

5  
2es.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA  
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

PROBLEMAS DE OBTURAMIENTO DE LOS  
APAREJOS DE PRODUCCION EN LOS POZOS  
PETROLEROS

**T E S I S**  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE  
INGENIERO PETROLERO  
P R E S E N T A N :  
FELIPE CHAVEZ GARCIA  
RAFAEL SALINAS NIEVES

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

FACULTAD DE  
INGENIERIA



CD. UNIVERSITARIA, D. F.

1994



## **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 está 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.



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA  
DIRECCION  
60-I-042

SR. FELIPE CHAVEZ GARCIA  
Presenta.

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Nehemias Herrera Patrón, y que aprobó esta Dirección, para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de ingeniero petrolero:

**PROBLEMAS DE OBTURAMIENTO DE LOS APAREJOS DE PRODUCCION  
EN LOS POZOS PETROLEROS**

- I INTRODUCCION
- I TIPOS DE TERMINACIONES Y REPARACIONES
- II DEPOSITOS ORGANICOS
- III DEPOSITOS INORGANICOS
- IV SOLUCIONES A LOS PROBLEMAS DE LOS DEPOSITOS ORGANICOS E INORGANICOS
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- NOMENCLATURA
- BIBLIOGRAFIA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente  
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"  
Ciudad Universitaria, a 16 de junio de 1993.  
EL DIRECTOR

  
ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS\*EGLM\*ggg\*



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AVENIDA II  
MEXICO

SR. RAFAEL SALINAS NIEVES  
Presente.

FACULTAD DE INGENIERIA  
DIRECCION  
60-I-043

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Nehemías Herrera Patrón, y que aprobó esta Dirección, para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de ingeniero petrolero:

**PROBLEMAS DE OBTURAMIENTO DE LOS APAREJOS DE PRODUCCION  
EN LOS POZOS PETROLEROS**

- I INTRODUCCION
- II TIPOS DE TERMINACIONES Y REPARACIONES
- III DEPOSITOS ORGANICOS
- IV DEPOSITOS INORGANICOS
- IV SOLUCIONES A LOS PROBLEMAS DE LOS DEPOSITOS ORGANICOS E INORGANICOS
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- NOMENCLATURA
- BIBLIOGRAFIA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

A t e n t a m e n t e  
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"  
Ciudad Universitaria, a 16 de junio de 1993.  
EL DIRECTOR

  
ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS\*EGLM\*gggt\*

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO.

FACULTAD DE INGENIERIA.

JURADO DE EXAMEN PROFESIONAL.

ALUMNOS :

FELIPE CHAVEZ GARCIA.

NUMERO DE CUENTA : 8354070-3

RAFAEL SALINAS NIEVES.

NUMERO DE CUENTA : 7825242-2

TEMA DE TESIS.

PROBLEMAS DE OBTURAMIENTO DE LOS APAREJOS DE PRODUCCION  
EN LOS POZOS PETROLEROS.

FIRMA DE CONFORMIDAD.

PRESIDENTE: ING. SALVADOR MACIAS HERRERA.

VOCAL: ING. NEHEMIAS HERRERA PATRON.

SECRETARIO : M. I. RAFAEL RODRIGUEZ NIETO.

1ER. SPTE. :ING. WALTER FRIEDBERG MERZBACH.

2DO. SPTE. :ING. NOBERTO DOMINGUEZ AGUIRRE.

The image shows five handwritten signatures, each written over a horizontal line. From top to bottom, the signatures correspond to: Salvador Macias Herrera, Nehemias Herrera Patron, Rafael Rodriguez Nieto, Walter Friedberg Merzbach, and Norberto Dominguez Aguirre. The signatures are in dark ink and vary in style, with some being more cursive and others more blocky.

**DEDICATORIA.**

**A MIS PADRES:**

**Sr. Epigmenio Chávez Romo.**

**Sra. María García Luque.**

Por haberme brindado su apoyo durante mucho tiempo y con paciencia esperaron este momento, que con lucha y esfuerzo lograron por ellos. Gracias padres.

**A MI ESPOSA.**

**Sra. María Guadalupe Pérez H.**

**Y A MI HIJA.**

**Itzel Areli Chávez Pérez.**

Que supieron brindarme su cariño y comprensión para poder seguir a adelante: Gracias.

**A MIS HERMANOS:**

Es difícil expresar un concepto de manera sencilla y completa un sentido, por hoy permitanme a poyarme en la síntesis: Gracias.

**DEDICATORIA**

**A MIS PADRES.**

**Sr. Federico Salinas Cardenas.**

**Sra. Carmen Nieves Pacheco.**

**Con gratitud y con todo el cariño,  
por el ser y dejar ser.**

**A MIS HERMANOS Y FAMILIARES.**

**A todos ellos con mucho afecto y cariño.**

**Por los años idos.**

**A MIS AMIGOS.**

**Por los difíciles y alegres  
momentos que compartimos.**

Al Ing. Nehemías Herrera Patrón  
Gracias por su valiosa ayuda para  
la realización de este trabajo.  
Por la paciencia prestada.

A MIS MAESTROS Y AMIGOS DE LA FACULTAD  
DE INGENIERIA.

Gracias por el apoyo incondicional y contribución  
para la realización de uno de mis propósitos.

A LA UNIVERSIDAD

Por haberme abierto las puertas para  
para ser un miembro de ella y poder  
realizarme, gracias mil gracias.....



## I N D I C E .

### PROBLEMAS DE OBTURAMIENTO DE LOS APAREJOS DE PRODUCCION EN LOS POZOS PETROLEROS.

	PAG
INTRODUCCION.	1
CAPITULO I.	
TIPOS DE TERMINACIONES Y REPARACIONES.	3
I.1 TERMINACION DE POZOS.	4
I.1.1 Terminación en agujero descubierto.	4
I.1.1.1 Terminación sencilla en agujero descubierto y T.P. franca.	5
I.1.1.2 Terminación sencilla en agujero descubierto con T.P., empacadores y accesorios.	6
I.1.2 Terminación en agujero adorado.	7
I.1.2.1 Terminación sencilla en agujero adorado y T.P. franca.	8
I.1.2.2 Terminación sencilla en agujero adorado con T.P. empacador y accesorios.	9
I.1.2.3 Terminación sencilla selectiva con T.P., dos empacadores y accesorios.	10
I.1.2.4 Terminación doble con dos T.P. y dos empacadores.	10
I.1.2.5 Terminación múltiple.	11
I.2 REPARACION DE POZOS.	12
I.2.1 Causas que originan una reparación.	13

## CAPITULO II

### DEPOSITOS ORGANICOS. 16

<b>II.1</b>	<b>PARAFINAS.</b>	<b>16</b>
II.1.1	Descripción de las parafinas.	17
II.1.2	Mecanismos de depositación.	18
II.1.3	Factores que contribuyen a la depositación de parafinas.	20
II.1.3.1	Efecto de la temperatura.	21
II.1.3.2	Efecto de la evaporación de los componentes volátiles (proporción solvente-soluto.).	21
II.1.3.3	Efecto de la presión.	22
II.1.3.4	Efecto del gas y el aire en solución.	22
II.1.3.5	Efecto del agua.	23
II.1.3.6	Efecto del material asfáltico, gomas y resinas.	24
II.1.3.7	Efecto de la arena fina y sedimentos.	25
II.1.4	Condiciones que favorecen la acumulación de la parafina después de que se separa de la solución en el aceite	25
II.1.5	Prevención de la depositación de parafinas.	28
II.1.6	Importancia de los métodos de predicción de depositación de parafinas.	30
II.1.7	Etapas de depositación durante la vida de un pozo.	31
<b>II.2</b>	<b>ASFALTENOS.</b>	<b>34</b>
II.2.1	Descripción de asfaltenos, resinas neutras, ácidos asfaltogénicos.	34
II.2.2	Causas y mecanismos de precipitación del material asfáltico.	35
II.2.3	Problemas generados por el material asfáltico.	37
II.2.3.1	Formación de lodo asfáltico durante la estimulación con ácido.	37
II.2.3.2	Depositación de sustancias asfálticas en el equipo de producción.	38
II.2.3.3	Influencia de material asfáltico en la formación de emulsiones.	39
II.2.3.4	Efecto de las sustancias asfálticas en la recuperación	

	del aceite de los yacimientos.	40
II.2.4.	Métodos de predicción de depositación.	41
II.2.4.1	Características de solubilidad y depositación.	41
II.2.4.2	Métodos de extracción de solventes.	42
II.2.4.3	Nuevos procedimientos de predicción de depositación.	42

### CAPITULO III.

	DEPOSITOS INORGANICOS.	44
III.1	INCRUSTACIONES CON SALES MINERALES.	44
III.1.1	Predicción de depositación de incrustaciones.	45
III.1.2	Componentes minerales que se presentan en los pozos petroleros.	46
III.1.2.1	Incrustaciones de carbonato de calcio.	46
III.1.2.2	Incrustaciones de sulfato de calcio.	48
III.1.2.3	Incrustaciones de sulfato de bario.	49
III.1.3	Selección del método de remoción más adecuado.	49
III.1.3.1	Remoción química.	50
III.1.3.2	Remoción mecánica.	50
III.1.4	Métodos para prevenir la formación de incrustaciones.	51
III.1.4.1	Inhibidores de incrustaciones.	51
III.1.4.2	Control del Ph.	52
III.1.5	Métodos de evaluación.	54
III.1.5.1	Pruebas de precipitación.	55
III.1.5.2	Pruebas de asentamiento.	56
III.1.5.3	Pruebas dinámicas de inhibición de incrustaciones.	57
III.1.5.4	Capacidad de adsorción en un medio poroso.	58
III.1.5.5	Velocidad de desorción de un medio poroso.	59
III.1.5.6	Compatibilidad.	59
III.1.5.7	Daño permanente ocasionado en un medio poroso.	60
III.2	ARENAMIENTO.	62
III.2.1	Causas de la producción de arena y sedimentos.	62
III.2.2	Problemas ocasionados por arenamientos.	63
III.2.3	Métodos mecánicos para el control de arena.	64
III.2.3.1	Limpieza periódica.	65
III.2.3.2	Introducción de cedazos.	66
III.2.3.3	Colocación de cedazos.	67

III.2.3.4	Empacamiento por medio de grava.	69
III.2.3.4.1	Método de empacamiento de grava por circulación.	69
III.2.3.4.2	Método de empacamiento por compresión.	70
III.2.3.4.3	Método de empacamiento por circulación inversa.	70
III.2.3.4.4	Método de empacamiento con lavado del fondo. (wasch-down)	70
III.2.3.5	Combinación de cedazos con empacamiento de grava.	71
III.2.3.6	Características que debe tener la grava.	71
III.2.3.7	Deteminación del tamaño de la grava y abertura del cedazo.	72
III.2.3.8	Recomendaciones para obtener una buena operación de engravados.	74
III.2.3.9	Evaluación de empacamiento con grava.	75
III.2.4	Métodos químicos para el control de arena.	75
III.2.4.1	Inyección de resinas.	76
III.2.4.2	Sistema "eposand" de consolidación de arena.	77
III.2.4.3	Sistema "sanfix" de consolidación de arena.	79

#### CAPITULO IV.

#### SOLUCION A LOS PROBLEMAS DE LOS DEPOSITOS ORGANICOS E INORGANICOS. 80

IV.1	MEDIOS PARA DIAGNOSTICAR LOS PROBLEMAS EN UN POZO.	80
IV.2	METODOS DE REMOCION DE PARAFINAS Y ASFALTENOS.	81
IV.2.1	Métodos mecánicos.	81
IV.2.1.1	Herramienta estándar.	82
IV.2.1.2	Desparafinador de gancho o pared.	83
IV.2.1.3	Cortador de parafina.	83
IV.2.1.4	Trampa de herramientas.	84
IV.2.1.5	Preventor contra reventones para cable de acero.	85
IV.2.1.6	Malacates móviles para operar las herramientas.	85
IV.2.2	Métodos con temperatura para remover parafinas.	85
IV.2.2.1	Remoción de tapones de parafina en la tubería de producción.	86
IV.2.2.2	Remoción de tapones de parafina con aceite caliente.	86
IV.2.2.3	Remoción de tapones de parafina con agua caliente.	86
IV.2.3	Vapor para remover la parafina de los pozos.	87

IV.2.4	Métodos con solventes.	88
IV.2.4.1	Remoción de tapones de material asfáltico por medio del uso de productos químicos.	89
IV.3	<b>EQUIPOS EMPLEADOS PARA REMOVER DEPOSITOS.</b>	90
IV.3.1	Unidad de aceite caliente.	90
IV.3.1 1	Proceso de operación.	90
IV.3.2	Unidad de tubería flexible.	91
IV.3.2.1	Aplicaciones de la unidad de tubería flexible.	93
IV.4	<b>REMOCION DE INCRUSTACIONES DE SALES.</b>	94
IV.4.1	Remoción de incrustaciones de carbonato de calcio.	94
IV.4.2	Remoción de incrustaciones de cloruro de sodio.	95
IV.5	<b>REMOCION DE ARENAMIENTO.</b>	95
IV.5.1	Remoción de arenamiento con agua.	96
IV.5.2	Remoción con fluido gelado.	96
IV.5.3	Remoción de arenamiento con espumas.	96
IV.6	<b>RECOMENDACIONES PARA EVITAR LOS DEPOSITOS DE PARAFINAS Y/O ASFALTENOS.</b>	97
IV.6.1	Prevención en pozos fluyentes.	98
IV.6.2	Prevención en pozos de flujo intermitente o de bombeo neumático.	99
	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.</b>	100
	<b>NOMENCLATURA.</b>	102
	<b>BIBLIOGRAFIA.</b>	103

## INTRODUCCION

Es un hecho que la presencia de materiales contaminantes asociados a la producción industrial de aceite y gas provoca, una serie de problemas en las operaciones de explotación del petróleo. Obtener la producción óptima de hidrocarburos de los yacimientos petroleros es de importancia fundamental. Sin embargo, existen situaciones que impiden la optimización, debido a la extensa variedad de problemas que se presentan.

Uno de los problemas es la disminución de la producción causada por la depositación de parafinas, asfaltenos, incrustación de sales y arenamientos. Todos estos depósitos llegan a obturar las tuberías de producción; su efecto dañino ha sido reconocido desde los inicios de la industria petrolera.

Los problemas de depositación de parafinas y asfaltenos, que se presentan en varios campos petroleros, conducen a una severa reducción de la producción de aceite. Esto es debido, principalmente, a que se reduce el área de flujo de los pozos productores y en casos extremos, conduce a un taponamiento total de la tubería de producción.

Se ha desarrollado un amplio rango de alternativas para la solución de estos problemas causados por los depósitos de dicho material.

La depositación de sólidos, genéricamente parafinas, es un problema en producción bien reconocido. Estos depósitos resultan comunmente del enfriamiento y posteriormente se precipitan, durante el trayecto de los fluidos del yacimiento a la superficie.

La producción y transporte a la superficie del aceite y gas pueden ser afectados significativamente por la depositación de la parafina, dependiendo de la cantidad de cera en el aceite; puede ocurrir en el medio poroso, en la tubería de producción, en la bomba, en el equipo superficial, etc.

El control de las parafinas y asfaltenos puede ser de costos altos y de gran dificultad, en campos donde la depositación de estos materiales se presenta continuamente. La depositación de parafinas puede ser un problema de severidad menor a otra de severidad extrema.

Se ha determinado que el material asfáltico está integrado por asfaltenos, resinas neutras, ácidos asfaltogénicos, que están presentes en el crudo en estado coloidal, formando suspensiones sumamente estables. Las investigaciones realizadas permiten concluir que no se trata de un sólo mecanismo de depositación, sino que es el resultado de diversos procesos que pueden presentarse en forma aislada o simultánea.

Otro problema serio es producir agua junto con los hidrocarburos; bajo ciertas condiciones, puede formar incrustación de sales. En muchas ocasiones estas incrustaciones propician la disminución del gasto de un pozo, con la consecuente producción diferida, también erogaciones sustanciales por concepto de métodos correctivos y preventivos, así como problemas en el manejo de hidrocarburos desde el yacimiento hasta las zonas de procesamiento.

Además de la existencia en el mercado de diversos productos químicos utilizados en procedimientos preventivos, se ha desarrollado un método de evaluación de inhibidores de incrustación que toma en cuenta los factores que intervienen en el fenómeno para, finalmente contar con un procedimiento de remoción confiable.

El arenamiento es otro de los problemas que afectan la producción de aceite y gas. Los métodos usados de control de arena, los de predicción y los de remoción actuales, así como los equipos para llevar a cabo las operaciones que requiere un pozo; están basados en tecnología básica. El equipo y herramientas que se usan en la actualidad, son el producto de largo tiempo de investigación. Sin embargo, los resultados obtenidos en el campo a veces no son satisfactorios, en ocasiones porque no se usa adecuadamente la tecnología disponible. Para seleccionar el método adecuado para el control de arena interviene principalmente el factor económico.

