculado. Este gasto sirve para calcular el factor de daño en las perforaciones (disparos) y se presenta en

la figura , tanto para diseños simples como para diseños más complicados. Los nomogramas relacionados con el factor de daño causado por las perforaciones al disparar un pozo (S_{perf}), para un conjunto de cinco pozos y con parámetros del yacimiento.

- 1.- El tipo de repetición de los disparos en el intervalo (h) disparado.
- 2.- El diámetro del pozo (d_w).
- 3.- La relación de las permeabilidades vertical y horizontal (K_z/K_r).
- 4.- El ángulo de faseo de las perforaciones (θ).
- 5.- La profundidad de las penetraciones (a_p).

Los parámetros h y θ , son los que diferencian los modelos de las perforaciones presentados en la figura .

Los rangos de los parámetros son:

h varía de 3 a 15 pg.

d_w varía de 6 a 12 pg.

K_z/K_r varía de 0.25 a 2 pg.

θ varía de 0° a 180° .

a_p varía de 1 a 20 pg.

Los factores de daño en las figuras 1-A y 1-B, son para - disparos con 1/2 pg. de diámetro de las perforaciones. La figura 2 nos presenta como los diámetros de las perforaciones afec-

tan al factor de daño. Los pozos terminados con un 1/4 de pg. o 1 pg. de diámetro en las perforaciones se relacionan a los terminados con diámetros de 1/2 pg. en las perforaciones. Se observa como el factor de daño para diámetro de 1/4 de pg. es mayor que para diámetros de 1 pg., así como más grande que para diámetros de 1/2 pg., este efecto disminuye incrementando la densidad de los disparos y la penetración.

K_z = Permeabilidad vertical de la formación.

K_r = Permeabilidad horizontal de la formación.

El pozo en una zona de permeabilidad dañada donde el factor de daño a la formación, es causado únicamente por la reducción de la permeabilidad alrededor del agujero del pozo, se obtiene utilizando la siguiente ecuación (basada en un flujo radial de una sola dimensión dentro del pozo):

$$S_d = (K_z/K_r - 1) \ln (r_s/r_w)$$

cuando el flujo está dentro de las perforaciones. La geometría del flujo es tomada en tres dimensiones. Con el pozo en un yacimiento homogéneo, el factor de daño por las perforaciones (S_{perf}) es usado para representar la caída de presión -- causada por el flujo, cuando éste converge hacia las perforaciones de los disparos. Una zona de permeabilidad dañada más allá de la distorsión que sufren las líneas de flujo que entran a las perforaciones está representada por S_d ; una solución de la computadora del modelo bajo el cual se calculó la caída de presión producida por las perforaciones, se basó en dos diferentes condiciones:

a) Cuando las perforaciones producidas por los disparos no

logran rebasar la zona dañada de la formación.

- b) Cuando las perforaciones producidas por los disparos sobrepasan la zona dañada de la formación.

La suma de estos dos factores de daño, nos darían el factor total de daño, los nomogramas 3A y 3B se utilizan para calcular estas dos condiciones y los factores para poder calcular el factor de daño por las penetraciones de los disparos, son los siguientes:

- a) El tipo de repetición de los disparos (h) en el intervalo disparado.
- b) El diámetro del pozo (d_w).
- c) El ángulo de faseo (θ).
- d) La profundidad de penetración (a_p).
- e) La relación de las permeabilidades de la zona dañada y la zona no dañada (K_z/K_r).
- f) El radio de la zona dañada r_s (usado en la figura 3B solamente).

Los rangos de los nomogramas de estos parámetros, son los siguientes:

h varía de 2 a 15 pg.

d_w varía de 6 a 12 pg.

θ varía de 0° a 180° .

a_p varía de 2 a 16 pg.

Kz/Kr varía de 0.125 pg. a 0.50 pg.

r_s varía de 8 a 18 pg.

Los diámetros de las perforaciones y los diseños donde se basan tienen un efecto despreciable en S_d y, por lo tanto, no son incluidos en los nomogramas. El mismo es verdadero para r_s , cuando las perforaciones terminan en la zona dañada (figura 3A) S_d y S_p son utilizadas para evaluar S_t y se emplea la siguiente ecuación:

$$q_p = \frac{7.08 K_r h (\bar{P} - P_w)}{\mu (S_t + \ln (0.47 r_e / r_w))}$$

Donde:

K_r está en Darcys.

h está en pies.

p está en lb/pg².

r está en pies.

μ está en cps.

q barriles/día a condiciones standard.

Uso de los nomogramas para el cálculo del factor de daño - S_{perf} .

a) Estimar el d_w (diámetro de la T.R. más dos veces el espesor del cemento).

- b) Determine h y θ para el modelo de perforaciones que se utilice.
- c) Seleccione el nomograma según si las perforaciones pasan o no, la zona dañada.
- d) Las líneas pivote del nomograma dan una secuencia de líneas alternas donde se relacionan los parámetros h , θ , Kz/Kr , dw , a_p .
- e) Ajustar el factor de daño de 0.5 pg. calculado en los nomogramas #s para poder calcular el factor de daño por las perforaciones para diámetros de 1/4 de pg. así como de 1 pg. en las figura .
- f) Si existe permeabilidad dañada estime la relación de permeabilidades de la zona dañada contra la permeabilidad de la zona no dañada y el radio de la zona no dañada r_s .
- g) Determine el factor de daño (S_{perf}), a partir de los nomogramas para perforaciones dentro de la zona dañada o para perforaciones fuera de la zona dañada.
- h) Los factores de daño S_d y S_{perf} , se utilizan para encontrar el factor de daño (S_t), para formaciones no dañadas $S_t = S_{perf}$. S_t es utilizado para obtener la relación de productividad (eficiencia de flujo) de una terminación. La relación de productividad usada para un estado casi constante de flujo es:

$$PR = \frac{\ln (0.47 r_e/r_w)}{S_t + \ln (0.47 r_e/r_w)}$$

El índice de productividad específico para una terminación donde se relacione el daño total es:

$$J_s = \frac{7.08 K r / \mu}{S t + \ln (0.47 r e / r w)}$$

$$J_s = (b l / d l a / l b / p g^2 / p i e)$$

TABLA No. 7

RESTRICCIONES GENERALES Y ATRIBUTOS DE LOS TRES TIPOS DE PISTOLAS
BASICAS PARA LA PERFORACION (DISPAROS)

<u>Tipo de pistola</u>	<u>Recuperable</u>	<u>Semi-recuperable</u>	<u>Desechable</u>
Residuos.	A = ninguno.	A = mínimos.	C = máximo.
Deformación del revesti- miento.	A = nada	A = mínima.	C = máxima.
Pistola de posición.	A = sl.	A = sl.	C = no.
Presión.	A = excelente.	A = buena.	C = regular.
Resistencia al uso.	A = excelente.	A = buena.	C = regular.
A prueba de gas.	A = sl.	C = sl.	C = no
Resistencia a productos químicos.	A = buena.	A = buena.	C = pobre.
Tiempo.	A = el mejor.	A = bueno.	A = regular.
Precio.	C = costoso.	C = semi-costoso	A = barata.
Límite de profundidad.	A = sin límite.	A = mediano.	C = somero.

NOTA:

A = Atributo.

C = restricción.

TABLA No. 8

EVALUACION DE DATOS PARA PERFORACIONES DE POZOS DE ACEITE

<u>SECCION DE PRUEBA</u>	<u>DATOS REUNIDOS Y REPORTADOS</u>
Sección 1.	Profundidad total de penetración (Pg).
Método del concreto.	Diámetro del agujero de la tubería de revestimiento (Pg). Altura del perforador (pistola) en Pg. Observaciones generales.
Sección 2.	Permeabilidad efectiva original = (K_o) (md).
Método de la arenisca Berea.	Permeabilidad efectiva perforada = (K_p) (md). Permeabilidad efectiva ideal = (K_i) (md). Relación o índice de permeabilidad experimental = (K_p/K_o) . Relación o índice de permeabilidad técnica = (K_i/k_o) . Penetración total de la muestra = TTP, Pg. Penetración total real = TCP, Pg. Eficiencia de flujo de la muestra (CFE) = $(K_p/K_o) (K_i/k_o)$. Penetración efectiva de la muestra (ECP) = TCP x CFE.