## CAPITULO I

### TIPOS DE TERMINACIONES Y REPARACIONES

La terminación o reparación de un pozo petrolero, es un conjunto de operaciones que se realizan para comunicar, en forma controlada y segura, la formación productora con la superficie.

Estas actividades comienzan a partir de que se cementa la última tubería de revestimiento, hasta el momento en que la producción está debidamente aforada y fluyendo a la batería o bien, si los hidrocarburos no son económicamente explotables, queda taponado el pozo.

Si el pozo fue perforado con la finalidad de inyectar algún fluido (agua, gas o vapor), se debe acondicionar para ello.

Se aprovecha así óptimamente la energía del yacimiento, por lo tanto, una terminación o reparación incluye una serie de actividades que consisten principalmente en:

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



## I.1 TERMINACION DE POZOS.

### TERMINACION DE UN POZO EXPLORATORIO.

Es el acondicionamiento del primer pozo perforado con el fin de encontrar nuevas reservas de hidrocarburos y que resultó con posibilidades de producir aceite o gas.

### TERMINACION DE UN POZO DE DESARROLLO.

Es el acondicionamiento de los siguientes pozos perforados a diferentes profundidades, después del primero, en una nueva estructura o en otras ya probadas productoras de hidrocarburos.

En este tipo de terminaciones se presentan variantes, tales como los pozos de avanzada que sirven para definir los límites del yacimiento y los inyectores (de agua, gas o vapor), para procesos de recuperación secundaria.

#### I.1.1 TERMINACION EN AGUJERO DESCUBIERTO.

Este tipo de terminación es recomendable para formaciones de calizas.

El procedimiento de campo consiste en introducir y cementar la tubería de revestimiento de explotación arriba de la zona de interés. Posteriormente se continúa con la perforación de la zona productora y se prepara el pozo para su explotación.

Anteriormente los pozos se terminaban en agujero sin revestir, actualmente ésta práctica se ha abandonado, efectuándose solamente en yacimientos con baja presión en una zona productora, donde el intervalo saturado de aceite y gas sea demasiado grande.

#### I.1.1.1 TERMINACION SENCILLA EN AGUJERO DESCUBIERTO Y T.P FRANCA

Este tipo de terminación se puede realizar cuando la producción es sólo de la zona de aceite y los contactos agua/aceite o gas/aceite no se encuentren cerca del intervalo productor, además la formación no debe de ser deleznable (fig .I.1).

##### Ventajas.

1. Es una terminación rápida y menos costosa que cualquier otra.
2. El tiempo de operación es mínimo comparado con otro tipo de terminación.
3. Se pueden obtener altos gastos de producción ya que es posible explotar por T.P. y E.A.
4. Es favorable para aceites viscosos.
5. Al colocar la T.R. hasta la parte superior del intervalo productor se minimiza el daño a la formación.
6. No se tienen gastos por conceptos de disparos.
7. La interpretación de registros de producción es más real.
8. Facilidad para profundizar, en su caso.
9. Facilidad para instalar T.R.corta ( disparada o con cedazo ).

##### Desventajas.

1. Dificultades para el control de la producción de agua o gas excesivos.

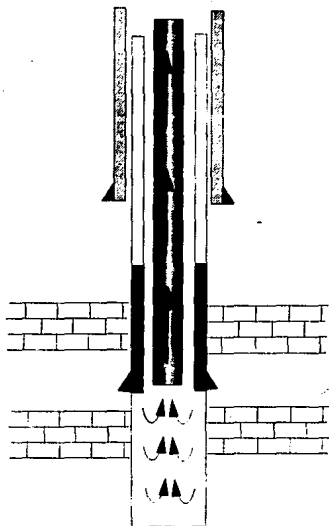


FIG. 1.1 TERMINACION SENCILLA  
EN AGUJERO DESCUBIERTO  
Y T. P. FRANCA

2. La T.R de explotación está en contacto con los fluidos producidos, si éstos contienen sustancias corrosivas pueden dañarla, reduciendo la vida del pozo.
3. Las presiones ejercidas por el yacimiento son aplicadas a la T.R., por lo cual siempre estará fatigada.
4. No se podrán efectuar estimulaciones o fracturamientos cuando la presión de inyección sea mayor que la presión interna que resiste la T.R.
5. El agujero puede requerir limpiezas frecuentes.

**I.1.1.2 TERMINACION SENCILLA EN AGUJERO DESCUBIERTO CON T.P.,  
EMPACADORES Y ACCESORIOS.**

Esta terminación se pueden realizar con empacador recuperable o permanente, dependiendo de la profundidad a la que se va a instalar, así como las presiones que se esperan del yacimiento durante su explotación o bien, por operaciones subsiguientes que se deseen efectuar después de la terminación. Este tipo de instalaciones llevan generalmente una válvula de circulación y un niple de asiento (fig I.2).

**Ventajas.**

1. Las presiones del yacimiento y la presencia de los fluidos corrosivos no afectan a la T.R.
2. Pueden alcanzarse mayores presiones de tratamiento al efectuarse estimulaciones o fracturamientos.
3. En caso de requerir un mayor gasto se puede abrir la válvula de circulación para producir por T.P. y E.A. simultáneamente.
4. Al colocar la T.R. hasta la parte superior del intervalo productor se minimiza el daño a la formación.

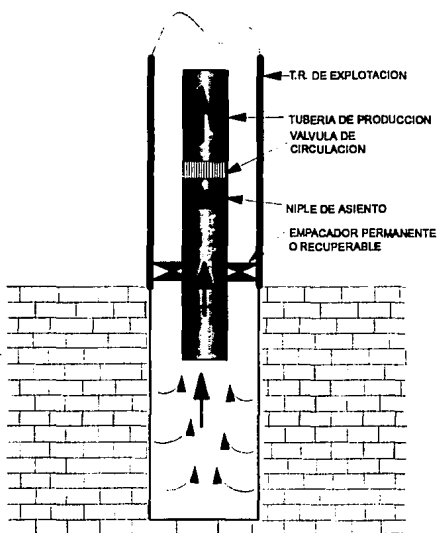


FIG. 1.2 TERMINACION SENCILLA EN AGUJERO DESCUBIERTO T.P. EMPACADOR Y ACCESORIOS

5. No se tienen gastos por conceptos de disparos.
6. La interpretación de registros de producción es más real.
7. Facilidad para profundizar, en su caso.
8. Facilidad para instalar T.R.corta ( disparada o con cedazo ).

#### Desventajas.

1. Los tiempos de operación son mayores debido al mayor número de viajes que se hace con las herramientas.
2. Mayor costo de terminación, por mayor número de accesorios que lleva el aparejo.
3. Al tener aceites viscosos se dificulta la explotación.
4. Se puede tener una reducción en el diámetro de la tubería de producción causada por la acumulación de carbonatos, parafinas y/o sales minerales.

#### I.1.2 TERMINACION EN AGUJERO ADEMADO.

Generalmente es el mejor procedimiento para terminar un pozo petrolero, ya que ofrece mayores posibilidades para efectuar reparaciones subsiguientes a los intervalos productores. Pueden probarse indistintamente algunas zonas de interés y explotar varias al mismo tiempo.

El procedimiento de campo consiste en seleccionar un diseño y programar adecuadamente las tuberías de revestimiento, que se introducen y cementan para cubrir las profundidades de los tramos productores. Posteriormente se selecciona el aparejo de producción adecuado para su explotación y por último se dispara el intervalo a explotar.

### I.1.2.1 TERMINACION SENCILLA EN AGUJERO ADEMADO Y T.P. FRANCA.

Esta terminación es similar a la terminación sencilla con T.P. franca en agujero descubierto, sólo que aquí se tiene que disparar la T.R. para poner en contacto el yacimiento con el interior del pozo (fig. I.3).

#### Ventajas.

1. Es una terminación rápida y menos costosa.
2. El tiempo de operación es mínimo.
3. Se pueden obtener altos gastos de producción ya que se puede explotar por T.P. y E.A.
4. Es favorable para aceites viscosos.
5. Se tienen gastos por conceptos de disparos.
6. La interpretación de registros de producción es más real.

#### Desventajas.

1. Dificultades para el control de la producción de agua o gas excesivos.
2. La T.R. de explotación está en contacto con los fluidos producidos, si estos contienen sustancias corrosivas pueden dañarla.
3. Las presiones ejercidas por el yacimiento son aplicadas a la T.R., por lo cual siempre estará fatigada.
4. No se podrán efectuar estimulaciones o fracturamientos cuando la presión de inyección sea mayor que la presión interna que resiste la T.R.

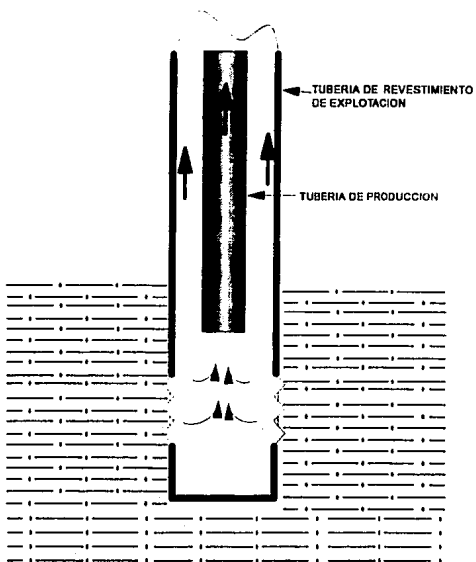


FIG. 1.3 TERMINACION EN AGUJERO  
ADEMADO Y T. P. FRANCA



5. El agujero puede requerir limpiezas frecuentes.

I.1.2.2 TERMINACION SENCILLA EN AGUJERO ADEMADO CON T.P.,  
EMPACADOR Y ACCESORIOS.

Esta terminación se puede efectuar con empacador recuperable o permanente, además el yacimiento puede tener contacto agua-aceite, ya que mediante la cementación de la T.R. se selecciona el intervalo a explotar (fig I.4).

Ventajas.

1. Las presiones del yacimiento y la presencia de los fluidos corrosivos no afectan a la T.R.
2. Pueden alcanzarse mayores presiones de tratamiento al efectuarse estimulaciones o fracturamientos.
3. En caso de requerir un mayor gasto se puede abrir la válvula de circulación para producir por T.P. y E.A. simultáneamente.
4. Se tienen gastos por conceptos de disparos
5. La interpretación de los registros de producción es más real.

Desventajas.

1. Los tiempos de operación son mayores debido al mayor número de viajes que se hace con las herramientas.
2. Mayor costo de terminación, por mayor número de accesorios que lleva el aparejo.
3. Al tener aceites viscosos se dificulta la explotación.

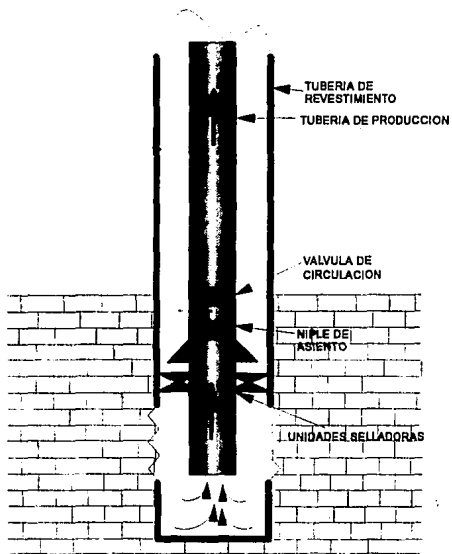


FIG. 1.4 TERMINACION SENCILLA EN AGUJERO EDEMADO CON T.P., EMPACADOR Y ACCESORIOS.

4. Se pueden tener una reducción en el diámetro de la tubería de producción causada por la acumulación de carbonatos, parafinas y/o sales minerales

#### I.1.2.3 TERMINACION SENCILLA SELECTIVA CON T.P., DOS EMPACADORES Y ACCESORIOS.

Con esta técnica se puede terminar un pozo cuando se tiene más de un horizonte productor aislados con T.R. cementada. Se recomienda para pozos de difícil acceso, así como marinos (fig I.5).

Ventajas. Además de las señaladas en el punto I.1.2.2.

1. Se pueden explotar simultáneamente los dos yacimientos o individualmente utilizando para ésta actividad herramienta operada con línea de acero.

Desventajas.

1. Los tiempos de operación y costos son mayores, debido a las diversas herramientas que se bajan antes de introducir el aparejo.
2. Las perforaciones de los intervalos por explotar se hacen en el pozo lleno de salmuera con conexiones provisionales.

#### I.1.2.4. TERMINACION DOBLE CON DOS T.P. Y DOS EMPACADORES

Esta técnica de terminación es recomendable cuando se tienen dos yacimientos con características diferentes y se desea explotarlos simultáneamente (fig. I.6).

Ventajas. Además las señaladas en el punto I.1.2.2.

1. Se pueden explotar simultáneamente dos yacimientos en forma independiente, sin importar el tipo de fluido, ni la presión respectiva.

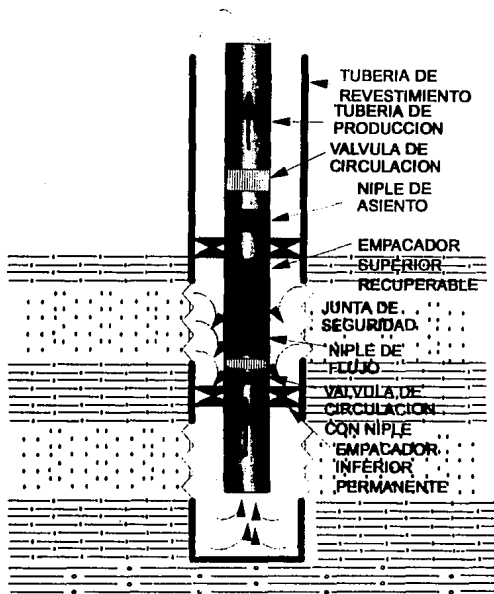


FIG. 15 TERMINACION SENCILLA  
 SELECCIONA CON T. P. DOS  
 EMPACADORES Y ACCESORIOS

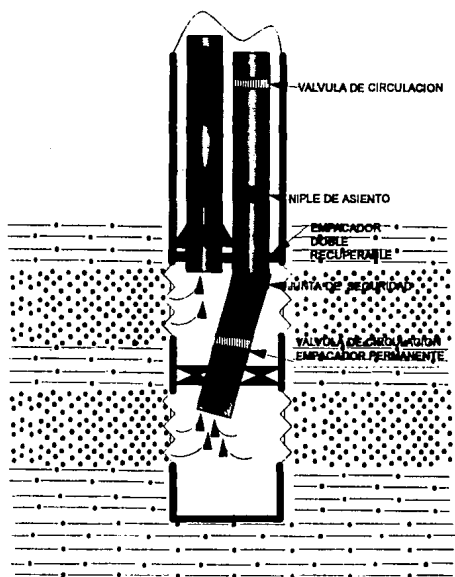


FIG. 1.6 TERMINACION DOBLE  
 CON DOS T.P. Y DOS  
 EMPACADORES

2. En caso de que se produzcan fluidos indeseables, se puede cerrar una rama, sin que el pozo se deje de explotar.

#### Desventajas.

1. Presenta mayores problemas al inducir el pozo, debido al daño que se genera al efectuar los disparos.
2. Su aplicación debe ser objeto de un análisis adecuado debido a lo complicado que es.

#### I.1.2.5 TERMINACION MULTIPLE.

Es la más compleja, sin embargo se recomienda cuando se tiene más de dos intervalos o yacimientos que deben ser explotados en forma individual (fig. I.7).

Una ventaja importante de este tipo de terminación es que se puede abandonar temporalmente algún intervalo por alta relación gas-aceite o alto porcentaje de agua, sin que el pozo deje de producir. En las reparaciones se requiere gran experiencia de campo.

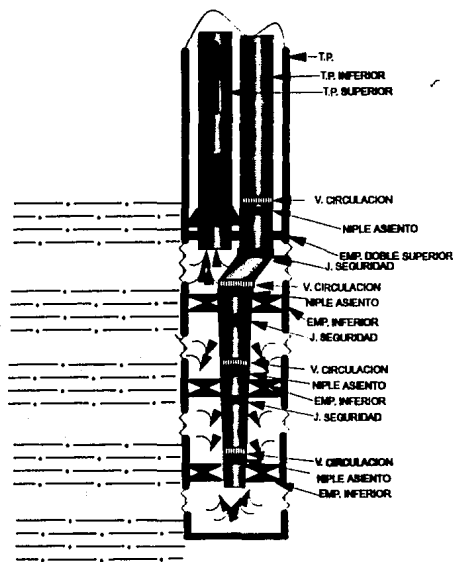


FIG. I.7 TERMINACION MULTIPLE

## **I.2 REPARACION DE POZOS.**

Una vez que se ha terminado un pozo, es necesario llevar un registro de su comportamiento durante la fase productiva del mismo, con el objeto de comprobar que el pozo está cumpliendo adecuadamente su función productora y en caso contrario efectuar una intervención o una reparación.

Técnicamente un pozo se interviene cuando algún tipo de prueba o medición de la producción nos revela que no se está explotando adecuadamente, ya sea por la declinación natural de la producción del yacimiento o por problemas mecánicos del pozo.

Se entiende por reparación de un pozo, todas aquellas intervenciones efectuadas a éste durante su vida productiva, con el objeto de restablecer y mantener en óptimas condiciones su producción.

Los tipos de reparaciones que se efectúan a los pozos son los siguientes:

### **REPARACION MAYOR.**

Es el conjunto de actividades operativas a desarrollar con el fin de mantener al pozo en constante producción, mediante la modificación de las propiedades petrofísicas del intervalo productor, el cambio de este intervalo y/o la alteración de su estructura mecánica permanente.

### **REPARACION MENOR.**

Es el conjunto de actividades operativas enfocadas a corregir fallas que se presentan en las conexiones superficiales, y/o subsuperficiales del pozo, sin alterar las condiciones originales del yacimiento, ni su estado mecánico permanente. Además también se consideran reparaciones menores a las intervenciones por estimulaciones.



### I.2.1 CAUSAS QUE ORIGINAN UNA REPARACION.

Al iniciar la explotación de un pozo, hay que precisar de inmediato el seguimiento de su comportamiento para poder conservarlo en condiciones óptimas de explotación.

El propio proceso de explotación de los pozos e intervenciones mal diseñadas o ejecutadas, pueden ser la causa de anomalías que hacen necesario realizar intervenciones de mantenimiento. Este puede tener como objetivo definir los tipos de anomalías presentes, determinar el comportamiento del pozo, poder eliminar condiciones anormales, o mejorar su producción.

A continuación se mencionan las causas que originan el mantenimiento a los pozos, las cuales deben ser principalmente cuatro factores que están relacionados con las condiciones dinámicas del yacimiento, así como el estado mecánico del pozo.

#### a. Obstrucción de los aparejos.

##### Depósitos orgánicos:

Parafinas o ceras. Se presenta en forma de placas, agujas microcristalinas y su acumulación es afectada por el tiempo, la temperatura y presión.

Asfaltenos. El lodo asfáltico se presenta en los pozos al contacto del aceite crudo con el ácido, o por cambios bruscos de temperatura y presión.

##### Depósitos inorgánicos:

Incrustaciones de sales. Este fenómeno es provocado por la reducción de la presión, cambios de temperatura, concentraciones de iones no comunes y mezclas de agua altamente incrustante.

ARENA. Se presenta en formaciones deleznales. Algunos yacimientos están formados, por arenas no consolidadas las cuales por la afluencia del aceite son arrastradas y por lo consiguiente obstruyen tuberías, válvulas de circulación, bombas, varillas etc.

b. Daños en tuberías y aparatos.

-Ruptura de tuberías de producción.

-Comunicación al espacio anular.

-Fallas en los sistemas artificiales de producción.

-Ruptura de la tubería de revestimiento o cementación primaria defectuosa.

c. Cambios en las condiciones del yacimiento.

-Invasión de agua y/o gas.

-Agotamiento del intervalo productor.

-Agotamiento total de los intervalos.

-Pérdida de energía en el yacimiento.

d. Daños a la formación.

-Mecanismos de daño a la formación:

-Debido a la invasión de filtrado de lodo.

-Reacomodo de arcillas.

-Formación de emulsiones.

-Cambios en la mojabilidad de la roca.

-Bloqueo de agua.

Por operaciones que lo originan:

-Durante la etapa de perforación.

-Durante la introducción de las tuberías de revestimiento y cementación.

-Durante la terminación.

-Durante la estimulación.

-Durante operaciones de limpieza de parafina o asfaltenos.

-Durante la perforación de los pozos.

-Durante la fase de producción.

## CAPITULO II.

### DEPOSITOS ORGANICOS.

Entre los problemas más importantes que afronta la industria petrolera en la explotación del petróleo, se encuentran aquellos relacionados con el obturamiento de tuberías, equipo de producción, obstrucción del aparejo, del pozo y de las perforaciones, que pueden ser ocasionados por la depositación de material parafínico y asfáltico del aceite. Este problema se conoce como depósitos orgánicos formados generalmente con sólidos y semi-sólidos que reducen las áreas libres de flujo, llegando hasta el obturamiento parcial o total de las mismas.

#### II.1 PARAFINAS.

Las parafinas son hidrocarburos que contienen entre 18 y 60 átomos de carbono, identificadas parcialmente como mezclas de hidrocarburos de cadena recta, aunque se han detectado pequeñas cantidades de compuestos de cadena ramificada y constituyentes aromáticos en muestras recuperadas de pozos productores. Son hidrocarburos del rango de  $C_{18}H_{38}$  a  $C_{60}H_{122}$ , generalmente mezclados con otros materiales orgánicos e inorgánicos, así como gomas, resinas, material asfáltico, sal, arena, agua adicional a los cristales de ceras y aceite crudo.

Los depósitos de parafina consisten en pequeños cristales de cera que tienden a aglomerarse y formar partículas granulares de cera del tamaño de los granos de sal.

### II-1.1 DESCRIPCION DE LAS PARAFINAS.

La familia de hidrocarburos clasificada como parafinas, es demasiado inerte y por lo tanto, es resistente al ataque por ácidos bases y agentes oxidantes. Por esta razón, ha sido muy difícil inhibir los depósitos de parafinas por medios químicos. Estos depósitos están sujetos a cambios en su estado con el tiempo. La presencia de agua y depósitos de los materiales pueden incrementar la severidad del problema, aunque después de la depositación el gas que pasa sobre éste, libera los constituyentes ligeros, provocando un efecto de secado. Al contacto con el agua, al menos a temperaturas altas, tiende a compactarse la parafina, cambiando su estado al de un plástico.

Luego que el depósito se ha formado, es un excelente medio colector para otros tipos de materiales, como cristales de cloruro de sodio, sulfato de bario, sulfato de calcio, óxido de fierro, calcio y magnesio, etc.

La depositación de parafinas es un problema integral, ya que se puede presentar en cualquier parte, desde el yacimiento hasta las instalaciones superficiales de almacenamiento.

La mayoría de estos depósitos recuperados, contienen ceras parafínicas, ceras microcristalinas y material asfáltico.

#### CERAS PARAFINICAS.

Constituyen alrededor del 50% de los depósitos. Estas ceras consisten en cristales en forma de agujas largas bien formadas, que se aglomeran y forman grandes masas.

#### CERAS MICRO-CRISTALINAS.

Son hidrocarburos de alto peso molecular, constituyen menos del 10% de los depósitos y se caracterizan por la firmeza de sus cristales, cuando son suspendidos en un un solvente no se observa una forma bien definida.

Este tipo de cristales tienden a permanecer dispersos y muestran pequeña propensión a aglomerarse.

#### MATERIAL ASFALTICO.

Este tipo de material está contenido en algunos depósitos parafínicos, es una sustancia amorfa, pegajosa, negra y semisólida, la que en presencia de la parafina se encuentra en cantidades de un 10 a un 50%.

La consistencia del depósito puede variar desde un líquido espeso, hasta un cera dura, dependiendo principalmente de la cantidad de aceite presente en éste, debido a que el aceite escurre gradualmente por las partículas de cera, la dureza de la parafina y la cantidad de aceite asociado en esta, depende del tiempo de duración en que se efectúe la acumulación y la forma en que fue depositada.

La solubilidad de las fracciones de parafina en el aceite decae con el aumento del punto de fusión y peso molecular, es por eso que a mayor punto de fusión se separan primero.

Por lo que respecta a las parafinas de bajo punto de fusión y bajo peso molecular, su separación depende del grado de enfriamiento ó evaporación que el aceite tiene mientras se efectúa la depositación.

El punto de fusión de las parafinas varían notoriamente de un campo a otro debido a las características propias del aceite.

#### II.1.2 MECANISMOS DE DEPOSITACION.

Los depósitos orgánicos de parafinas y asfaltenos, están en equilibrio con el aceite crudo a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento ya que no sufren ninguna alteración, mientras se encuentran en la formación. Sin embargo puede alterarse este equilibrio durante su producción y transporte.

Debido a que la pérdida de calor es a través de las paredes de la tubería, la precipitación del material disuelto ocurrirá primero en la pared mediante un proceso de cristalización, aunque las experiencias de campo indiquen que la parafina sólida contenida en el aceite tiene poca tendencia a adherirse a las paredes de la tubería.

Las parafinas son materiales no polares. Esto significa que no se adsorben selectivamente sobre cualquier superficie y que otras fuerzas que no son de naturaleza química, se requieren para causar su depositación en las instalaciones petroleras. Las propiedades no polares de las parafinas, se sustentan en el hecho de que los solventes no polares sean más efectivos en su disolución que los solventes polares.

Los materiales polares, los cuales son depositados con las parafinas, pueden afectar la concentración de éstas como una película o capa absorbida en la superficie, también como lugares de concentración en el fluido contenido entre la pared. La distribución del tamaño molecular, el tipo de hidrocarburos saturados podrían también afectar la concentración y el desarrollo del modelo del depósito.

Este modelo de desarrollo, además de la cohesión y adhesión del depósito resultante, también se ve afectada por la presencia de materiales polares.

Un total de los conocimientos del mecanismo de formación del depósito, permitiría el diseño de sistemas representativos y por lo tanto reproducibles para estudios en el laboratorio, además de la evaluación de aditivos preventivos o modificadores de dicho mecanismo de depositación.

La mayoría de los estudios hechos sobre la separación de fracciones parafínicas, aromáticas y de asfaltenos mediante el procedimiento de la columna cromatográfica de sílica-gel indican que los depósitos normalmente contienen de 70 a 90% de parafinas, de 5 a 15 % de aromáticos y arriba del 15% de asfaltenos. La mayoría de las veces existe un porcentaje mayor de aromáticos que de asfaltenos.

### II.1.3. FACTORES QUE CONTRIBUYEN A LA DEPOSITACION DE PARAFINAS.

Originalmente las ceras, gomas, resinas y material asfáltico se encuentran en equilibrio con el aceite, pero es durante la producción y transporte cuando se separan del aceite formando los depósitos parafínicos, debido a esto, se alteran ciertas condiciones que rompen el equilibrio, de tal manera que el aceite no se puede mantener en solución con los componentes anteriormente mencionados originando la separación y depositación

Las causas principales de la separación de las parafinas del aceite crudo, se debe a una disminución en la solubilidad, debido a esto el resultado de cambios en las condiciones ambientales que perturban el equilibrio de la solución. Los factores que afectan este equilibrio, son:

1. Efecto de la temperatura.
2. Efecto de la evaporación de los componentes volátiles.
3. Efecto de la presión.
4. Efecto del gas y el aire en solución.
5. Efecto del agua.
6. Efecto del material asfáltico, gomas y resinas.
7. Efecto de la arena y sedimento.



### II.1.3.1 EFECTO DE LA TEMPERATURA.

Debido a que la temperatura del aceite cambia apreciablemente durante su producción y transporte, por esto es muy importante conocer los efectos que producen dicho cambio en la solubilidad de la cera en el aceite crudo. La solubilidad de diferentes parafinas en un solvente, a una temperatura dada, disminuye conforme va aumentando el peso molecular y el punto de fusión de las mismas.

Aunque la solubilidad de un sólido en un líquido aumenta conforme se incrementa la temperatura, en casi todos los tipos de soluciones ésta es variable en cada sustancia. Así mismo, el enfriamiento de las soluciones parafina-aceite muestra que la solubilidad de la parafina disminuye rápidamente hasta alcanzar concentraciones muy bajas de parafina, dónde una nueva disminución en la temperatura solamente produce un ligero efecto sobre la cantidad de cera que puede mantenerse en la solución.

### II.1.3.2 EFECTO DE LA EVAPORACION DE LOS COMPONENTES VOLATILES.

(Proporción solvente-soluto)

Para que exista una solución en equilibrio, es necesario un balance de la proporción solvente-soluto. En los pozos petroleros, cuando el aceite fluye de la formación al pozo, hay una pérdida continua de los componentes líquidos volátiles, debido a cambios de presión y temperatura.

Este fenómeno igualmente sucede en la roca productora o en la formación. Debido a esta pérdida, el aceite reduce su capacidad de mantener en solución ciertas cantidades de parafinas presentes en él a una temperatura dada.

Esto se debe a las siguientes causas :

1. La reducción del volumen del aceite, que resulta de una menor

cantidad de solventes, es el necesario para disolver la misma cantidad de parafina (soluta).

2. Al disminuir la solubilidad de la cera en el aceite, ya que son más soluble los componentes ligeros que los pesados.

Puede decirse entonces, que la pérdida de los componentes volátiles es un factor que genera la separación de las parafinas del aceite y aunque no es tan importante como el efecto por temperatura, bajo ciertas condiciones es un factor mayor en la depositación de la parafina especialmente en el campo, donde la restauración de la presión es por empuje de gas ya que en sí, una cantidad considerable de gas se canaliza y fluye a través de la roca productora, éste removerá una gran cantidad de componentes volátiles del aceite, que permanece en la formación resultando la cristalización de la parafina del aceite que quede en la misma.

#### II.1.3.3 EFECTO DE LA PRESION.

La presión tiene un efecto nulo en la solubilidad de las parafinas en el aceite, pero mantiene los gases disueltos y los componentes volátiles en solución, además mantiene el aceite a la temperatura de la formación. Por otro lado, está claro que es imposible producir aceite sin tener una considerable caída de presión en el pozo. La mayores caídas de presión, entre la presión normal del yacimiento y la presión de fondo, ocurre en la vecindad del pozo.

#### II.1.3.4 EFECTO DEL GAS Y EL AIRE EN SOLUCION.

Un gas comprimido en estado líquido, tiene el poder de disolver un sólido en grado determinado, sólo si el punto crítico de las propiedades físicas del gas y el líquido y sus curvas de solubilidad en el gas natural son idénticos, pero prácticamente ninguno en el aire.

En pruebas de laboratorio, se ha establecido que la parafina es prácticamente insoluble en gas natural seco, así mismo en el aire a presiones arriba de 1000 lb/ps<sup>2</sup> y sólo se ha observado una disminución de la solubilidad de la parafina cuando el aire está presente en los diferentes solventes usados en dichas pruebas.

También se ha observado que la solubilidad disminuye usando gas natural seco como solvente en fracciones ligeras, en las que las parafinas tienen una solubilidad de 2.8 a 2.9 gr por cada 100 gr de solvente, a comparación de solventes más pesados se observa una mayor solubilidad donde la parafina es menos soluble que 2.8 a 2.9 gr por cada 100 gr de solvente.

Además, se ha observado que en crudos más ligeros con un alto porcentaje de las fracciones, en las cuales las parafinas son fácilmente solubles, el gas disuelto disminuye ligeramente la solubilidad de la parafina, mientras que en aceites más pesados, el gas disuelto puede aumentar o disminuir la solubilidad debido al gas disuelto, es decir, que es directamente proporcional a la presión a la cual el gas disuelto es retenido en solución, esto es, a la cantidad de gas en solución.

De lo anterior se puede concluir que el gas en solución es también poco importante en el aumento o disminución de la solubilidad de la parafina, en comparación con el efecto por temperatura o por la pérdida de los componentes volátiles.

#### II.1.3.5 EFECTO DEL AGUA.

El agua se considera más como un factor preventivo para la depositación, que como un factor determinante de la solubilidad de las parafinas, ya que como se sabe el agua es prácticamente insoluble en la parafina y en el aceite. La determinación de la solubilidad con y sin agua en un sistema de parafina-aceite demuestra que el agua, no aumenta o disminuye la solubilidad de la parafina en el aceite.

Se ha observado que en un pozo de aceite donde se han encontrado problemas considerables de depositación de parafinas, es común que disminuya o se elimine prácticamente cuando el pozo comienza a tener una producción de agua considerable. Esto se debe que el agua tiene aproximadamente el doble del calor específico del aceite y por lo tanto, contiene suficiente calor para prevenir el enfriamiento propio y del aceite, a un punto donde una cantidad apreciable de parafina puede separarse de la solución. Adicionalmente proporciona un volumen extra de líquido y aumenta la velocidad del flujo del aceite a través de la T.P., disminuyendo la posibilidad de que la parafina se adhiera en la paredes de la misma.