FIG.-8 COMO INFLUYE LA POSICION DE LA PISTOLA EN LA PENETRACION DEL DISPARO

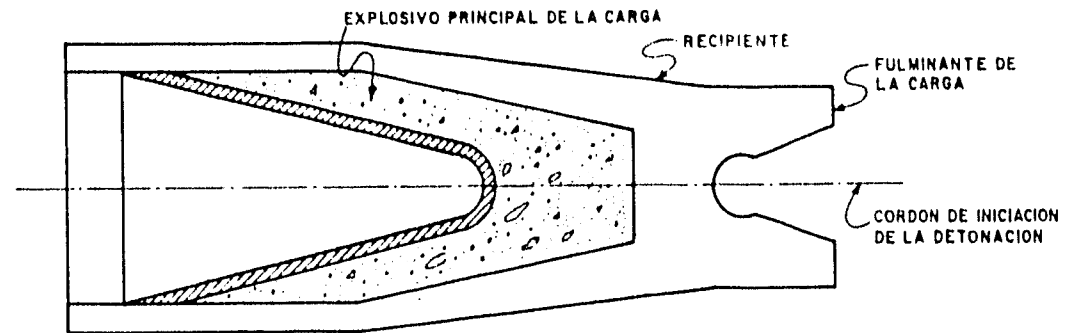
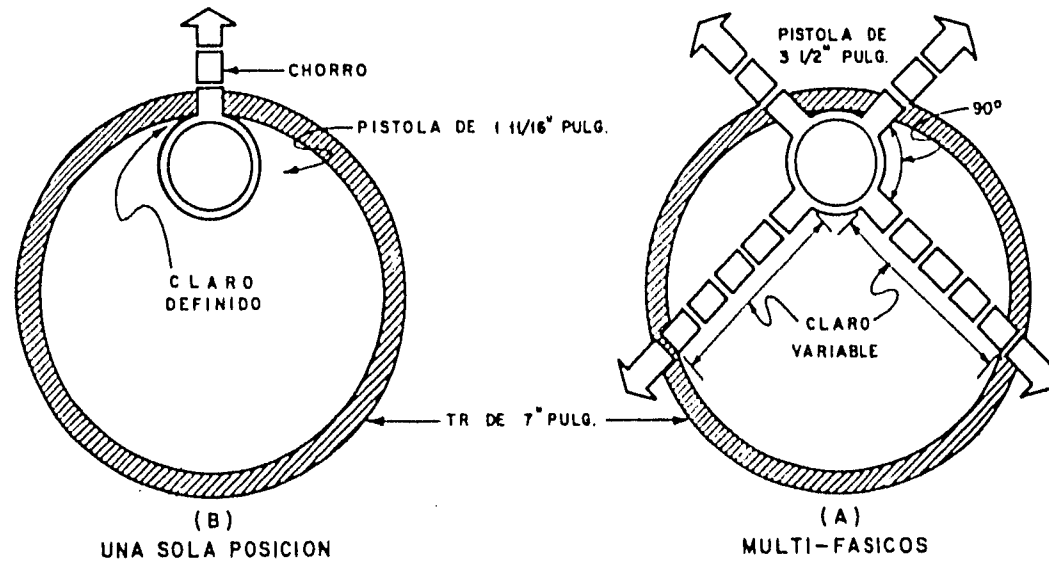