#### II.1.3.6 EFECTO DEL MATERIAL ASFALTICO, GOMAS Y RESINAS.

Se ha demostrado que la proporción de enfriamiento tiene un pequeño efecto sobre el tamaño de la partícula, además de que otras sustancias presentes en el aceite como son el material asfáltico, gomas y resinas, previenen el crecimiento de los cristales de parafina. Si el aceite es agitado, o si no es enfriado para que se pueda excluir la parafina que se solidifique, los pequeños cristales forman una red entrelazada que sostiene a los componentes líquidos, por lo que se alcanza una temperatura relativamente estable. Lo anterior ocasionar que el aceite no fluya cuando el recipiente que contiene la solución se inclina en posición horizontal. A esta temperatura se le conoce como temperatura de punto de fusión. Si el aceite es agitado durante el enfriamiento o después de alcanzar el punto de fusión, Este aceite se convertirá nuevamente en líquido, solo que muy viscoso, debido a la presencia de cristales de parafinas que se encuentran en suspensión.

El aceite, a la temperatura a la cual la parafina comienza a depositarse, aumenta rápidamente su viscosidad.

El calentamiento del aceite a temperatura por encima a la del pozo, de tal manera que todas las parafinas, material asfáltico, gomas

y resinas sean completamente solubles en éste, es generalmente inferior al punto de fusión.

De estudios hechos en el laboratorio, se ha observado que los resultados obtenidos por calentamiento de los aceites, en aquellos donde el material asfáltico, gomas y resinas han sido removidos no corresponden y no afecta el punto de fusión; pero también se ha observado que en otros aceites que no contienen una cantidad apreciable de los materiales anteriores, no son afectados por el calentamiento por lo que se concluye que el material asfáltico, gomas y resinas actúan en la solución como un agente retardador de la parafina y además que se separan lentamente de la solución cuando el aceite es enfriado.

#### **II.1.3.7 EFECTO DE LA ARENA FINA Y SEDIMENTOS.**

La arena fina y sedimentos no afectan la cantidad de parafina separada del aceite, pero frecuentemente actúan en forma mecánica, aumentando gradualmente los problemas de depositación.

Esto es debido a que arena y sedimento actúan como núcleos, donde los granos de parafinas se adhieren formando granos mayores, ocasionando que se separen más rápidamente del aceite. Se ha encontrado que en algunos pozos los depósitos de parafinas consisten en un 50% en ocasiones de hasta el 70% arena fina o sedimento.

#### **II.1.4 CONDICIONES QUE FAVORECEN LA ACUMULACION DE LA PARAFINA DESPUES DE QUE SE SEPARA DE LA SOLUCION EN EL ACEITE.**

Como se mencionó anteriormente, la parafina puede separarse del aceite, debido a ciertas condiciones. Sin embargo la depositación será sobre la arena, tubería, varillas, u otros objetos de los pozos.

Los problemas de depositación parafínica serán mínimos o no existirán cuando la parafina permanezca suspendida delante del aceite.

En estudios de laboratorio y campo se ha determinado que hay parafinamiento y se sabe que no ocurre por los efectos anteriores, entonces se debe a otras condiciones que frecuentemente son los responsables de la acumulación de parafinas. Estas son el revestimiento alterado y el escurrimiento del aceite sobre la superficie de la tubería.

Esto es cuando una superficie es revestida intermitentemente con aceite, la película dejada sobre la superficie escurre hasta que está demasiado delgada y su movimiento es lento para acarrear las partículas blandas de parafinas y gomas en suspensión. Esto ocasiona que dichas partículas se adhieran firmemente, al mismo tiempo que el aceite escurre por la tubería. Un mayor número de partículas de parafinas serán adheridas a la superficie si ésta se enfría de tal modo que el punto de saturación del aceite adicional separe la parafina de la película del aceite, además la depositación se incrementa debido a que la tubería expone una gran superficie a la evaporación de los componentes más ligeros o volátiles del aceite.

Cuando la superficie está en contacto continuo con el aceite, aproximadamente a la misma temperatura, la depositación de parafinas es prevenida o disminuida en un gran porcentaje, ya que por ejemplo en una tubería donde el aceite contenido está en movimiento, los cristales de cera permanecen en suspensión o el asentamiento será en el fondo pero no adheridas a la superficie de la tubería.

Otra posible causa es que en un pozo fluyente con excesivas cantidades de gas, el aceite se presenta como neblina o pequeñas gotitas de aceite suspendidas en el gas, por lo que la tubería es revestida con una película de aceite y si la superficie contienen cristales de parafinas, éstos regularmente se adhieren firmemente a la tubería.

En donde la tubería o superficie es más fría que el aceite, la parafina del aceite que esté en contacto se precipita de la solución y se adhiere a la misma. Dependiendo de la velocidad del aceite, se tendrá una mayor o menor cantidad de parafina depositada. Cuando hay precipitación de parafinas sobre una superficie fría donde el aceite está en movimiento no turbulento, sino cercano al flujo laminar, el desplazamiento de la película de aceite adyacente a la tubería es relativamente lento, por lo que la parafina se precipita y tiene la facilidad de adherirse firmemente a ésta. Un proceso inverso ocurre cuando el flujo es turbulento, o sea cuando el movimiento del aceite en contacto con la tubería es rápido y la cera no se adhiere a la tubería.

Como anteriormente se mencionó, los pequeños cristales de parafina que son precipitados, tienden a atraerse, a formar partículas granulares y largas. Esto es acelerado por la agitación del aceite, el tamaño, la cantidad de partículas que depende sobre todo del número de cristales presentes y el tiempo de agitación.

A continuación se enlistan algunos factores que causan la acumulación de parafinas en un pozo:

1. Cuando una superficie es intermitentemente mojada con aceite, la película que queda en la superficie es demasiado delgada y el movimiento demasiado lento para acarrear las partículas de cera.
2. La presencia de una película de aceite en contacto con la tubería, mientras el fluido fluya, con frecuencia causa la depositación.
3. El contacto del aceite con una superficie fría poco usual, tal como la producción de aceite a través de acuíferos, causará la cristalización de la parafina directamente en la pared de la tubería. Se estima que la pérdida de calor por conducción de una tubería en contacto con agua, es aproximadamente ocho

veces mayor que si ésta estuviera en contacto con aire o con tierra seca.

4. Las tuberías con superficie rugosa a menudo provee excelente lugar para la depositación de la parafina. Esta condición favorecen a la depositación junto con un enfriamiento en el aceite crudo.

#### II.1.5 PREVENCIÓN DE LA DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS.

Existen tres maneras para prevenir la depositación de parafina.

##### MANTENER LA PARAFINA EN SOLUCIÓN.

Esto se puede lograr manteniendo la temperatura tanto en la superficie de depositación como la de la solución parafínica, arriba de la temperatura de punto de nube. Dentro del pozo, Esto se logra aislando la tubería de producción, de la superficie o área con temperatura mas baja.

En algunas ocasiones se ha usado gases como nitrógeno y metano en el espacio anular, colocados abajo de la zona problema con parafinamiento, pero no se han obtenidos resultados satisfactorios debido a las corrientes de convección generadas. Para la eliminación de las corrientes de convección puede colocarse un fluido espumado entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento. Con el mismo propósito podrían ser aplicables otros aisladores buenos como los que se usan en pozos de inyección de vapor, para aumentar la calidad del mismo en el fondo del pozo. También existen calentadores de fondo, pero su mantenimiento es demasiado caro.

##### EVITAR QUE LOS CRISTALES SE ADHIERAN A LA SUPERFICIE.

La adhesión de los cristales a la superficie puede disminuirse haciendo menos rugosa la superficie y más homogénea la composición química de la misma. Para lograr esto se utilizan recubrimientos que



en general son de tipo plásticos y la desventaja es que es muy sensible a cualquier tipo de abrasión y se vuelven permeables al aceite después de un período de tiempo.

Los recubrimientos de vidrio o porcelana plásticos, dan los mejores resultados en el laboratorio y en pruebas de campo. Aunque éstos recubrimientos evitarán completamente la adhesión entre los cristales de parafina y la superficie de contacto con la solución, si son suficientes para eliminar la depositación de parafinas.

#### EVITAR LA ADHESION ENTRE LOS CRISTALES.

Esta se logra con el uso de aditivos llamados inhibidores de parafinas. Actúan modificando el hábito del cristal, su tamaño y la adhesión de cristal-cristal.

Los componentes más usados con éste fin, son polímeros de óxido de etileno y polímeros de ramificaciones n-parafínicas. Su eficiencia depende de: La solubilidad del aditivo en crudo, la estructura química del aditivo, la composición del crudo.

Estos inhibidores modifican la precipitación de los cristales de una solución parafínica, por uno o más de los siguientes mecanismos:

1. El inhibidor se separa de la solución a una temperatura ligeramente más alta que la temperatura de nube y provoca la nucleación.
2. El inhibidor se separa de la solución a la temperatura de punto de nube original y se cristaliza con los cristales de parafina.
3. El inhibidor se separa de la solución a una temperatura ligeramente más baja que la temperatura de punto de nube y se adsorbe sobre los cristales de parafina.

## II.1.6 IMPORTANCIA DE LOS METODOS DE PREDICCIÓN DE DEPOSITACION DE PARAFINAS.

La remoción de parafina en un pozo o línea de flujo, deben de ser considerado seriamente, debido a los altos costos de operación que ellos generan. Para evaluar estos costos potenciales, se debe de conocer dos aspectos muy importantes que son los siguientes :

1. Las condiciones de operación bajo las cuales se presentan la precipitación de parafinas en el pozo.
2. Los porcentajes de depositación estimados para determinar los costos asociados con la remoción de depósitos de parafinas.

El grado de depositación de las parafinas en algunos pozos no puede predecirse con base a experiencias anteriores de un yacimiento en particular. Las condiciones de operación en el pozo son tan importantes como la composición del aceite en la predicción de problemas en las parafinas.

La depositación es particularmente problemática en pozos de bajo gasto. El poco gasto en algunos pozos afectan la depositación debido al tiempo de residencia del aceite en el agujero, ya que ésta se incrementa. El incremento en el tiempo de flujo, permite una mayor pérdida de calor por lo que disminuye la temperatura del aceite, permitiendo con ello la precipitación y depositación de parafina. En algunos estudios se demuestra que la temperatura del pozo es una función importante del gasto de aceite.

La presión de operación de un pozo, también contribuye a la depositación de parafina a través del gas en solución. Las caídas de presión durante el flujo de aceite saturado con gas a través de la tubería, permite que se alcance una presión de saturación y se libere gas en solución. El gas en solución actúa en algunos casos como un solvente para las parafinas. La pérdida de gas en el aceite hace la precipitación más probable. Este gas también afecta el porcentaje de acumulación de parafina, a causa del efecto en la viscosidad del aceite.

### III.1.7 ETAPAS DE DEPOSITACION DURANTE LA VIDA DE UN POZO.

Las etapas en la vida de un pozo donde generalmente se presenta el daño orgánico a la formación son:

1. Durante la perforación y la cementación.
  2. Durante la terminación, reparación y estimulación.
  3. Durante la vida productiva del pozo.
1. Antes de la producción, ambas parafinas y asfaltenos están en equilibrio en el crudo que está en la formación. Una vez que el pozo es perforado, ésta condición de equilibrio se rompe y el crudo sufre cambios físico-químicos.

Cuando se utiliza un fluido de control que tiene un PH alto y también un grado de filtración alto, ocasiona una alta concentración de iones oxhidrilo cargados negativamente sean introducidos y pueden llegar a depositar las resinas neutras iniciando la floculación y precipitación de asfaltenos.

2. Las condiciones de equilibrio dentro de la formación, también pueden ser desequilibradas por la inyección de fluidos fríos durante las operaciones de estimulación, principalmente acidificaciones y fracturamientos, en pozos de baja temperatura de fondo. Si el aceite es enfriado por debajo del punto de nube, entonces los depósitos de parafinas se acumulan o se concentran en los poros de la formación, causando un bloqueo parcial de los canales de flujo y ocasionando restricción al movimiento de fluido. Obviamente esto no debe aplicarse a formaciones que presentan temperaturas mayores que el punto de fusión de la parafina. La precipitación de la parafina se considera como un proceso irreversible, puesto que cualquier intento para disolverla en el aceite es difícil de efectuar.
  
3. Durante la vida productiva del pozo, la alteración del equilibrio se presenta en la elevación de la diferencial de presión y temperatura en el agujero del pozo. Los efectos de presión en el aceite para disolver los depósitos parafínicos no son substanciales, no obstante la volatilización de las cadenas ligeras de carbono del aceite (metano, etano, propano, etc.).

Esta separación reduce drásticamente la solubilidad de la parafina en el aceite, la relación solvente (aceite) a soluto (depósitos orgánicos) es significativamente menor. Como anteriormente se ha mencionado, la precipitación de parafina en los poros de la formación, es provocada por la caída de temperatura y además, es lo suficiente para originar las condiciones de punto de nube. En muchas ocasiones, estos incrementos en la sensibilidad térmica producen un continuo aumento en el punto de nube.

Otro aspecto importante es que la adición de inhibidores de corrosión e inhibidores de parafinas, que causan una reducción en la permeabilidad. Los pozos cuya presión es baja o está agotada, son más susceptibles a la depositación de parafinas y/o material asfáltico, ocasionado por el mayor tiempo de residencia del aceite dentro de la T.P. Además, durante el trayecto del fluido hacia el pozo, se producen arrastres de partículas sólidas (que pueden ser ceras cristalizadas), que se van acumulando o depositando en la zona vecina al pozo, hasta llegar el momento de que obturen los poros de la formación, ocasionando una reducción de la permeabilidad, que en ocasiones puede llegar a ser total.

## II.2 ASPALTENOS.

La industria del petróleo define al contenido de asfaltenos de un crudo como el pentano-normal insoluble y el benceno soluble del crudo. La estructura química exacta del benceno no es conocida. Los asfaltenos son hidrocarburos base aromático de estructura amorfa, están presentes en el aceite crudo en forma de partículas coloidales dispersas; la parte central de los asfaltenos consisten en micelas de alto peso molecular.

La presencia de sustancias asfálticas han provocado serios problemas a la industria petrolera . Estos problemas consisten principalmente en la reducción de la recuperación por taponamiento del yacimiento, el obturamiento en la línea de descarga, daño a las instalaciones de producción, formación de emulsiones estables, etc.

Se ha determinado mediante microscópios electrónica y métodos de ultracentrifugación, que el material asfáltico en el crudo, está constituido de partículas esféricas cuyo diámetro varia de 30 a 65  $\text{Å}$  (Armstrong  $\text{Å}$ ), por lo que se infiere que dicho material se encuentra formado en suspensiones coloidales en el aceite, considerando que el rango del coloide está entre 10 y 5000  $\text{Å}$  .

Un alto porcentaje de aceite crudo contiene sustancias asfálticas. en forma coloidal, que puede ser precipitadas natural o artificialmente. En general, se aceptan que estas sustancias están compuestas de asfaltenos, resinas neutras y ácidos asfaltogénicos.

### II.2.1 DESCRIPCION DE ASPALTENOS, RESINAS NEUTRAS, ACIDOS ASPALTOGENICOS

#### ASFALTENOS:

Son hidrocarburos sólidos de alto peso molecular, de color negro y con fuerte olor aromático. Son insolubles en los destilados del petróleo y se precipitan en presencia de un exceso de éter de

peróleo. Son solubles en benceno, cloroformo y bisulfato de carbono, entre otros solventes.

#### RESINAS NEUTRAS.

Son hidrocarburos aromáticos de alto peso molecular insolubles en ácidos y álcalis y completamente miscibles en derivados del petróleo, incluyendo las fracciones ligeras.

#### ACIDOS ASFALTOGENICOS.

Son sustancias solubles en soluciones alcalinas y en benceno.

Puesto que los ácidos asfaltogénicos sólo se encuentran en pequeñas cantidades, las resinas neutras y los asfaltenos se consideran los componentes más importantes del material asfáltico.

En general se acepta que los asfaltenos, los cuales se encuentran dispersos y en equilibrio con el aceite crudo, tienen propiedades asociadas con suspensiones coloidales.

Esta dispersión coloidal, comunmente llamada peptización, estabilizada por resinas e hidrocarburos policíclicos pesados. Cualquiera acción de naturaleza química, eléctrica o mecánica que desestabilice estas partículas, conducirá a la floculación y precipitación de los asfaltenos. En consecuencia, la temperatura, presión, composición química del crudo, efectos eléctricos y posiblemente la turbulencia del flujo, pueden tener efecto en la precipitación del material asfáltico.

#### II.2.2 CAUSAS Y MECANISMOS DE PRECIPITACION DEL MATERIAL ASFALTICO

SOLVENTE. Los solventes tales como el n-heptano, isoheptano, iso-octano y acetona, provocan que el material asfáltico se precipite. Es decir estos solventes desestabilizan las partículas coloidales en el aceite crudo y en consecuencia, ocurre la precipitación.

**PRESION Y TEMPERATURA.** Las modificaciones en la presión y temperatura pueden provocar la precipitación del material asfáltico. Cuando se alcanza la presión de saturación, entonces se produce la liberación de los componentes ligeros del aceite crudo y al aumentar la concentración de pentano y más pesados en la mezcla de hidrocarburos, entonces ocurrirá la precipitación y depositación de dicho material.