FIG.-7 CARGA TIPICA CONFIGURADA

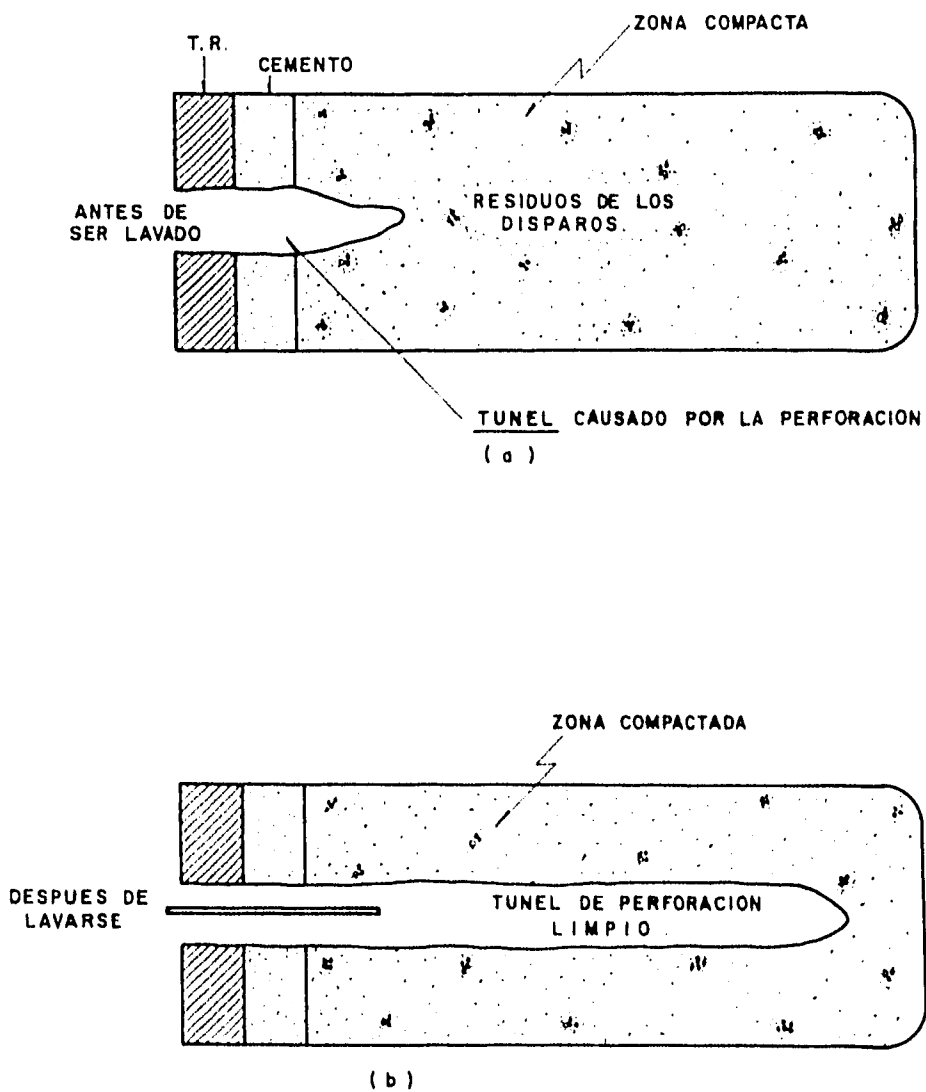
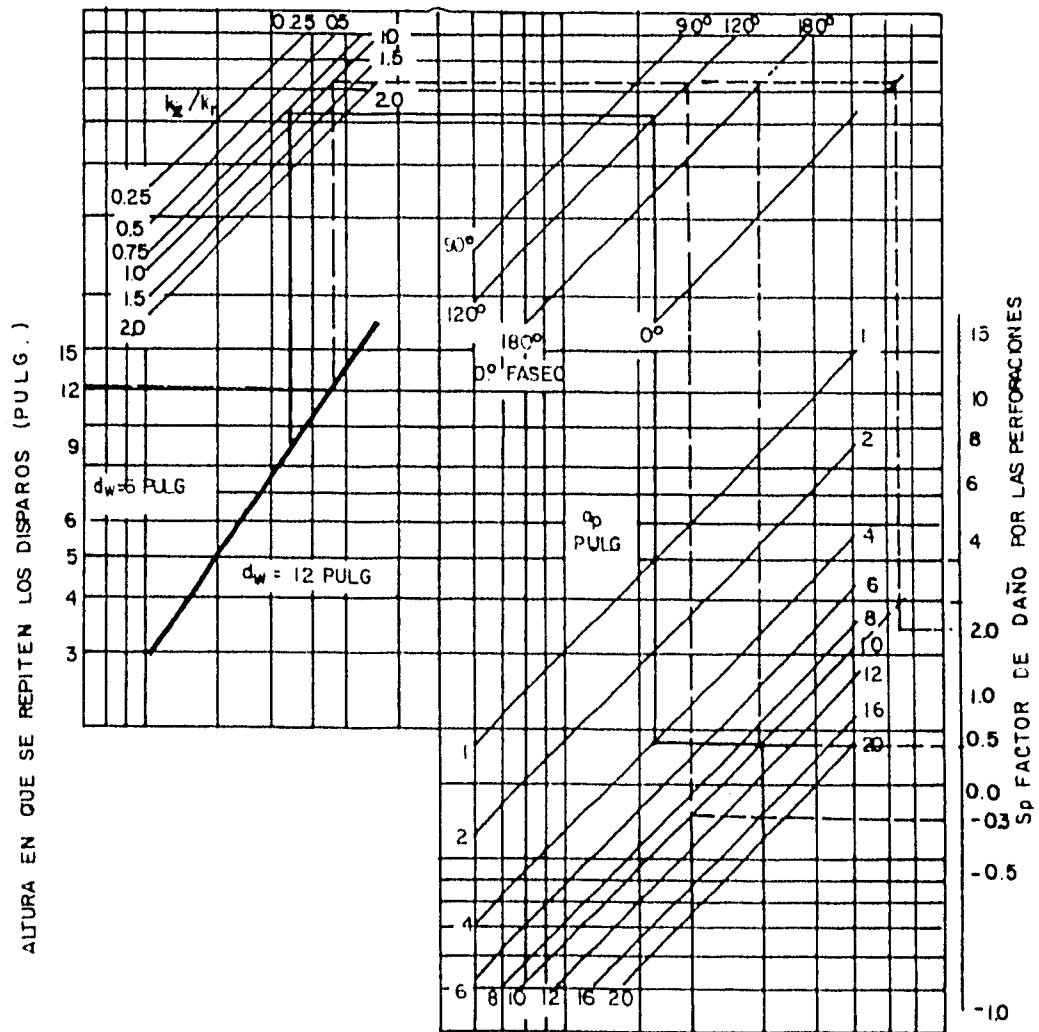
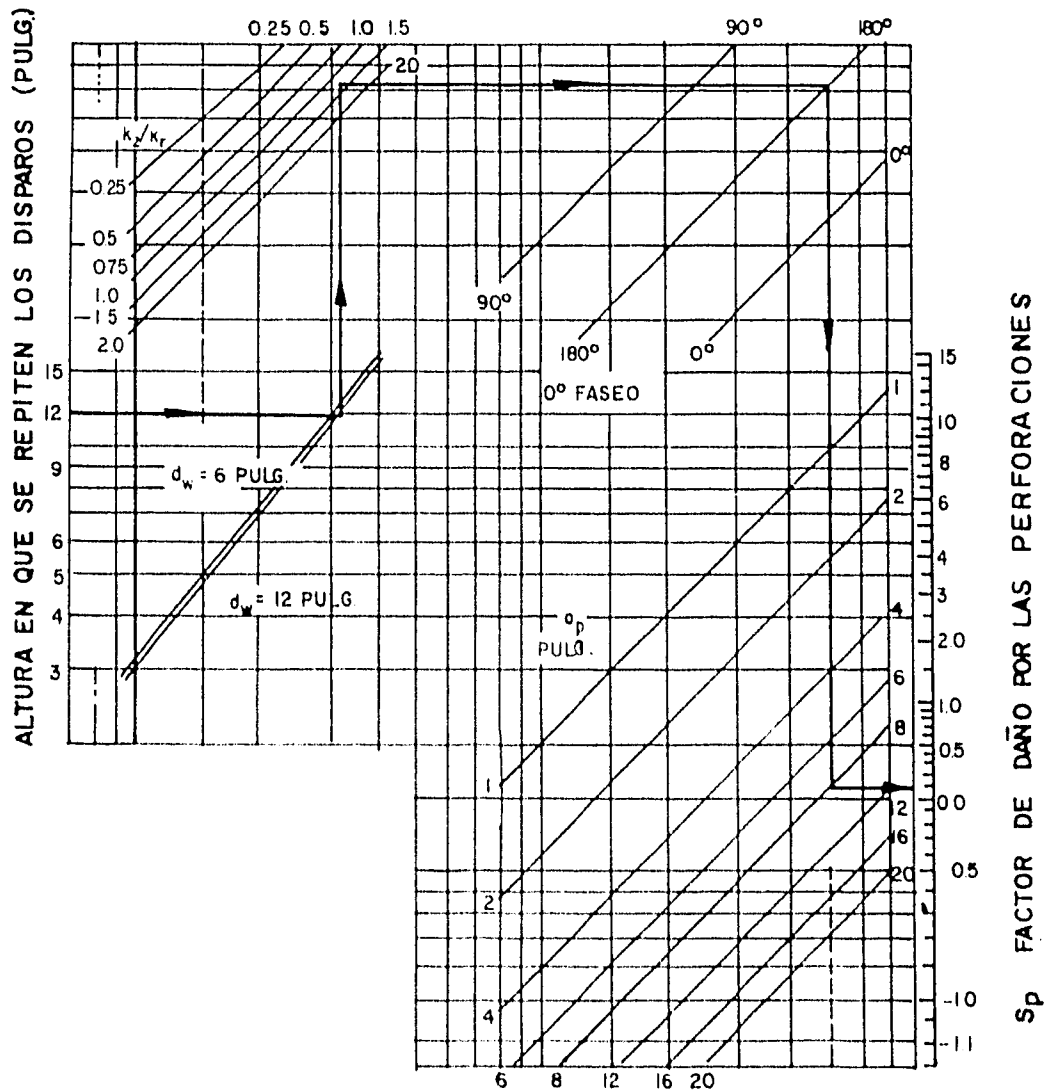


FIG-No 9 ANALISIS DE LA PERFORACION POR CHORRO (JET) EN ARENA BERA (a) ANTES Y (b) DESPUES DE SER LAVADOS.

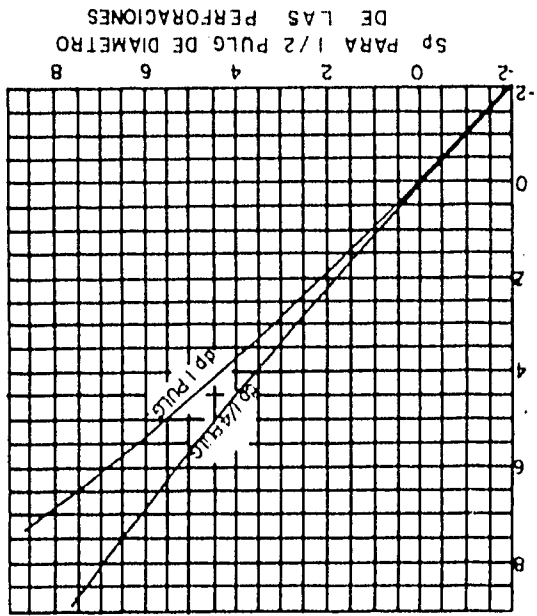


1A NOMOGRAMA PARA DETERMINAR FACTOR DE DAÑO
 (FORMA DE PERFORACIONES DE UNA MISMA ALTURA
 1/2 PULG. DE DIAMETRO)

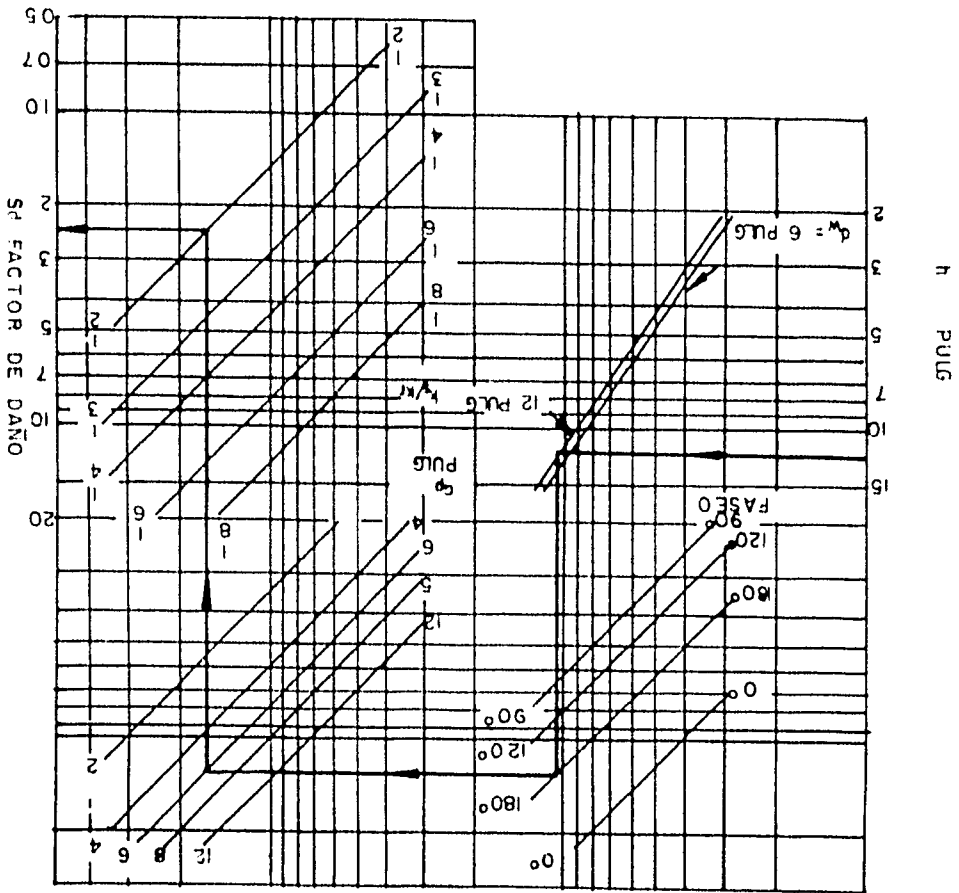


18 MONOGRAMA PARA DETERMINAR EL FACTOR DE DAÑO (DISPAROS DEFASADOS 1/2 PULG. DIAMETRO LAS PERFORACIONES)

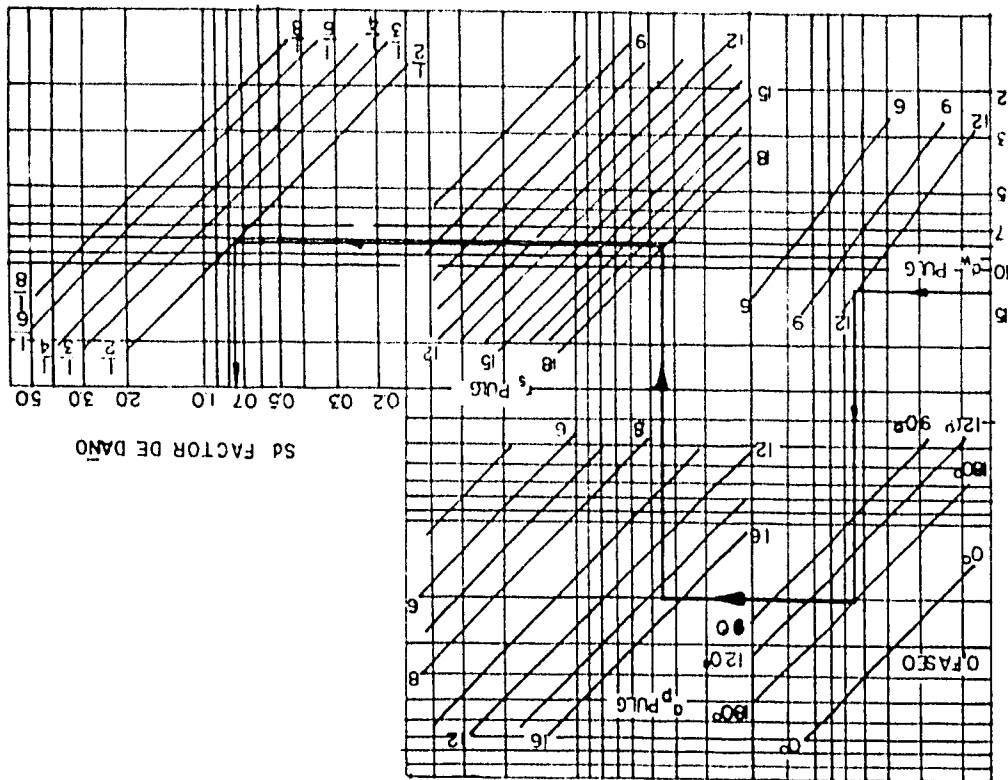
2 FACTOR DE DAÑO (Sp) PARA DIAMETRO DE LAS PERFORACIONES DE 1/4 Y 1 PULG.



3A NOMOGRAMA PARA DETERMINAR SI CUANDO
 LOS DISPAROS QUEDAN DENTRO DE LA
 ZONA DANADA



3B NOMOGRAMA PARA DETERMINAR Sd CUANDO LAS PENETRACIONES DE LOS DISPAROS ESTAN FUERA DE LA ZONA DANADA



ANALISIS DEL SISTEMA DE FLUJO

Por lo general, cuando se ha observado que la producción o inyección del pozo ha disminuido, se procede a instalar un equipo de reparación, con el objeto de solucionar el problema, pero en sí nadie lo ha sabido distinguir y, por lo tanto, no se sabe exactamente lo que va a arreglar, pero de nuevo cuando se dá ya por concluído el arreglo del problema lo ponen a producir de nuevo.

El resultado de ese enfoque, es que se termina por arreglar un síntoma (algo parecido), en vez de atacar el verdadero problema que continuará costando más tiempo y dinero. El enfoque de sistemas, contribuye a resolver este tipo de casos.

TRES SUBSISTEMAS

Podemos pensar de un pozo, que es un sistema completo de flujo que consiste en tres componentes primarios o subsistemas, comenzando con el yacimiento y terminado, con la primera etapa de la separación de fases:

- a) Rendimiento interno (figura 10), límite del drenaje a través de la roca porosa y permeable del yacimiento hasta el pozo.
- b) Rendimiento externo (vertical) por la tubería de revestimiento en el pozo hasta la superficie (figura 11), comienza en la tubería de producción (parte inferior), termina en el estrangulador o el comienzo de la línea de flujo.

- c) Rendimiento externo (superficie), comienza por la línea de flujo hasta la primera etapa de la separación de - fases.

RENDIMIENTO O SUB-SISTEMA INTERNO DE FLUJO

La base para realizar un sistema de flujo interno de aceite, depende de establecer la "Relación de rendimiento interno", utilizada como referencia.

La relación de rendimiento interno de un pozo, se describe en teoría con la ecuación de flujo radial:

$$q = \frac{0.00708 Kh (\bar{P} - Pwf)}{\mu_o B_o \ln (rc/rw)}$$

Toda esta ecuación nos dice que: El gasto q (bl/día) es directamente proporcional a:

(K) = Permeabilidad de la roca del yacimiento (ambiente)

($\bar{P} - Pwf$) = Caída de presión (atributo).

(h) = Espesor de la formación (ambiente).

(\bar{P}) = Presión media del yacimiento (recurso final).

(Pwf) = Presión de fondo fluyendo (atributo).

La ecuación de flujo radial dice que el gasto " q ", es inversamente proporcional a:

μ_o = La viscosidad del aceite (ambiente).

B_o = Factor volumétrico del aceite (ambiente).

$\ln \frac{r_e}{r_w}$ = Logaritmo natural del radio de drene entre el radio del pozo (ambiente).

De estos ocho componentes de la ecuación, cinco corresponden al ambiente sobre el cual no se tiene control alguno, de los otros, el atributo de la presión de fondo fluyendo (P_{wf}), se transforma en una limitación cuando el pozo deja de fluir. La presión media del yacimiento (\bar{P}), tanto del sistema de flujo interno como del sistema total del pozo, proporciona la presión para mover el aceite a través del sistema total de flujo; la presión media (\bar{P}) a un gasto dado, es la presión disponible a mitad de la formación (teóricamente), después el aceite encuentra todas las caídas de presión conforme fluye al agujero del pozo.

La diferencia entre la presión media y la presión de fondo fluyendo, se le llama "calda de presión". Si no hay ningún efecto de película, mientras mayor sea la calda de presión, mayor será el gasto, teniendo una relación en forma lineal; en tanto la presión media y la presión de fondo fluyendo se mantenga por encima del punto de burbuja (P_b) del crudo. Esta relación de línea recta entre el gasto (q) y la caída de presión, es considerada como el índice de productividad del pozo.

$$J = \frac{q}{\Delta P} = \frac{q}{(\bar{P} - P_{wf})}$$

Cuando la presión de fondo fluyendo cae más abajo del P_b (punto de burbuja) del crudo, ciertos componentes en el sistema -

de flujo interno comienzan a cambiar conforme el gas se comienza a liberar del crudo. La permeabilidad de la roca relativa al aceite disminuye, la viscosidad del crudo aumenta y el factor volumétrico del aceite disminuye. Estos factores más una saturación creciente de gas en el agujero del pozo, restringen la producción conforme el P_b disminuye a un valor debajo del mismo.