**SEGREGACION GRAVITACIONAL.** Si el equilibrio se rompe entre el aceite y las partículas de asfalto, entonces la aglomeración de partículas de asfalto se deberá a las diferencias de densidades, es decir la depositación será por segregación gravitacional.

**ELECTRODEPOSITACION.** Este es otro de los mecanismos usados para la explicación de partículas coloidales. Es conocido que la neutralización de la carga negativa que tiene las partículas asfálticas al hacer contacto con cargas positivas, causa la desestabilización de la miscela de asfalto y por lo tanto, ocurre la floculación y precipitación de asfalto del aceite.

**POTENCIAL DE CORRIENTE.** Este mecanismo de depositación es similar al mecanismo de electrodeposición, ya que la neutralización de la carga del material coloidal es debido a cualquier acción eléctrica, desestabiliza o depeptiza la mezcla de de asfalto.

Otras de las formas en que se puede precipitar el material coloidal asfáltico, es mediante el contacto del aceite de formación con el ácido inyectado durante el tratamiento.

Durante los tratamientos de estimulación. Lo anterior es conocido como lodo asfáltico y resulta más fácil su prevención que su remoción, puesto que ya formado, es muy difícil de tener un contacto íntimo entre el solvente y las partículas de asfaltos. La cantidad de lodo asfáltico que pueden ser generada, dependerá del tiempo de



contacto del ácido inyectado a la formación y el aceite almacenado en ésta. Entre mayor sea el tiempo de contacto entre ambos, mayor será el volúmen de lodo asfáltico generado.

### II.2.3 PROBLEMAS GENERADOS POR EL MATERIAL ASFALTICO.

En la explotación del petróleo se presentan problemas debido a la presencia de las sustancias asfálticas en el aceite, tales como su precipitación a consecuencia de tratamientos de ácidos, provocando el bloqueo de la zona estimulada; su depositación en el sistema de producción, su influencia en la formación de emulsiones y su efecto en la recuperación de aceite de los yacimientos.

#### II.2.3.1 FORMACION DE LODO ASFALTICO DURANTE LA ESTIMULACION CON ACIDO.

La formación de lodo asfáltico durante la estimulación con ácido, ha sido un problema reconocido en muchas áreas. Generalmente causa obstrucción en el medio poroso con un resultado adverso al tratamiento. El lodo asfáltico es un precipitado del material coloidal asfáltico que se presenta al contacto de aceite con un ácido. Es una sustancia generalmente insoluble.

En los pozos que presentan este problema, la limpieza es lenta durante la remoción de los productos de reacción, se producen considerables cantidades de material parecido al asfalto. En algunos casos puede ocasionar un obturamiento parcial o total del pozo.

En pruebas de laboratorio se ha observado que después de agitar vigorosamente HCL y aceite, se presenta una capa viscosa en la interface. Esta capa es de espesor variable y puede ser de: emulsión estable, parafina, sólidos inorgánicos mojados en aceite o lodo asfáltico. Si la capa persiste aún después de agregar desemulsificante, incrementar la temperatura y centrifugar, se tratará de un lodo asfáltico.

Estudios relacionados, con la formación de lodos asfálticos revelan que una gota de ácido colocado en aceite, forma una película rígida capaz de encogerse y plegarse. Este fenómeno se observó sólo en los aceites que presentan tendencias a formar lodos asfálticos. Los residuos de dichas películas permanentes tienden a crecer, formando masas asfálticas negras. Pruebas adicionales demostraron que la cantidad de lodo asfáltico formado, depende del tiempo de contacto entre el ácido y el aceite. Asimismo, se notó que a mayor concentración de ácido, se tiene mayor cantidad de lodo asfáltico. También se observó que al contacto de ácido gastado y aceite, se obtiene material asfáltico.

#### II.2.3.2 DEPOSITACION DE SUSTANCIAS ASFALTICAS EN EL EQUIPO DE PRODUCCION.

Esta depositación ocurre desde el yacimiento hasta los tanques de almacenamiento. Este problema se agudiza cuando el equipo de producción no es accesible para efectuar operaciones de limpieza; tal es el caso de las líneas de descarga de hidrocarburos desde las plataformas marinas a tierra.

La depositación de material asfáltico puede ser el resultado de su precipitación durante el flujo del aceite desde el yacimiento o también puede deberse a la acumulación de material asfáltico aglutinado en determinadas secciones de la línea de descarga. Otras posibles causas de la depositación, es la producción desde el yacimiento de la sustancia asfáltica en estado libre y ya aglutinada.

En estudios e investigaciones de laboratorio, se encontró que la depositación que ocurre en el equipo de producción, es ocasionado por el aceite que contiene material asfáltico coloidal y puede originarse por el fenómeno de electrodeposición, por potenciales de corriente o por segregación de material asfáltico proveniente del rompimiento de emulsiones agua-aceite.

El fenómeno de electrodeposición en tuberías de descarga, se debe a la creación de zonas anódicas y catódicas en las paredes de la línea. Estas zonas se manifiestan como resultado de diferentes concentraciones en los componentes que integran la tubería, tales como soldadura y coples, así como los cambios de temperatura.

Los potenciales de corriente, como ya se menciona, se generan por el movimiento de fluidos a través de la tubería.

Las emulsiones agua-aceite, en crudos asfálticos, presentan una película interfacial rígida, formada de partículas asfálticas coloidales. Al romperse la emulsión, estas partículas se aglutinan y posteriormente se depositan por segregación gravitacional.

Si el yacimiento aportó material asfáltico precipitado, éste se depositará también por segregación gravitacional.

Otros estudios al respecto, indican que el depósito de material asfáltico en el equipo de producción, puede ocurrir como resultado de la acumulación de todos los factores mencionados, incluyendo factores externos de temperatura durante el flujo de hidrocarburos.

#### **II.2.3.3 INFLUENCIA DE MATERIAL ASFALTICO EN LA FORMACION DE EMULSIONES.**

De estudios experimentales se ha llegado a la conclusión de que la tendencia de emulsificaciones de la mayor parte de los aceites, se debe a la presencia de material asfáltico coloidal. A mayor contenido de este material, las emulsiones agua-aceite son más estables; ya que las sustancias asfálticas envuelven a las partículas de agua, comportándose como agentes activos de superficies formadores de película de agua. Sin embargo, éste comportamiento no ha sido explicado satisfactoriamente, en vista que el asfalto no es en sí una sustancia activa de superficie.

Es evidente que las emulsiones estables agua-aceite causan problemas en la producción de los hidrocarburos desde el mismo yacimiento. El desarrollo de una emulsión estable en la vecindad del pozo, produce un bloqueo parcial o total de flujo del aceite del yacimiento. Además, las emulsiones incrementan considerablemente los costos de operación, ya que se requiere la aplicación de procedimientos para separar el agua del aceite producido.

De aquí, que en ocasiones, no sea conveniente iniciar el proceso de desemeulsificación desde el pozo, ya que existe la posibilidad de obturar las líneas de recolección.

#### **II.2.3.4 EFECTO DE LAS SUSTANCIAS ASPALTICAS EN LA RECUPERACION DEL ACEITE DE LOS YACIMIENTOS.**

En la mayor parte de las interfaces del contacto agua-aceite, se ha observado películas interfaciales que influyen en la eficiencia de la recuperación del aceite de los yacimientos por empuje hidráulico natural y por inyección de agua.

En el desplazamiento de aceite por agua, ya sea en yacimientos con empuje hidráulico o en proyectos de recuperación secundaria, el agua invade la roca y el aceite es desplazado totalmente en algunos poros y dejando una fase discontinua en otros.

La forma como el agua se mueve a través del medio poroso, está influenciada por las fuerzas capilares, que a su vez depende de la interacción entre las interfases líquido-sólido y agua-aceite.

De aquí, que la recuperación del aceite depende en parte de las características de dichas películas interfaciales.

Investigaciones de laboratorio han demostrado que las películas interfaciales entre el aceite y el agua, se forman en el mismo yacimiento, bajo un proceso irreversible. Además, la presencia de películas naturales en un medio poroso durante el desplazamiento de

aceite por agua, causa un cambio suficiente en las tensiones interfaciales que producen efectos adversos considerable en la recuperación de aceite.

Además de los fenómenos de superficie mencionados, el flujo de aceite a través del medio poroso, provoca la generación de potencial de corriente. Como ya se indicó anteriormente, estos potenciales rompen el equilibrio de las suspensiones asfálticas, lo que propicia la depositación de material asfáltico en el medio poroso, por lo consiguiente el obturamiento de los canales de flujo.

#### II.2.4 METODOS DE PREDICION DE DEPOSITACION.

La remoción de asfaltenos en los pozos, se considera de gran importancia, al igual que las parafinas como ya se mencionó anteriormente, debido a los altos costos de operación que ellos representan.

Al igual que las depositacion de parafinas, se requiere y se debe de conocer los aspectos importantes para realizar la evaluación de los costos potenciales.

##### II.2.4.1 CARACTERISTICAS DE SOLUBILIDAD Y DEPOSITACION.

Los problemas de depositación de asfálticos pueden variar en función de la composición del crudo, temperatura de operación y fenómenos de presión. Existen muchos determinantes que afectan la solubilidad y depositación de asfaltenos, estos efectos son provocados por solventes de bajo peso molecula, líquido orgánico de baja tensión superficial, flujo a través de medios porosos, electrodepositación, efectos del P.H. adición de aceites parafínicos y fenómenos de presión.

En prácticas normales en campos petroleros, donde se inyectan fluidos durante la terminación y reparación, puede causar depositación orgánica. La adición de líquidos orgánicos de baja tensión superficial (menores de  $24 \text{ dinas/cm}^2$ ), tales como la gasolina, pentano, hexano,

petróleo, nafta y diesel, pueden precipitar asfaltenos. Puesto que los asfaltenos han sido observados por ser partículas cargadas eléctricamente.

El potencial de corriente es el mecanismo generalmente usado para explicar la precipitación de agregados de asfaltenos coloidales. La neutralización del material coloidal agregado, se cree que debe de ser la fuerza de movimiento o manejo para cualquier acción química, eléctrica o mecánica. Dicha fuerza depeptiza la micela de asfaltenos que puede causar su floculación y precipitación. Este mecanismo parece ser el responsable de la depositación asfáltica en estudios de flujo de aceites através de medios porosos.

#### II.2.4.2 METODOS DE EXTRACCION DE SOLVENTES.

La prueba extracción de solventes, la cual involucra la cuantificación del por ciento en peso de asfaltenos y el contenido de maltenos ( resinas neutras ) por medio de procesos de extracción térmica y química, utilizando n-pentano, xileno y petróleo nafta como solventes. Si la relación del porcentaje en peso de asfaltenos es de 1:1 o más, entonces la depositación de asfaltenos es mayormente probable.

#### II.2.4.3 NUEVOS PROCEDIMIENTOS DE PREDICION DE DEPOSITACION.

Aunque el problema de muestras no-representativas se debe de considerar, se ha encontrado un método que hace una distribución más confiable, considerando la depositación de asfaltenos como el número de carbonos que no están distribuidos.

Estos descubrimientos iniciaron la búsqueda de otro método para propósitos de evaluación del tratamiento y criterio de diseño. Sobre éstas bases, se hizo un estudio estadístico en más de 300 pozos, observandose cambios en las propiedades específicas de los fluidos producidos. Debido a que se siguieron severas normas, la remoción

óptima del daño puede ser llevado a cabo. Estos métodos no son analíticos y se apoyan en los buenos resultados obtenidos en baños con solvente, los cuales remueven exclusivamente el daño orgánico de la formación como demuestra el estudio. Los resultados más importantes de dicho estudio fueron los siguientes:

1. A temperatura de fondo menor de  $185^{\circ}\text{F}$ , el daño orgánico a la formación es altamente probable, si existe una reducción en la gravedad de más de  $2^{\circ}\text{A.P.I.}$  y ésta es mayor de  $32^{\circ}\text{A.P.I.}$  después de la caída mínima de 2 grados.

2. Un incremento de la RGA (relación gas-aceite) con cualquier reducción de la gravedad  $^{\circ}\text{A.P.I.}$  donde ésta es menor de  $32^{\circ}$  en adelante, indica un potencial fuerte de depositación orgánica.

3. Cuando la gravedad  $^{\circ}\text{A.P.I.}$  es mayor  $25^{\circ}$ , la depositación orgánica en forma de asfalteno aglutinado o aglomerado puede presentarse sobre una temperatura de fondo de  $275^{\circ}\text{F}$ , donde se observa una relación de asfalteno a resinas neutras (conocidos como maltenos) de más de 1:1.

4. Si un pozo presenta una temperatura de fondo menor de  $185^{\circ}\text{F}$  y se incrementa la producción de agua con un potencial medio (por datos de análisis de agua), entonces el daño orgánico a la formación puede resultar.

5. El incremento de la producción de agua, puede ser un buen indicador de tendencia a la depositación, bajo condiciones menores de  $185^{\circ}\text{F}$  de temperatura de fondo y más del 2% de asfaltenos en peso.

## CAPITULO III

### DEPOSITOS INORGANICOS.

Los problemas de depositación inorgánica que se presentan en varios campos, conduce a una severa reducción de la producción de aceite, esta depositación se refiere a la incrustación de sales y arenamientos.

Entre los problemas más importantes, se encuentran aquellos relacionados con la interrupción en la producción, ocasionada por taponamiento en la tubería de producción, en ocasiones, en la tubería de revestimiento, en las líneas de escurrimiento, separadores, etc.

#### III.1 INCRUSTACIONES CON SALES MINERALES.

La incrustación de sales en la explotación del petróleo, se presenta en la propia formación, en el equipo subsuperficial y superficial de producción, en cambiadores de calor, tanques y sistemas de suministro de agua de inyección y de desechos.

Una incrustación puede definirse como un depósito mineral formado sobre las superficies en contacto con el agua. Los depósitos incrustados, son formados generalmente como resultados de la precipitación y cristalización de sales contenidas en el agua.

Los Factores que propician la formación de incrustaciones son los siguientes:

- Reducción de presión.
- Cambios de temperatura.
- Concentración de iones no comunes.
- Mezclas de aguas conteniendo iones potencialmente incrustantes.



La formación de incrustaciones generalmente se llevan acabo en condiciones dinámicas sus causas no siempre son individuales. Una vez que las condiciones son adecuadas para la precipitación, la formación de un depósito incrustante se lleva acabo en varias etapas.

Inicialmente, en una solución sobresaturada, los iones incrustantes se combinan para formar una molécula. Al combinarse varios miles de moléculas, se forma el núcleo que actúa como punto inicial de crecimiento. La siguiente etapa es el crecimiento de este núcleo que llega a ser lo suficientemente grande, precipitando y formando cristales incrustantes visibles.

Una vez formado el precipitado, algunos cristales se incrustan en la superficie rugosa del metal y actúa como semilla, a partir del cual crece el depósito, formando una estructura compacta y fuertemente adherida a la superficie.

### III.1.1 PREDICION DE DEPOSITACION DE INCRUSTACIONES.

EL hábito del cristal o la forma final del depósito depende del método y tiempo requerido para formarse la incrustación. Algunos depósitos son blandos y suaves, mientras que otros pueden ser densos y duros. Estos últimos son el resultado de un lento crecimiento, por lo contrario las incrustaciones blandas son depositadas rápidamente.

En algunas operaciones de campos petroleros, es importante predecir la tendencia de una salmuera a formar incrustaciones y la probable localización de los depósitos. Para lograr esto, se determina la composición del agua mediante un análisis químico.

Este análisis comprende la determinación del Ph, alcalinidad, densidad relativa, concentraciones de carbonato, bicarbonato, sulfatos, cloruros, iones, fierro, calcio, magnesio y sodio, junto con los sólidos totales disueltos. Si se considera que el agua contiene gases disueltos que pueden contribuir a la corrosión, es necesario un análisis de oxígeno, dióxido de carbono o ácido sulfhídrico.

Puesto que en los métodos de predicción utilizan estos resultados analíticos es evidente la importancia de los métodos de muestras e interpretación de resultados. En general, los requerimientos básicos sobre las condiciones de muestreo y análisis se siguen de acuerdo a las normas del API. Dentro de los métodos de predicción de incrustaciones el más utilizado en la explotación del petróleo, es el índice de estabilidad de STIFF Y DAVIS para carbonato de calcio y su método para predicciones de sulfato de calcio.

Para el caso de sulfato de bario, el procedimiento de predicción se basa en la determinación del contenido de iones bario y sulfato en diferentes aguas.

### III.1.2 COMPONENTES MINERALES QUE SE PRESENTAN EN LOS POZOS PETROLEROS.

La composición de las incrustaciones es tan variada como la naturaleza de las aguas que las producen. Sin embargo, existen tres componentes principales que se presentan en los campos petroleros: Carbonato de calcio, sulfato de bario y sulfato de calcio. Componentes adicionales, tales como sulfato de estroncio, carbonato de magnesio y carbonato de bario, se encuentran asociados a los anteriormente citados. Así mismo, una incrustación contiene impurezas, tales como compuestos de fierro, aceite, parafina, material orgánico, etc.

#### III.1.2.1 INCRUSTACIÓN DE CARBONATO DE CALCIO.

Las incrustaciones de carbonato de calcio son las más frecuentes encontradas en la explotación del petróleo. Puede identificarse fácilmente al contacto con un ácido mineral.

El carbonato de calcio se forma de acuerdo con la siguiente ecuación:



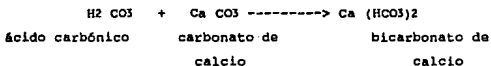
La figura III.1, presenta una gráfica de solubilidad del carbonato de calcio en agua destilada en presencia de CO<sub>2</sub> en solución.

La presión, la temperatura y la concentración de otras sales en solución, tienen un marcado efecto sobre la solubilidad del carbonato de calcio.

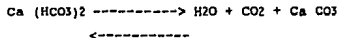
Cuando el dióxido de carbono está en contacto con el agua se disuelve formando ácido carbónico.



Este ácido tiene dos constantes de disociación K<sub>1</sub> y K<sub>2</sub>. Como K<sub>1</sub> es mayor que K<sub>2</sub>, el ión hidrógeno de la primera ionización debe combinarse con el ión carbonato libre formándose el ión bicarbonato.



Por lo tanto la precipitación de carbonato de calcio puede expresarse por la ecuación:



La disminución de la presión del sistema como es el caso se presenta desde la venticidad del pozo y a través de todo el equipo subsuperficial, propicia la liberación de dióxido de carbono y consecuentemente disminuye la solubilidad del carbonato de calcio. Este desequilibrio químico propicia la precipitación e incrustación del carbonato de calcio, la influencia con respecto a la temperatura, se presenta en la figura III.2.

De este comportamiento se aprecia que en la producción de aceite y agua en los pozos, la temperatura afecta inversamente, incrementando la solubilidad del carbonato de calcio. Sin embargo, este efecto es

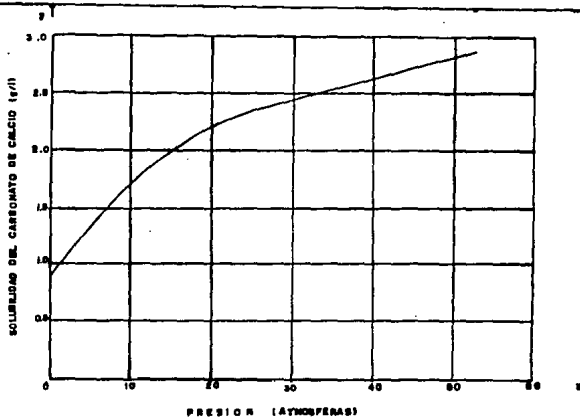


FIG. 1. INFLUENCIA DE  $CO_2$  SOBRE LA SOLUBILIDAD DEL CARBONATO DE CALCIO A 24 °C

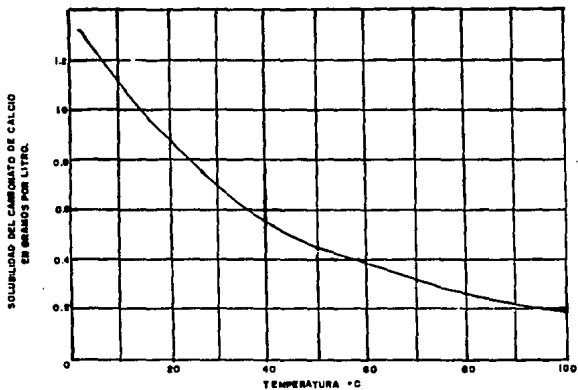


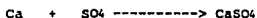
FIG. 2. EFECTO DE LA TEMPERATURA SOLO LA SOLUBILIDAD DEL  $CaCO_3$  A 0.987 atm. DE PRESION DE  $CO_2$

considerado menor que aquel que produce la pérdida de dióxido de carbono por caídas de presión.

La presencia en el agua de producción de sales que no contienen un ión común incrementa la fuerza iónica de la solución. Esta fuerza ejerce un efecto sobre la solubilidad del carbonato de calcio. La figura III.3 muestra el efecto de la concentración de cloruros de sodio en el agua, disminuyendo después de esta cantidad.

### III.1.2.2 INCRUSTACION DE SULFATO DE CALCIO.

Las incrustaciones de sulfato de calcio son más duras y densas que la de carbonato de calcio. La formación de sulfato de calcio se expresa en la forma siguiente:



Los principales factores que propician estos tipos de incrustaciones son la temperatura y la presencia de iones no comunes. La figura III.4 muestra el efecto de la temperatura y la figura III.5 presenta la solubilidad del sulfato de calcio en solución de cloruro de sodio.

La mayoría de la incrustaciones encontradas en campos petroleros, provienen de la mezcla de aguas producidas de diferentes intervalos productores. Si se establece el contacto entre una agua que contiene una elevada concentración de iones sulfato y otra de iones calcio ocurre la precipitación, hasta que la concentración de sulfato de calcio en solución se reduce al límite de su solubilidad.

Un incremento en la temperatura puede en cualquiera de los casos, ya sea aumentar o disminuir la solubilidad del sulfato de calcio.

La solubilidad del sulfato de calcio aumenta con la temperatura aproximadamente arriba de los 40°C y entonces disminuye. En una solución de salmuera, tiene efectos no apreciables entre temperaturas

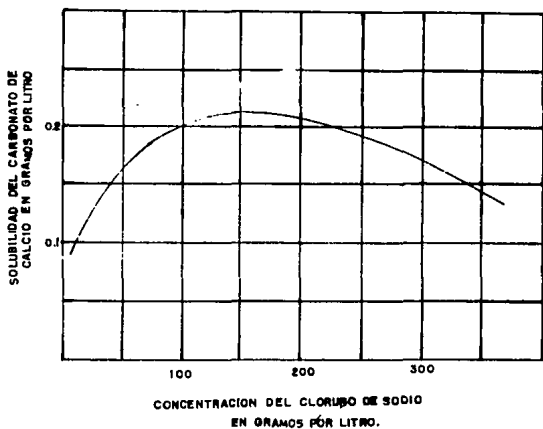


FIG. 3. EFECTO DE LA SOLUBILIDAD DEL CARBONATO DE CALCIO EN DIFERENTES CONCENTRACIONES DE CLORURO DE SODIO.

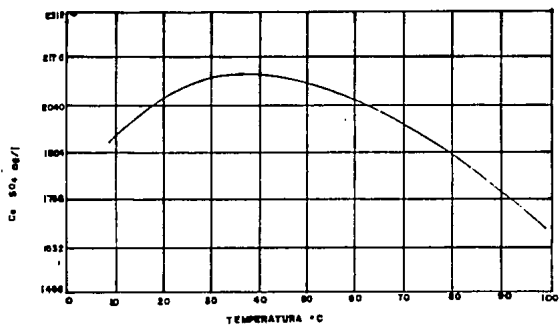


FIG. 4. SOLUBILIDAD DEL SULFATO DE CALCIO EN AGUA DESTILADA A DIFERENTES TEMPERATURAS.

de 30<sup>0</sup> y 70<sup>0</sup>C la solubilidad disminuye rápidamente, ver figuras III.4 y III.5.

Como se indicó anteriormente los efectos de la presencia de iones no comunes son apreciables en la solubilidad del sulfato de calcio.

La solubilidad del sulfato de calcio aumenta con el cloruro de sodio en concentración aproximadamente arriba de 140,000 mg/lit de NaCl. Mayores aumentos en la concentración de sal disminuye la solubilidad del sulfato de calcio.

### III.1.2.3 INCRUSTACIONES DE SULFATO DE BARIO.

Dentro de las incrustaciones comunmente encontramos en la explotación del petróleo está la del sulfato de bario que es el más difícil de eliminar. Esta se forma por la reacción entre los iones de bario y sulfato como se muestra en la siguiente ecuación:



La solubilidad del sulfato de bario en presencia de otra sal a diferentes temperaturas se muestra en la figura III.6. Como se observa, esta solubilidad es mucho más baja que la del sulfato y carbonato de calcio.

En la mayoría de los casos, las incrustaciones de sulfato de bario se forman como consecuencia de la mezcla de dos aguas incompatibles una conteniendo iones bario y otros iones sulfato.

### III.1.3 SELECCION DEL METODO DE REMOCION MAS ADECUADO.

Detectada una incrustación, es necesario determinar la severidad de la misma y seleccionar el método de remoción mas adecuado.



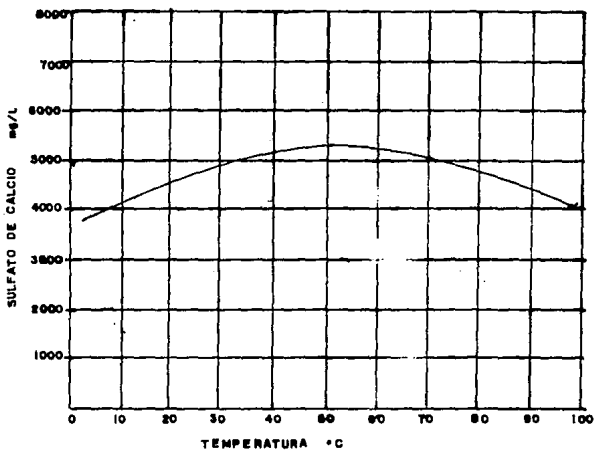


FIG. III. B. EFECTO DE LA TEMPERATURA SOBRE EL SULFATO DE CALCIO  
SOLUBILIDAD EN 29.400 mg/l DE  $\text{NaCl}$ .

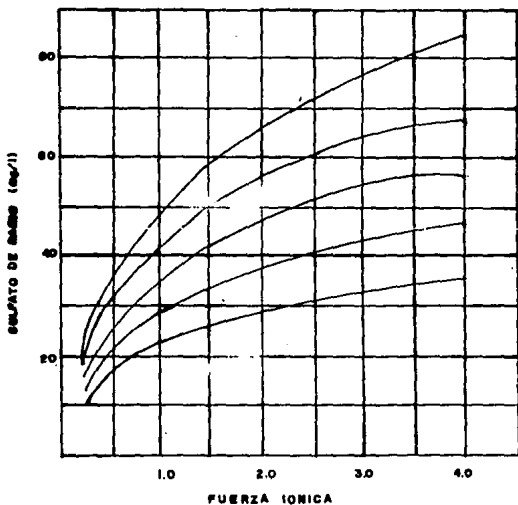


FIG. 9. SOLUBILIDAD DEL SULFATO DE BARIO EN SOLUCIONES CALCULADAS DE CLORURO DE SODIO.

### III.1.3.1 REMOCION QUIMICA.

Las incrustaciones de carbonato de calcio, son más fácilmente removibles con soluciones de ácido clorhídrico. Sin embargo la persistente depositación de carbonato de calcio y la aplicación continua de este método de remoción, proporciona la corrosión del equipo metálico, aún con la utilización de inhibidores de corrosión. Consecuentemente, se presentará el problema de sustituciones periódicas del equipo subsuperficial y superficial de producción. Esto aunado a la continua disminución de la producción que experimenta el pozo al irse incrustando, llega hacerse inoperante la aplicación de este método de remoción.

La remoción de sulfato de calcio es un problema difícil a menos que contenga suficiente carbonato de calcio para que puedan ser desintegrados por una solución ácida, el sulfato de calcio sólo es ligeramente soluble en ácido, por lo que sus depósitos deben de removerse mediante otros métodos. Sin embargo, una vez formándose estos depósitos pueden eliminarse utilizando métodos mecánicos de remoción.

### III.1.3.2 REMOCION MECANICA.

Dado el carácter de los depósitos de sulfato de bario, por su dureza y alta resistencia a cualquier agente químico, es necesario recurrir a métodos mecánicos de remoción. Este procedimiento es de uso restringido, ya que únicamente puede aplicarse cuando una incrustación se encuentre accesible a herramientas especiales. Los métodos de remoción no eliminan el problema en si mismo. En los casos en que los depósitos incrustantes se han eliminado totalmente y la producción se ha restaurado, el pozo se incrusta en unos cuantos meses nuevamente con la consecuente declinación de la producción. Así mismo, la aplicación continua de métodos de remoción ha causado en casos extremos la sustitución del equipo de producción. Por lo expuesto anteriormente, en la mayoría de los casos es preferible prevenir la depositación de incrustaciones mediante el uso de agentes químicos, que depender de los métodos de remoción.

#### III.1.4 METODOS PARA PREVENIR LA FORMACION DE INCRUSTACIONES.

Cuando se ha determinado la posibilidad de formación de una incrustación, así como los factores que promueven su depositación, la solución más práctica es eliminar las causas. Si la incrustación se forma como resultado de mezclas de aguas incompatibles, el aislamiento de la misma es la solución al problema. Sin embargo, en general, las causas de la depositación de una incrustación no son posibles de eliminar en su totalidad y el camino viable es la utilización de métodos de prevención. La formación de una incrustación puede prevenirse por dos métodos .

##### III.1.4.1 INHIBIDORES DE INCRUSTACIONES.

Un inhibidor de incrustación es un producto químico que impide el desarrollo y precipitación de los cristales que forman depósitos de sales. En general, los inhibidores de incrustaciones dependen de sus características químicas y trabajan mediante dos mecanismos, formando complejos solubles al combinarse con los iones que tienden a precipitar y modifican el crecimiento de los cristales, permitiendo la nucleación; pero impidiendo su posterior crecimiento. El primer mecanismo es económico cuando la concentración de iones incrustantes es muy pequeña, pues requiere relaciones de 1:1, 2:1 ó mayores, de agentes que contienen iones incrustantes.

El segundo mecanismo resulta más económico y ocurre cuando el inhibidor forma una película que cubre el núcleo microcristalino, inhibiendo su posterior crecimiento. Esto propicia que unas cuantas partes por millón, estabilicen cientos de partes por millón de catión formador de la incrustación.

Esta concentración no es una constante, sino que depende de la temperatura, concentración de iones incrustantes y la composición química de la incrustación.

### III.1.4.2 CONTROL DEL PH.

La aplicación del primer método está limitado a los pozos de inyección y equipo superficial, donde se puede utilizar soluciones ácidas para determinar el PH del agua, con lo cual, se estabilizará el bicarbonato por abatimiento del PH. Sin embargo, el procedimiento tiende a establecer un medio corrosivo y en la mayoría de los casos es más efectiva la aplicación de los productos químicos inhibidores de incrustaciones.

Convencionalmente, de acuerdo con la formación física en que se presenta los inhibidores de incrustación, se clasifican en.

#### INHIBIDORES DE INCRUSTACION SOLIDOS Y LIQUIDOS.

Entre los primeros se encuentran los polifosfatos y fosfatos de solubilidad controlada. Estos productos presentan el inconveniente de que trabajan hasta una temperatura de  $60^{\circ}\text{C}$ . A mayores temperaturas sufren una reversión y precipitación ocasionando un precipitado insoluble de fosfato de calcio por lo que su utilización es restringida.

Los inhibidores de incrustación líquida comprenden productos químicos pertenecientes a las familias de los fosfonatos, ésteres de ácidos fosfórico y polímeros. Se realizó un estudio comparativo sobre el efecto de éstas familias químicas de inhibidores sobre las incrustaciones más comunes ( $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{BaSO}_4$ ,  $\text{CaSO}_4$ ) encontrándose que los polímeros son los mejores inhibidores para  $\text{BaSO}_4$ . Los ésteres son bastante efectivos en la inhibición de  $\text{CaSO}_4$  y los fosfonatos mejores inhibidores para el sulfato de bario y calcio, aún a elevadas temperaturas.

## TECNICAS DE APLICACION DE INHIBIDORES.

No basta que el inhibidor tenga excelentes propiedades de inhibición de incrustación de alguna sal, sino también es de suma importancia la forma y las condiciones prevaletientes en que se aplica.

Para los casos en que la incrustación se inicia desde el fondo del pozo, se han empleado las siguientes técnicas:

### INHIBIDORES SOLIDOS.

Esta aplicación o técnica ha constituido en la inyección forzada de solución acuosa del inhibidor sólido, lubricación de las tuberías por las soluciones acuosas mencionadas y la inyección de soluciones acuosas al fondo del pozo a través de una tubería tipo "macarrón". En forma granular con baja solubilidad en agua, los fosfatos de solubilidad controlada se han aplicado en barras sólidas en el fondo del pozo, como un empaque en el mismo lugar y mezclados con arena en fracturamientos hidráulicos.

Las técnicas mencionadas tienen el inconveniente principal del equipo empleado y la continua supervisión requerida, esto aunado a los productos que se aplican sólo son eficientes a bajas temperaturas, las hacen poco satisfactorias.