Este es un caso en el que el ambiente se empeora al tratar de mejorarlo o de llegar a nuestra meta de producción.

RENDIMIENTO O SUB-SISTEMA EXTERNO DE FLUJO (VERTICAL)

La descripción física de este subsistema incluye factores que contribuyen a la presión total del mismo (P_{tv}) y éstos son:

- a) El diámetro interior de la tubería de producción (ambiente).
- b) La longitud de la tubería de producción (ambiente).
- c) El largo y el diámetro interior de cualquier válvula de control o artefacto bajo la superficie, a través de los cuales se mueve el fluido de producción (ambiente).

Otros factores que influyen en la presión total del subsistema, son:

- a) Gastos de producción (q) (objetivo).
- b) La relación gas aceite (atributo/limitación).
- c) El corte agua (ambiente, generalmente).

d) Las propiedades de los fluidos, del aceite (ambiente), -- del gas y del agua, que incluyen las características PVT del crudo y del agua, gravedad específica del aceite, - gas y del agua; viscosidades del aceite, gas y del agua, tensión superficial del aceite y factor volumétrico del aceite, gas y agua.

e) Regímenes de flujo de los fluidos (ambiente).

f) Presión en la cabeza del pozo (P_{wh}) (Atributo-limitación)

De estos nueve factores, solamente dos son ambientales; la relación gas aceite y la presión en la cabeza del pozo. Tres - factores ambientales: el tamaño, el largo de la tubería, el equi- po instalado en el fondo del agujero, pueden modificarse para - mejorar el sistema del flujo, pero generalmente, a un costo muy elevado; los demás habrá que convivir con ellos.

El subsistema de flujo interno, así como el subsistema de - flujo externo (vertical), se interceptan e interactúan a mitad - de la formación en el agujero del pozo. La presión total del - subsistema (P_{tv}), que viene siendo la presión a la entrada del - tubo de producción, es la presión requerida para fluir hacia la superficie el aceite y es como se observa una función de los com- ponentes mencionados arriba. Cuando la presión disponible del - subsistema de flujo interno (P_{wf}) es igual o mayor que (P_{tv}), el pozo fluirá a través de todo el sistema hacia la superficie. - Cuando (P_{wf}) es menor que (P_{tv}) requerido (el P_{wh} está en su mí- nimo), el pozo no fluirá y debe ser ayudado con alguna forma de producción artificial si es que se quiere que produzca.

RENDIMIENTO O SUB-SISTEMA EXTERNO DE FLUJO (SUPERFICIAL)

El extremo final de este subsistema, es donde se lleva a cabo la primera separación de fases y tiene la presión mínima del sistema llamada "presión de separador".

P_{sep} - Esta presión debe determinarse para elevar al máximo los beneficios a través de una recuperación óptima, tanto del aceite como del gas y requiere un conocimiento de las características (PVT), pruebas de separación en el laboratorio y el uso del método Flash en estas pruebas.

La presión de la cabeza del pozo (P_{wh}) es la suma de la P_{sep} más todas las caldas de presión en el sistema de la línea de flujo y estrangulador:

$$P_{wh} = P_{sep} + \Delta P_{hdr} + \Delta P_n + \Delta P_{ch}$$

Donde:

P_{wh} = Es la presión en la boca del pozo.

P_{sep} = Es la presión con la que llega el fluido al separador.

ΔP_{hdr} = Es la calda de presión por la red de válvulas.

ΔP_n = Es la calda de presión ocasionada por la línea de flujo.

ΔP_{ch} = Es la calda de presión ocasionada por el estrangulador.

La única caída de presión sobre la cual se tiene control, - es la que está en el estrangulador (atributo) o (limitación), el cual dura en tanto que (P_{wf}) sea mucho mayor que la (P_t) , es decir, que (P_t) es una función de la (P_{wh})

Las otras caídas de presión son función de:

- a) Longitud y diámetro de las líneas de flujo (ambiente).
- b) Restricciones en el conjunto de válvulas (ambiente).
- c) Características de fluidez del aceite, del gas y del agua (ambiente).
- d) Gasto (objetivo).
- e) Régimen del flujo en la línea (tubería).

Cuando las presiones del pozo comienzan a descender (\bar{P} y P_{wf}) y la P_t comienza a aumentar con crecientes cortes de agua y descenso de la relación gas aceite, la influencia de la caída de presión a través del estrangulador disminuye y el pozo bien pudiera estar a punto de morir. Conforme se aproxima esta etapa - en la vida de un pozo, resulta importante un mínimo de P_{wh} para mantener la producción, por lo que se hace manifiesta la necesidad de tener líneas de flujo cortas y limpias. Como se pudo observar, el sistema total del pozo (figura 11) está hecho de tres subsistemas interactivos que se relacionan entre sí de varios modos.

DATOS OBTENIDOS DE LAS PRUEBAS DE POZOS

Las pruebas de pozos sirven de herramienta primaria para de

finir los mejores sistemas de terminación y reacondicionamiento. Es importante, determinar los factores que influyen en el contorno físico, los recursos y las limitaciones de los sistemas de producción e inyección de los pozos.

Si se está interesado en maximizar la producción y minimizar los costos de la terminación o reacondicionamiento, se debe estar consciente de las cosas sobre las cuales no se tiene control (medio ambiente), de las que se puede ejercer algún control (limitaciones) y de las que se puede manejar para lograr sus objetivos (recursos).

Se enlistan abajo, los datos obtenidos de pruebas de pozos bien diseñados y posteriormente se expondrá la tabla que nos mostrará cada tipo de prueba.

- a) Presión del yacimiento (\bar{p}).
- b) Transmisibilidad (kh/μ).
- c) Permeabilidad (k).
- d) Daño en la cercanía del agujero; necesario para estimulación:
 - Relación de daño (>1 Limitación; <1 Atributo).
 - Eficiencia de flujo (<1 Limitación; >1 Atributo).
 - Efecto de daño Negativo (Atributo); Positivo (Limitación)
- e) Radio de drene.

- f) Productividad (Gráfica Comportamiento Inyección, Índice - de Productividad, Flujo abierto absoluto).
- g) Area de drene del yacimiento.
- h) Heterogeneidades del yacimiento.
- i) Continuidad del yacimiento.
- j) Tipo (s) de fluido y características:
 - Agua, aceite y gas.
 - Viscosidad.
 - Densidad.
 - Composición.

USO DE LOS DATOS

En la planeación de la terminación y reacondicionamiento de pozos deben considerarse: la presión del yacimiento, daño en la cercana, la producción, las características de los fluidos, como criterios decisivos.

Las características de los fluidos se determinan en el laboratorio de pruebas. Estas propiedades afectan la selección del equipo de producción, los fluidos para estimulación, la terminación y las operaciones de producción.

El daño en la cercana del agujero, se describe comúnmente por tres parámetros calculados de los datos de la prueba del po-

zo; estos parámetros como se indicó antes, son relación de daño, eficiencia de flujo y efecto de película (Skin). El efecto de película y eficiencia de flujo, fueron discutidos en temas anteriores.

La relación de daño es el recíproco de la eficiencia de flujo.

$$EF = \frac{\bar{P} - P_{wf} - P_{(Skin)}}{\bar{P} - P_{wf}} \quad (\text{Eficiencia de flujo})$$

$$\frac{1}{EF} = \frac{\bar{P} - P_{wf}}{\bar{P} - P_{wf} - P_{(Skin)}} \quad (\text{Relación de daño})$$

Los valores numéricos de estos términos y su relación con el daño del agujero, se indican en la Tabla No. 9.

TIPOS DE PRUEBAS DE POZOS

Las pruebas de pozos pueden clasificarse en:

- a) Pruebas de Gasto Variable.
- b) Pruebas de Productividad.
- c) Pruebas de Producción.

El término de pruebas de gasto variable, se aplica también a las siguientes:

- 1) Prueba de Incremento de Presión.

- 2) Prueba de Decremento de Presión.
- 3) Prueba de Inyección.
- 4) Prueba de Interferencia.
- 5) Prueba de Pulso.

Todas las pruebas expuestas anteriormente, requieren que se registren los ritmos de flujo y sus correspondientes datos de presión y tiempo.