### INHIBIDORES LIQUIDOS.

Los inhibidores líquidos, generalmente fosfatos y fosfonatos orgánicos, se han aplicado lubricando el espacio anular y como componentes de fluidos fracturantes en fracturamientos hidráulicos. sin embargo, éstas técnicas no han sido satisfactorias.

La técnica de mayor eficiencia es la inyección forzada del inhibidor a la matriz de la roca. El principio fundamental consiste en las características de adsorción-desorción de los productos químicos en el medio poroso. Teóricamente los fosfatos y fosfonatos orgánicos

al inyectarse al medio poroso, se adsorben en las paredes de los poros. Posteriormente con la producción de fluidos del yacimiento al pozo, el agua producida desorbe lentamente el producto químico que permite la inhibición de la incrustación.

La técnica consiste en inyectar el inhibidor diluido dentro de la formación a baja presión y bajo gasto. El pozo se cierra durante un periodo del orden de 24 horas y posteriormente se induce a producción. La velocidad de desorción del producto se determina mustreando periódicamente los fluidos producidos y detectando la concentración del inhibidor en el agua.

Bajo éste principio, existen diferentes variantes a la técnica alludida, sin embargo, tales variantes han quedado en su etapa experimental.

Quando el problema de incrustaciones de sales se presenta en el equipo superficial de producción, la técnica más eficiente que proporciona buenos resultados, es la inyección continua del inhibidor, que estará de acuerdo con el volumen de agua manejado y las concentraciones de iones incrustantes de las mismas.

### III.1.5 METODOS DE EVALUACION.

De acuerdo con los mecanismos citados anteriormente, los inhibidores de incrustación actúan combinándose con los iones que tienden a precipitar, formando un complejo soluble y/o modificando el crecimiento del cristal que permiten la nucleación; pero impide su crecimiento. De las características químicas de cada inhibidor, depende del mecanismo de acción del mismo y en consecuencia el método empleado para su evaluación.

El método de evaluación propuesto, toma en cuenta ambos mecanismos, para lo cual se recomiendan las siguientes pruebas:

1. Pruebas de Precipitación.
2. Pruebas de Asentamiento.

toma una alícuota en la que se determina la concentración del catión incrustante.

La valorización de la prueba se obtiene determinando el por ciento de la concentración del catión en solución y observando la apariencia del precipitado formado en función del tiempo.

Se establece que el producto que forma complejos con el catión incrustante, es un buen inhibidor si mantiene en solución el 80% de  $Ba^{++}$  ó de  $Ca^{++}$

La apariencia amorfa del precipitado formado indica cualitativamente, que el mecanismo de inhibición al de modificación de cristales. La variación de ésta apariencia, con el tiempo, permite conocer el período efectivo de acción del producto.

#### III.1.5.2 PRUEBAS DE ASENTAMIENTO.

Cuando el mecanismo de inhibición de un producto consiste en la modificación del cristal, el tamaño y la densidad del mismo se alteran. En consecuencia, la velocidad de asentamiento del cambio, según lo establecido por la ley de STOKES. Existe una relación directa entre la concentración de partículas sólidas suspendidas en el seno del fluido y la adsorbancia del sistema. La variación de esta última con el tiempo proporciona una medida indirecta de la velocidad de asentamiento de las partículas suspendidas. Con base a esto, se determina indirectamente la modificación de los cristales al graficar la absorbancia con el tiempo.

La prueba de asentamiento consiste en mezclar 5ml de solución catiónica con 5ml de solución aniónica, con la concentración adecuada de aniones y cationes. Se agrega a la solución aniónica cloruro de sodio en la cantidad necesaria para dar la concentración final de 30,000 ppm a la concentración deseada de inhibidor.



En el nefelómetro se determina a diferentes tiempos la absorbancia del sistema contra un blanco.

Se estableció que una velocidad de asentamiento con una pendiente máxima de  $-10^0$  al cabo de 4 horas, es indicativo de una buena inhibición de incrustación por modificación de cristales.

### III.1.5.3 PRUEBAS DINAMICAS DE INHIBICION DE INCRUSTACIONES.

En la mayor parte de los casos, la formación de incrustaciones en el campo se efectúa en un sistema dinámico. Esto hace necesario incluir en la evaluación de inhibidores una prueba dinámica que simule el proceso de la formación de una incrustación.

Las pruebas dinámicas son comparativas entre sí y permiten conocer el comportamiento de los inhibidores en la precipitación y adherencia de los cristales formados a una superficie.

Esta prueba se lleva a cabo en un equipo que consta de dos celdas, una de las cuales contiene la solución catiónica y otra la aniónica el diagrama se muestra en la figura III.7.

El procedimiento de ésta prueba consiste en mezclar 4 litros de solución catiónica a las concentraciones seleccionadas según la sal; a la primera se le añade la cantidad necesaria de cloruro de sodio para dar una solución final de 30,000 ppm y la concentración de inhibidor por probar. Las soluciones aniónicas y catiónicas, se desplazan con nitrógeno hacia una "Y" y de ahí a un cupón de prueba donde se mezclan propiciándose las incrustaciones en el mismo. La diferencia de peso proporciona la cantidad de sulfato de bario, carbonato o sulfato de calcio incrustante. Al igual que en el caso de las pruebas de precipitación las temperaturas son indicadas.

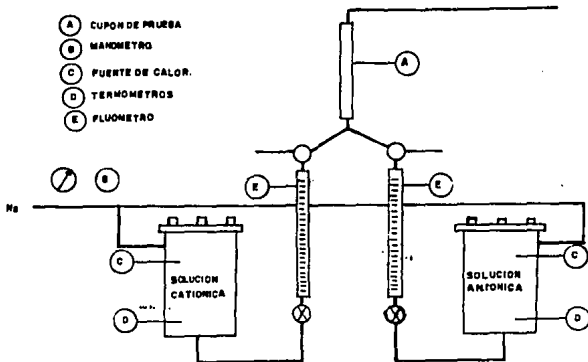


FIG. 33.7. APARATO PARA PRUEBAS DINAMICAS DE INCRUSTACION

La eficiencia de inhibición en por ciento se obtiene mediante la fórmula siguiente:

$$\text{Eficiencia de} = 100 \cdot \frac{\text{mg de sal incrustada a } x \text{ ppm de inhibidor} \times 100}{\text{mg de sal incrustante a } 0 \text{ ppm de inhibidor}}$$

Se estableció que un producto con una eficiencia mayor de 80 % es un buen indicador de incrustación.

Las pruebas mencionadas son suficientes para el caso de prevención de incrustaciones que se presentan en el equipo superficial de producción. Cuando el problema se presenta desde el fondo del pozo, es necesario utilizar la técnica de inyección forzada, por lo cual es imprescindible determinar la capacidad de los inhibidores de adsorberse y desorberse en la roca de la formación. Esto con el objeto de obtener una dosificación de aditivos que permitan un prolongado tiempo de protección.

#### III.1.5.4 CAPACIDAD DE ADSORCION EN UN MEDIO POROSO.

Cuando dos fases inmiscibles se ponen en contacto, en ocasiones la concentración de una fase es mayor en la interfase que en el seno de la solución. Esta tendencia del soluto a acumularse en una superficie se denomina adsorción.

La adsorción de un producto en un medio poroso depende de la superficie específica del medio poroso. Para ésta prueba se utilizan empaques de arena Ottawa limpia y seca, malla 30-50 o caliza de la misma malla. El procedimiento consiste en saturar el empaque de arena con 150 ml de la solución de inhibidor por probar, a una concentración de 100,000 ppm y a la temperatura ambiente, al cabo de 4 horas, drenar el exceso de solución del arena cuantificando en el fluido drenado la cantidad de adsorción del producto del medio poroso se reporte de un

porcentaje de la diferencia de la cantidad inicial de inhibidor y la drenada. Se establece que un producto tiene buenas propiedades de adsorción si su capacidad es mayor del 90 %.

#### III.1.5.5 VELOCIDAD DE DESORCION DE UN MEDIO POROSO.

Aún cuando un producto tenga buenas propiedades, puede presentar un pobre comportamiento en una prueba de campo a consecuencia de su rápida desorción de la matriz de la formación. En éstas condiciones el período de protección es corto y el tratamiento incosteable. Por lo tanto, la velocidad de desorción de los inhibidores, es una de las propiedades para su selección y aplicación.

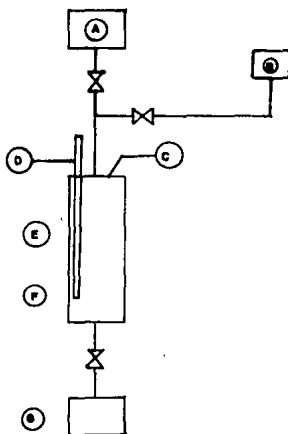
El procedimiento de prueba consiste en formar empaques de arena limpia y seca, malla 30-50, en el equipo presentado en la figura III.8. el empaque de arena se satura con agua destilada y se calienta a temperatura de yacimiento. Se introduce el empaque 100 ml de la solución de inhibidor a 500 ppm, dejándolo en contacto con la arena durante 4 horas, al cabo de éste tiempo se inicia la circulación de agua destilada a través del empaque, proporcionando la desorción paulatina del inhibidor en función del volumen poroso circulado.

Los resultados obtenidos se expresan gráficamente como el porcentaje de la cantidad de inhibidores en el empaque, dependiendo del volúmene poroso circulado.

Los resultados son comparativos entre sí, lográndose la selección de buenos inhibidores. Sin embargo, no deben considerarse los valores obtenidos como absolutos, puesto que las pruebas se desarrollan con un método confiable de laboratorio y no simulan las condiciones de campo.

#### III.1.5.6 COMPATIBILIDAD.

Algunos inhibidores pueden prevenir la formación de incrustaciones y a su vez producir efectos negativos y causar daño a la formación. Un inhibidor puede reaccionar con los iones normalmente disueltos en la salmuera, formando sales poco solubles dentro de las



- (A) FUENTE DE SUMINISTRO DE AGUA DESTILADA.
- (B) FUENTE DE SUMINISTRO DE LA SOLUCION DE INHIBIDOR.
- (C) COLUMNA DE VIDRIO
- (D) TERMOMETRO.
- (E) UNIDAD DE CALENTAMIENTO
- (F) EMPAQUE DE ARENA
- (G) COLECTOR DE MUESTRAS

FIG. 8. EQUIPO UTILIZADO PARA DETERMINAR LA VELOCIDAD DE DESORCION DE INHIBIDORES.

formación productora, que puede formar una verdadera incrustación, también puede formar emulsiones estables con el aceite crudo, propiciando bloqueo por emulsión. Por éstas razones, es necesario efectuar pruebas de compatibilidad de soluciones de inhibidores con fluidos producidos y aquellos normalmente empleados en tratamientos de pozos.

Las pruebas de compatibilidad se efectúan con los siguientes fluidos: Agua destilada, agua potable, solución de cloruro de sodio, agua dura, ácido clorhídrico, crudo y agua de la formación.

El procedimiento de prueba consiste en colocar en vasos de precipitado de 250 ml, 50 ml de cada uno de los fluido e inhibidores a una concentración de 10 000 ppm. Los recipientes se tapan y se dejan reposar 24 horas a la temperatura del yacimiento. Al cabo de este período se extraen y se observa la compatibilidad de los productos en los fluidos aludidos.

Para el caso del crudo, el procedimiento consiste en mezclar volúmenes iguales de solución de inhibidor y aceite sometiéndolos a agitación durante 3 minutos a 1000 rpm con agitador de alto ritmo de corte. La emulsión formada se deja en reposo a la temperatura de yacimiento, tomando a diferentes tiempos, lecturas de la fase acuosa liberada.

Se establece que un inhibidor es compatible si la solución de prueba no sufre alteración alguna.

#### III.1.5.7 DAÑO PERMANENTE OCASIONADO EN UN MEDIO POROSO.

Algunos inhibidores al mezclarse con agua de la formación muestran precipitados, por lo que es conveniente determinar el daño que pudiesen ocasionar. El procedimiento seguido consiste en medir la permeabilidad de un núcleo de formación a un fluido de referencia antes y después de circular solución de inhibidor. La comparación de las permeabilidades mencionadas indican el grado de daño ocasionado a

la formación. Los resultados se expresan como un por ciento de recuperación de la permeabilidad de referencia (permeabilidad antes del daño).

### III.2 ARENAMIENTO.

La producción de arena es uno de los problemas más antiguos en la explotación de campos petroleros. El contenido de arena en los fluidos que se producen en un pozo puede ocasionar daño en el equipo de producción (tuberías, conexiones, válvulas, estranguladores, etc.), por su alto poder abrasivo y provoca un aumento en los costos de producción.

La migración de arena puede causar que la parte inferior del pozo frente a la zona productora se llene de sólidos, causando restricciones a la producción o la suspensión total.

#### III.2.1 CAUSAS DE LA PRODUCCION DE ARENA Y SEDIMENTOS.

Cuando se hace referencia al control de arena o de sólidos de la formación, es necesario diferenciar entre los finos propios de la formación y los asociados con los fluidos que no son parte de la estructura de la roca. Para entender la producción de arena, se deberán considerar aquellas formaciones cuyos constituyentes se agregan a la producción de fluidos del pozo, como arenas consolidadas y granos individuales cementados, así como aquellas arenas no consolidadas que son sometidas a compresión por una fuerza externa, en que los granos son impedidos de movimiento por esfuerzos que actúan en los planos de contacto.

El efecto de estos esfuerzos impiden el flujo de arena hacia las perforaciones, por la formación de un arco estable frente a ellas. La estabilidad del arco se crea a partir de las fuerzas intergranulares y resistencias triaxiales que se oponen a las fuerzas de arrastre del movimiento de los fluidos hacia las perforaciones (fig. III.9).

Cuando en las cercanías de las perforaciones converge el fluido, adquiere una máxima velocidad, aumentando el debilitamiento del arco y el flujo de granos de arena. La formación de otro arco acontece a una mayor distancia, ya que la velocidad del flujo disminuye y bajo esta velocidad, el arco se mueve hasta repetirse el fenómeno descrito.



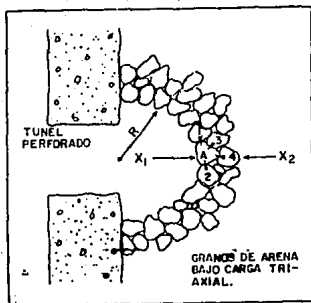


FIG. III. 6 CONCEPTO DE LA ESTABILIDAD DEL ARCO FORMADO POR LOS GRANOS DE ARENA.

La acumulación de arena en formaciones poco o no consolidadas, tienen lugar por las siguientes causas.

1. La velocidad de flujo de los fluidos durante la producción, aumenta conforme se acercan al agujero, llegando a alcanzar una velocidad llamada crítica, con la cual es posible la disgregación y transporte de partículas hacia el pozo.
2. El campo de esfuerzos preexistentes en un yacimiento, se alteran al perforar un pozo, habiendo una concentración de dichos esfuerzos en las paredes y cercanías del agujero, presentándose una sobrecarga, la cual se transmite en forma directa a la matriz estructural de la formación, causando que los granos sean disgregados y su producción sea inminente. A esto cabe añadir una pobre consolidación natural de la formación.
3. La entrada de agua proveniente de un acuífero con diferente pH del agua congénita existente en el estrato productor puede causar que el cementante sea atacado y disuelto, presentándose la invasión de arena en el pozo.

### III.2.2 PROBLEMAS OCASIONADOS POR ARENAMIENTOS.

El no implantar un mecanismo efectivo de control de arena puede causar algunos problemas. El movimiento de arena proveniente de formaciones no consolidadas en pozos productores de aceite o gas, ocasiona problemas tanto en aspectos económicos como de riesgos en las instalaciones, algunos de ellos son:

1. Pérdida de producción por taponamiento en la tubería de revestimiento, en las líneas de flujo, etc. En un pozo con entrada de arena se forman tapones en las tuberías que obstruyen el flujo. Ya que las formaciones arenosas contienen cantidades considerables de arcillas y limos que al

reacomodarse con las partículas de arena forman tapones impermeables.

2. El equipo subsuperficial y superficial se daña por erosión de la arena. Las tuberías que se encuentran en los intervalos de producción son frecuentemente erosionadas en forma severa por la entrada de la arena con los fluidos producidos.
3. Se requiere de dispositivos especiales en la superficie para eliminar la arena del aceite producido. Otra razón para evitar la producción de arena es eliminar o minimizar los costos por problemas de mantenimiento y/o limpieza, particularmente en los equipos superficiales.
4. Se incrementan los esfuerzos de sobrecarga de las formaciones, pudiendo ocasionar colapsos en las tuberías de revestimiento.

Las tuberías de revestimiento en el intervalo de producción son sometidas a acortamientos provocados por la compactación del yacimiento al estar conformado por una formación no consolidada. El acortamiento de las tuberías es una deformación plástica debido a que cargas axiales provocadas por las arenas exceden el límite elástico del acero, tales cargas pueden provocar severas deformaciones.