Pruebas de Gasto Variable. - En este tipo de prueba, su uso está enfocado a determinar el daño en la cercanía del agujero y los parámetros de la formación. En general, esta prueba requiere largos tiempos de flujo y tiempos de cierre proporcionales de los observados durante la producción rutinaria.

El análisis se basa en la descripción matemática del sistema de flujo y del análisis de las condiciones mecánicas del pozo que puedan afectar la respuesta de presión durante la prueba. Estas condiciones mecánicas, son:

- 1) Terminación parcial.
- 2) Comunicación entre tuberías.
- 3) Disparos mal colocados (inefectivos).

Como consecuencia, estas u otras condiciones pueden perturbar las conclusiones de la prueba.

Pruebas de Producción. - En este tipo de prueba, la función es medir la producción del pozo de aceite, gas y agua; la principal consideración es probar el pozo bajo condiciones normales de operación y registrar estas condiciones.

Los datos obtenidos en las pruebas de producción, son:

- * Gasto de aceite (bl/día).
- * Gasto de agua (bl/día).
- * Relación gas-aceite (pies³/bl).
- * Porcentaje de aceite (%).
- * Análisis de muestras de agua.
- * Presiones de tubería de revestimiento y de producción (lb/pg²).
- * Diámetro del estrangulador (pg).
- * Presión y temperatura del separador (lb/pg²) (°F).
- * Detalles del sistema de bombeo (Si no fluye por sí solo).

El análisis de los datos obtenidos en pozos de aceite, muestra las condiciones del pozo e indica los problemas de los sistemas artificiales de producción, arenamientos, declinación excesiva o excesiva producción de agua o gas. Las pruebas rutinarias se utilizan para observar la producción individual del pozo de aceite, aunque no se realicen con frecuencia. Como la produc-

ción de gas se mide constantemente, las pruebas comúnmente no se realizan en pozos productores de gas.

Pruebas de Productividad.- Estas pruebas son utilizadas para determinar la capacidad estable de inyección de un pozo.

Los datos requeridos son:

- * Ritmo de flujo (q).
- * Presión de fondo fluyendo (P_{wf}).
- * Presión de fondo cerrado (P_s).
- * Relación de daño (u otros indicadores del daño en la cercanía del agujero ($\frac{1}{EF}$))

La transmisibilidad no se determina del análisis de productividad. Sin embargo, el daño en la cercanía del pozo sí afecta la productividad; es por esto, que el daño se incluye en el gasto y comportamiento de la presión.

El comportamiento individual de un pozo descrito por las pruebas de productividad pueden servir para comparar la eficiencia de la terminación y reacondicionamiento en un campo.

Prueba del Índice de Productividad (IP).- Una prueba del índice de productividad requiere de la presión de fondo fluyendo a un gasto constante y la presión de fondo cerrado.

El índice de productividad se calcula como sigue:

$$IP = J = \frac{q}{P_s - P_{wf}}$$

Donde:

* q = Gasto (bl/día).

* P_s = Presión de fondo cerrado (lb/pg²).

* P_{wf} = Presión de fondo fluyendo (lb/pg²).

Se toma en consideración que los pozos pueden variar en un campo, en cuanto al espesor productivo, un mayor parámetro de comparación es el Índice de Productividad Específico (IPE).

$$IPE = \frac{J}{h}$$

Donde:

* h = Espesor productivo (pies).

El índice de productividad (IP = J), representa los ritmos de flujo del pozo, como una relación lineal de la presión de fondo fluyendo. Esto es válido, sólo para presión de fondo fluyendo arriba del punto de burbujeo (P_b). Abajo de este punto, el gas liberado disminuye la permeabilidad de la roca, la viscosidad del aceite y causa la rápida declinación del Índice de Productividad.

En función del tiempo el Índice de Productividad (IP), también tiende a disminuir. El concepto del Índice de Productividad no debe usarse en la predicción del comportamiento del pozo o en el diseño de sistemas artificiales de producción.

Prueba de Comportamiento de Inyección (PCI).- Esta clase de prueba es la mejor descripción de la capacidad de inyección del pozo, los mismos datos requeridos para la prueba del Índice de Productividad, son utilizados para este tipo de prueba, pero se debe recordar que la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) es quien rige el ritmo de producción.

Usando el concepto "Vogel", la relación entre la inyección y gasto-presión, puede utilizarse para predecir el comportamiento del pozo, de los datos de la prueba del comportamiento de inyección. Este tipo de prueba es una relación empírica y cambia durante la vida del pozo.

Pruebas de Incremento de Presión.- Los pozos de gas se prueban con los mismos procedimientos, más los datos se grafican, con valores de la presión estática al cuadrado (P_s)², menos la presión del fondo fluyendo al cuadrado (P_{wf})² contra el gasto q , en papel doble logarítmico.

Usualmente, se toman cuatro puntos (con datos de campo) lo que dió en llamarse "prueba de los cuatro puntos". La productividad de los pozos de gas puede determinarse calculando la diferencia de las presiones al cuadrado y leyendo el gasto correspondiente en la gráfica (figura 12): $\log (P_s^2 - P_{wf}^2)$ vs $\log(q)$.

Pruebas Isócronas (Gasto Variable).- Debido a que algunos pozos requieren largos tiempos de estabilización de la presión, aparecieron estas pruebas. Su objetivo es reducir el tiempo de pruebas, éstas se ejecutan como lo muestra la figura 13, con 4-6 horas, basta registrar gastos y tiempos de cierre. La curva es similar a la de la prueba anterior, la presión de fondo después de un tiempo de flujo para cada gasto se grafica como se

muestra en la figura 14. Los puntos de las figuras antes anotadas (1, 2 y 3), fueron registrados durante el flujo del pozo, por decir algo, a una hora y a cuatro gastos diferentes.

El punto cuatro, representa la presión a cuatro horas de flujo a un determinado gasto, de esta manera, se construyen curvas paralelas que representan la productividad del pozo, después de un tiempo de flujo, se logra una curva estable. El pozo debe estabilizarse a un gasto constante.

Una línea por este correspondiente punto, paralela a las curvas, es el comportamiento estabilizado. La curva modificada isócrona usa presión estática alcanzada después del período de cierre para el cálculo de $(\overline{P}_s^2 - \overline{P}_{wf}^2)$. La curva estable también puede determinarse matemáticamente si se conoce el tiempo de estabilización.

Este tipo de pruebas es utilizado en pozos de aceite como de gas. La importancia de la alimentación (datos) o de la retroalimentación en la descripción del volumen de drenaje del yacimiento, es decisiva.

Los datos obtenidos pueden usarse en cualquier fase de la terminación o reacondicionamiento del pozo y a la vez ayudará a evaluar el éxito o fracaso de esta prueba. En la tabla No. 10, se presentan los diferentes datos requeridos para llevar a cabo las pruebas discutidas anteriormente.

TABLA No. 9

CONDICION DEL POZO

	<u>DANADO</u>	<u>NORMAL</u>	<u>ESTIMULADO</u>
<i>Relación de daño.</i>	<i>Mayor que uno.</i>	<i>Igual a uno.</i>	<i>Menor que uno.</i>
<i>Eficiencia de flujo.</i>	<i>Menor que uno.</i>	<i>Igual a uno.</i>	<i>Mayor que uno.</i>
<i>Efecto de película.</i>	<i>Mayor que cero.</i>	<i>Igual a cero.</i>	<i>Menor que cero.</i>

TABLA No. 10

FUENTES DE DATOS DE LAS PRUEBAS DE POZOS

<u>DATOS REQUERIDOS</u>	<u>TIPO DE PRUEBA</u>
* Presión de cierre.	Incremento, IP, PCI, Isócrona.
* Presión de flujo y gasto.	IP, PCI, Isócrona.
* Transmisibilidad.	Incremento, Decremento.
* Daño en la cercanía del pozo.	Incremento, Decremento.
* Radio de drenaje.	Incremento, Decremento.
* Productividad.	IP, PCI, Decremento, Incremento.
* Drenaje del yacimiento.	Decremento.
* Heterogeneidad del yacimiento.	Incremento, Decremento.
* Continuidad del yacimiento.	Prueba de Interferencia, Pulso.

NOTA:

IP = Índice de Productividad.

PCI = Prueba de Comportamiento de Inyección.

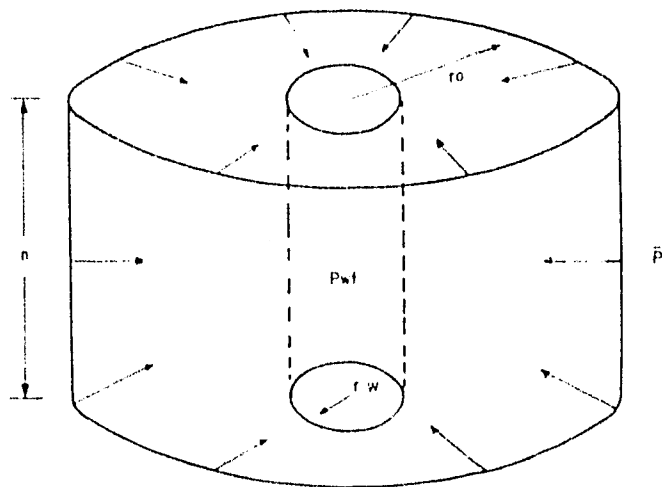


FIG: 10 DRENE DEL FLUJO RADIAL.

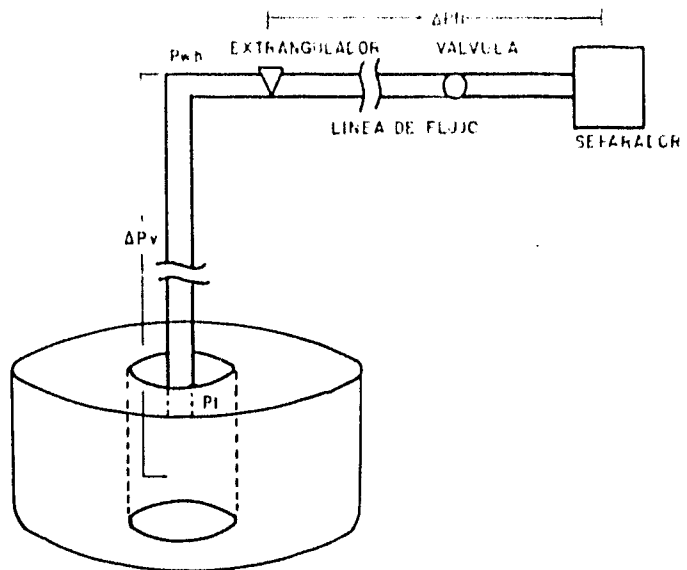
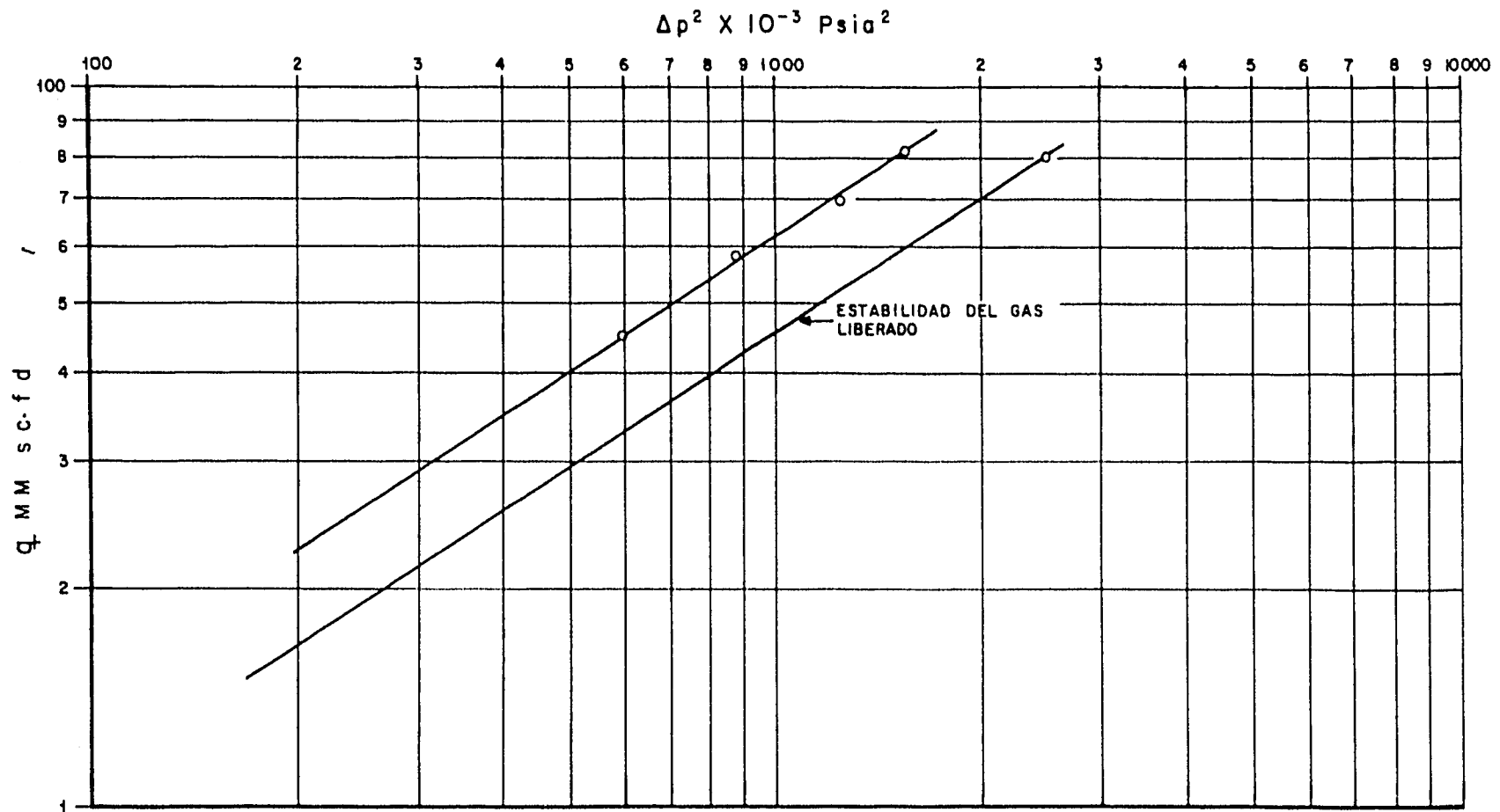


FIG: 11 SISTEMAS EN EL POZO



GRAFICAS q_{sc} vs Δp^2

FIGURA - 12 EL GAS LIBERADO GRAFICADO CON DATOS TOMADOS DURANTE UNA PRUEBA DE PRESION

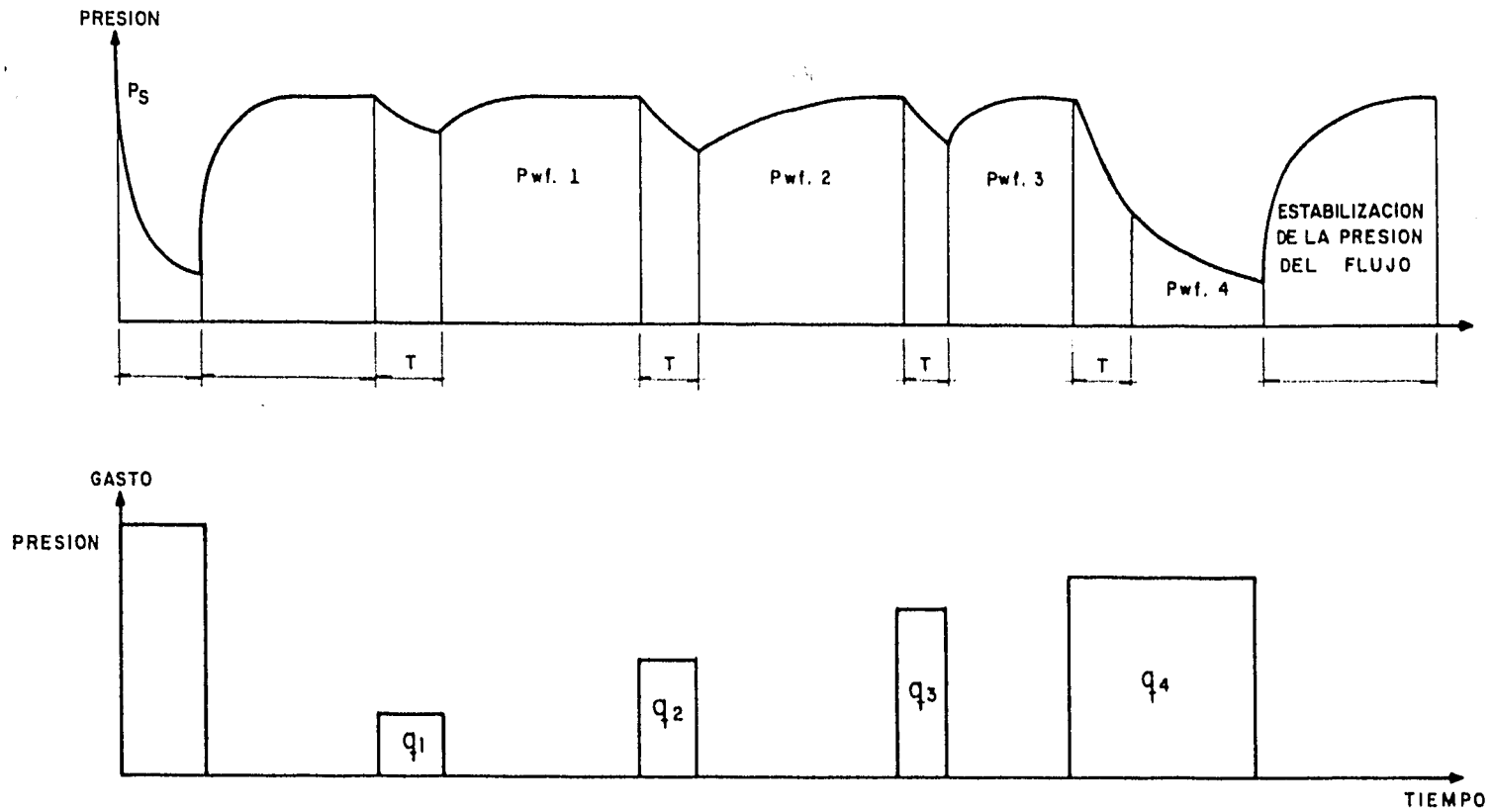
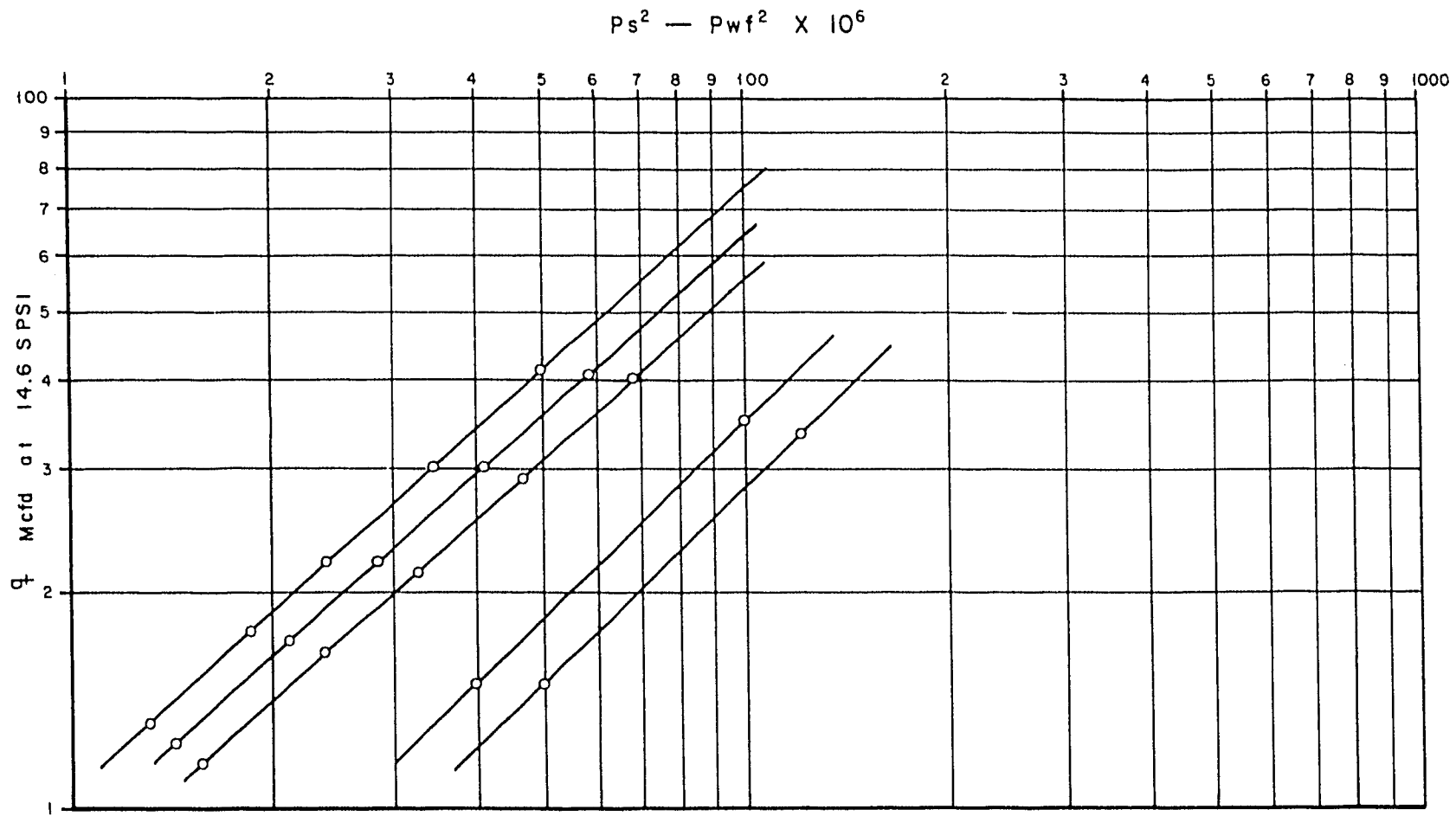


FIG.- 13 DIAGRAMA DE UNA PRUEBA DE GASTO VARIABLE



q_{sc} VS Δp^2 DE UNA PRUEBA DE GASTO VARIABLE PARA POZOS DE GAS

FIG. - 14

C O N C L U S I O N E S

La disminución en la producción de un pozo de aceite o gas es encaminada a un análisis que solucione el obtener o recuperar mayor producción. Por tal motivo, se debe tener presente - que el análisis para cada una de las operaciones es de vital importancia, tanto técnica como económicamente.

Para realizar lo anterior, se tendrá que estudiar la información del campo correspondiente.

La habilidad en el manejo de estos conocimientos será de - gran importancia en el desarrollo de la Industria de nuestro - país.

Teniendo presente los costos de los trabajos encaminados a la obtención de hidrocarburos, cualquier decisión para realizar los tendrá que estar encaminada de tal forma que su ejecución - conduzca al éxito.

El Enfoque de Sistemas, es un método de evaluación que para su aplicación está basado en el diseño, planeación y solución de problemas presentados en diversas operaciones de la terminación y reacondicionamiento de pozos, deberá ser de utilidad en cualquier campo de la Industria.

Esto nos permitirá estimar los éxitos obtenidos en los trabajos antes y después de su aplicación, resultados que desde el punto de vista económico traerá como consecuencia un ahorro considerable.

B I B L I O G R A F I A

- 1.- ARTICULOS "WELL COMPLETION AND WORKOVER" por los autores: L. Douglas Patton y W.A. Abbott, publicados en la Revista Técnica "Petroleum Engineer". Abril de 1979 a Septiembre de 1980.
- 2.- ARTICULO "WELL IN A ZONE OF PERMEABILITY DAMAGE". Publicado en la Revista Técnica "Journal of Petroleum Technology". Agosto de 1975.
- 3.- APUNTES TOMADOS EN LA CLASE DE "ESTIMULACION Y REPARACION DE POZOS". Impartida por el Ing. Francisco Garaicochea P.
- 4.- APUNTES TOMADOS EN LA CLASE DE "TERMINACION DE POZOS" Impartida por el Ing. Alonso Cárdenas.
- 5.- APUNTES TOMADOS EN LA CLASE DE "EVALUACION DE LA PRODUCCION". Impartida por el Dr. Heber Cinco Ley.
- 6.- APUNTES TOMADOS EN LA CLASE DE "PRINCIPIOS DE LA MECANICA DE YACIMIENTOS". Impartida por el M.I. Rafael Rodríguez Nieto.