### III.2.3. METODOS MECANICOS PARA EL CONTROL DE ARENA.

Estos métodos involucran el uso de grava para sostener la arena de formación en su lugar (con un cedazo para retener la grava) o un cedazo para retener la arena de formación (sin grava).

El problema básico, es controlar la arena de formación sin una reducción excesiva en la productividad del pozo. Los parámetros de diseño son :

1. Tamaño de grava óptimo en relación al tamaño de la arena de la formación.

2. Amplitud óptima de la ranura del cedazo para retener la grava, o si no existe grava, la arena de formación.
3. Una técnica efectiva de colocación, quizá es el parámetro más importante.

Existen dos métodos generales para el control de arena de las formaciones: Retención mecánica (cedazos) y consolidación plástica (inyección de resinas); sin embargo, debe de tomarse en cuenta que la aplicación de resinas no es muy recomendable por su alto costo.

#### III.2.3.1 LIMPIEZA PERIODICA.

En yacimientos de baja presión de fondo, al moverse los granos de arena hacia el pozo junto con los fluidos producidos, cierta cantidad alcanza a salir a la superficie, pero como la densidad de la arena es mayor que la del fluido producido, parte de los granos de arena tienden a dispersarse en el fondo del pozo formando tapones.

Cuando el depósito es lento puede recurrirse a limpiar el pozo periódicamente con cubetas o bien por medio de circulación de fluidos.

Las cubetas o desarenadores se emplean en aquellos pozos en los que se desea evitar el uso de fluidos de control (pozos de baja presión de fondo fluyendo).

El método por circulación de fluidos se emplea en aquellos pozos donde no es posible hacer uso de cubetas. Consiste en circular un fluido (aceite, agua, gelatinizadores, etc.) con una viscosidad adecuada a través de la tubería con el fin de que al llegar al nivel de la arena, esta sea acarreada y llevada a la superficie por el espacio anular.

### III.2.3.2 INTRODUCCION DE CEDAZOS.

El método de control de arena más simple, seguro y consistente es el de introducción de cedazos que impide el paso de la arena del yacimiento hacia el pozo. Su diseño está en función del tamaño de los granos de arena que constituyen la formación productora. Para determinar el tamaño de las ranuras del cedazo es necesario hacer un análisis granulométrico en el laboratorio. Existen varios tipos de cedazos:

#### 1. CEDAZOS CON TUBERIA RANURADA.

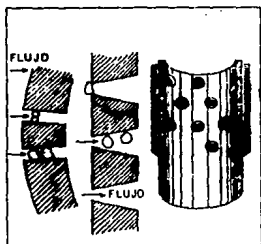
Este tipo de cedazo, puede ser empleado en los pozos junto con un empaque de grava alrededor de la zona ranurada. Las ranuras son cortes longitudinales a la tubería y en hileras verticales, en el corteel metal no es removido en exceso, sino exactamente lo necesario para obtener la abertura deseada conservandose la misma abertura a través de toda la pared de entrada de la tubería.

Las ranuras se cortan en forma espiral para obtener una completa distribución sobre la superficie de la tubería. Todos estos cortes se hacen hacia el centro de la tubería encausando la entrada de los fluidos directamente hacia el centro para eliminar la turbulencia dentro de la tubería.

Las ranuras en los tubos pueden ser horizontales o verticales y por lo general tienen una reducción en la parte interior de éste, con el objeto de que sean limpiables con el simple paso de los fluidos y permiten una mejor capacidad de producción del pozo (fig. III.10).

#### 2. CEDAZO DE TUBO RANURADO Y ALAMBRE ENROLLADO.

Son tubos que aparte de estar ranurados o perforados tienen alambre de acero inoxidable enrollado a todo lo largo del tubo, estos cedazos estan menos expuestos a la corrosión y erosión, que los tubos que únicamente estan perforados; pero su costo es más elevado.



ESQUEMA DE UNA SECCION TRANSVERSAL DE UN CEDAZO.



TUBO PERFORADO TIPO-COSTILLA CON CUBIERTA DE ALAMBRE.



TUBO RANURADO CON CUBIERTA DE ALAMBRE.



TUBO CON RANURAS VERTICALES ALTERNADAS.



TUBO CON RANURAS MULTIPLES VERTICALES.



TUBO CON RANURAS HORIZONTALES.

FIGURA RANURAS Y CUBIERTA DE ALAMBRE, CEDAZOS Y TUBERIAS CORTAS.

Tienen ciertas ventajas sobre el uso de otras cedazos, son altamente eficientes para detener la arena más fina. Un gran porcentaje de su área superficial queda cubierta para admitir el aceitea la tubería de producción y ofrecen poca resistencia al flujo de fluidos.

Como desventajas se indican que las vueltas de alambre pueden desplazarse durante su manejo, principalmente si los agujeros de los pozos estan desviados, en consecuencia, será difícil sacarlos sin que hayan sufrido daños.

### 3. CEDAZO DE TUBO RANURADO PREEMPACADO. " Hidro pack."

Consiste básicamente en dos tubos ranurados colocados uno dentro del otro, con grava natural o sintética en el espacio anular entre ellos. Particularmente estos cedazos retienen granos muy finos de arena y sedimento (limo); pero como su costo es mayor y además son fáciles de taponarse con el mismo material que retienen, son menos usados que los otros tipos de cedazos, aun que el problema de la obstrucción con limo y lodos, puede solucionarse mediante lavados periódicos con agentes dispersantes de arcilla; pero ello eleva también su costo.

#### III.2.3.3 COLOCACION DE CEDAZOS.

La longitud del cedazo será tal que cubra todo el intervalo abierto a producción. En cuanto la holgura, es conveniente un claro entre agujero o tubería de revestimiento y el cedazo de 6 a 8 pulgadas.

El cedazo debe llevar en su parte inferior una zapata que sirve como guía de la sarta y además sella la parte inferior de la misma. También se colocan a lo largo de la sarta, centradores de plástico o aluminio, para tener un mejor acomodo de la grava alrededor del cedazo.

Estos centradores se elaboran de un material fácil de moler para facilitar la recuperación del cedazo en caso necesario. En la parte superior se coloca un tramo de cedazo corto, que servirá para la operación del engravado.

El equipo superficial para el bombeo de la grava consiste generalmente en la bomba del lodo del equipo de perforación o reparación y de un mezclador adicional formado por su recipiente o barril, un juego de válvulas y un manómetro. Este equipo adicional sirve para incorporar la grava al fluido de circulación usado.

Encima del cedazo corto se conecta una junta o niple acoplador, seguida de la junta soltadora del cedazo y de la herramienta engravadora. Esta última consiste principalmente de un dispositivo de desviación del fluido de circulación y un elemento empacador formado por copas de hule invertidas. En seguida se conecta una junta que lleva colgada una tubería lavadora dentro de toda la longitud del cedazo y por último, se continúa con la tubería de perforación o de producción.

Una vez colocado el cedazo hasta la profundidad programada, se establece circulación directa y se inicia el bombeo de la grava por etapas, de acuerdo a la capacidad del tanque mezclador.

La grava suspendida en el fluido es desviada ( al llegar a la herramienta soltadora ) hacia el espacio anular, a través de unos orificios situados abajo de las copas selladoras, para descargar por el espacio anular. En esta forma se continúa bombeando la grava hasta cubrir toda la longitud del cedazo, vigilando en el manómetro la presión de circulación. Al cubrir la grava el cedazo corto, el fluido ya no puede regresar por la tubería lavadora, suspendiéndose la circulación en el espacio anular y notándose un incremento brusco en la presión de bombeo. En seguida se procede a soltar el cedazo, dando vueltas para desconectar la junta soltadora. Se levanta la tubería y se circula para eliminar el exceso de grava.



Antes de poner el pozo a operación debe comprobarse esta conexión, calibrando tanto el aparejo de producción como el interior del cedazo con línea de acero.

#### III.2.3.4 EMPACAMIENTO POR MEDIO DE GRAVA.

El empacamiento por medio de grava, es el de mayor uso, se utilizan como medio de acarreo de la grava un fluido de alta viscosidad que permita altas concentraciones de grava que son colocados a través de un cedazo.

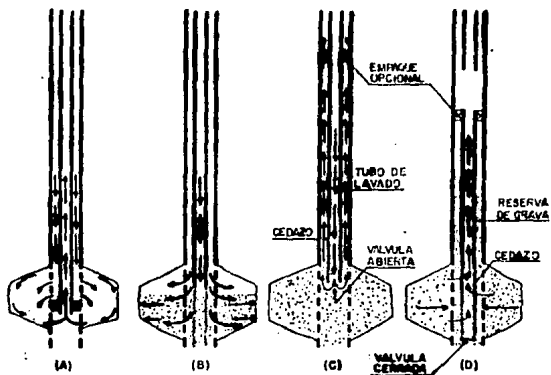
El término grava al que se hace referencia, es una arena sílica de granos uniformes que se introduce al pozo y a las perforaciones con la finalidad de retener la arena de la formación.

Algunos métodos son: Empacamiento por circulación, por compresión, por circulación inversa y por lavado de fondo. Estos métodos requieren de diversas herramientas.

##### III.2.3.4.1 METODO DE EMPACAMIENTO DE GRAVA POR CIRCULACION.

Requiere éste método de dos condiciones. Un empaque exterior y otro interior. El empaque exterior de grava se coloca hacia las perforaciones para que la grava ocupe los espacios de la formación, formados entre la tubería de revestimiento y las perforaciones. La grava se bombea en forma de lechada a través de una tubería franca y aplicando presión, de manera tal que parte del fluido se pierda hacia la formación y esto dará una colocación a la grava (figs. III.11A,C,D).

El empaque interior de grava se obtiene al bombear una lechada que contenga desde 0.25 a 15 libras de grava por cada galón de fluido. En ésta operación se puede usar una herramienta de doble peso (crossover). Esto permite circular de la tubería de producción hacia el espacio anular donde un cedazo detendrá la grava y permitirá que el fluido se filtre regresando por el interior de la tubería hacia el espacio anular y así hasta la superficie (fig. III.12B).



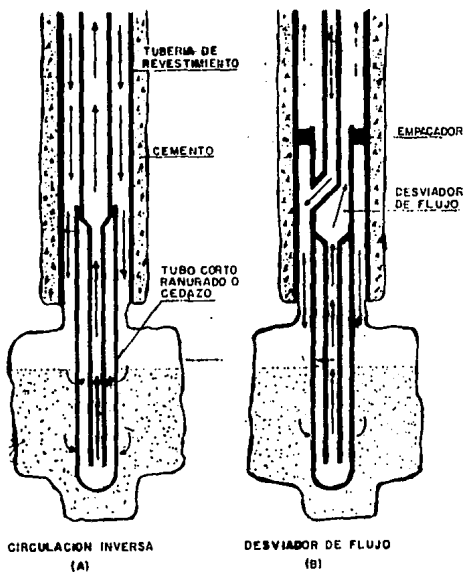
PERFORACIONES DE LAVADO

LA GRAVA ES COMPRIMIDA A TRAVES DE LAS PERFORACIONES

LAS CAVIDADES Y EL CEDAZO SON LAVADOS CON LA GRAVA.

LA GRAVA Y EL CEDAZO EN SU LUGAR, EL TUBO DE LAVADO ES RETIRADO PARA INICIAR LA PRODUCCION

FIG. 2.1. INSTALACIONES DE TIPOS COMUNES DE EMPACAMIENTO DE GRAVA.



**FIG. 12. EL DESVIADOR DE FLUJO Y LA CIRCULACION INVERSA SON TECNICAS DE EMPACAMIENTO USADAS COMUNNTE EN INTERVALOS DE AGUJERO ABIERTO CORTO O DONDE LA SEPARACION DE ZONAS ES NECESARIA.**

#### III.2.3.4.2 METODO DE EMPACAMIENTO POR COMPRESION.

Este método se emplea con 15 libras de grava mezclada con un galón de fluido de acarreo de alta viscosidad, resultando una lechada de densidad promedio de 13 lb/ga, ésta lechada se bombea a la zona de disparos y forzada a introducirse a ellos. Se recomienda el uso posterior de un aditivo reductor de viscosidad, para limpiar las herramientas y tuberías (fig. III.11B).

#### III.2.3.4.3 METODO DE EMPACAMIENTO POR CIRCULACION INVERSA.

Este método utiliza de un cuarto a dos galones de grava por galón de fluido empleado como transporte y la lechada se circula por el espacio anular y la grava será retenida en el fondo por el cedazo. El fluido será colocado y circulará a la superficie por el interior de la tubería de producción (fig. III.12A). En este método se asocian ciertas desventajas como son:

-Más tiempo de trabajo del equipo.

-Probablemente quedan algunos huecos del empaque frente a la zona de disparos.

-Al bombear la lechada es muy posible se de lugar al acarreo de partículas del interior de la TR o TP lo que se traduce en daño a la formación.

#### III.2.3.4.4 METODO DE EMPACAMIENTO CON LAVADO DEL FONDO.

(WASCH-DOWN)

Este método consiste en introducir la grava en la superficie y dejar que por caída libre llegue a la zona de producción, posteriormente se arma el conjunto de herramientas que se introducirán en el tapón formado por la grava en el fondo y mediante la circulación

(sin gasto ejecutivo), permitirá que el cedazo quede frente a la zona de disparos, cuando cese la circulación la grava se asentará obteniéndose de esta manera el empacamiento.

### III.2.3.5 COMBINACION DE CEDAZOS CON EMPACAMIENTO DE GRAVA.

En este tipo de control la consideración mas simple e importante con respecto al diseño es el tamaño apropiado de la abertura de los cedazos o del espacio poroso de la grava que constituye el empacamiento, siempre con la relación al tamaño de las partículas de la formación productora (fig. III.13).

En empacamiento de grava se requiere que los granos de arena sean retenidos en la cara exterior del empacamiento. La arena de la formación que se mueve dentro del empacamiento llegan a formar puentes que reducen significativamente la permeabilidad del empacamiento. Lo que da como resultado un decremento de la productividad.

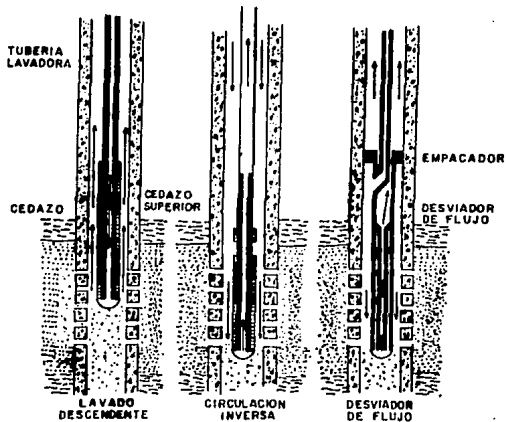
### III.2.3.6 CARACTERISTICAS QUE DEBE TENER LA GRAVA.

**REDONDEZ:** En la escala de Krumbein debe ser de 0.6 o mayor, los granos planos y angulosos se deben evitar.

**RESISTENCIA AL GRANO:** Depende de la profundidad y el nivel de esfuerzos de la formación al igual que la arena para fracturamientos.

**SOLUBILIDAD EN ACIDO :** La solubilidad en ácido debe tomarse en cuenta, la grava deberá ser en su composición mayor del 98% de sílice, el contenido de feldespato debe ser nulo , ya que es completamente soluble en ácido fluorhídrico.

**UNIFORMIDAD :** Los límites más cercanos en donde no existan variación en el tamaño de la grava, deben ser utilizados para aumentar la permeabilidad, se sugiere un coeficiente de uniformidad menor de 1.50, material menos uniforme de este límite es particularmente malo.



**FIG. 2.1.1. COMBINACION DE CEDAZOS CON EMPACAMIENTO DE GRAVA (LOS SISTEMAS MAS COMUNES DE EMPACAMIENTO INTERIOR DE GRAVA DEBEN SER EFECTUADOS POSTERIORMENTE A UN LAVADO DE FORMACION).**

**ESFERICIDAD:**Empacamientos de grava más consistentes han sido observados cuando se tienen granos redondeados. De cualquier medida la grava angular facilita mejor el puenteo, se recomienda una esferecidad de 0.6 o mayor.

**COMPACTACION** :La compactación de la grava del empacamiento afecta la permeabilidad de éste. El diámetro de poro de un empacamiento flujo o suelto es aproximadamente 0.41 veces el diámetro del grano y para un empacamiento compacto el diámetro de poro se reduce 0.15 veces el diámetro de grano.

Baja viscosidad de los fluidos para empacamiento así como granos bien redondeados dan como resultado alta compactación, un empacamiento medianamente compactado puede permitir que los granos de arena viajen através de la grava provocando obstrucciones.

#### III.2.3.7 DETERMINACION DEL TAMAÑO DE LA GRAVA Y ABERTURA DEL CEDAZO.

La grava deberá tener una medida edecuada, tal que el empaque formado detenga la más fina arena producida, pero que no reduzca el flujo de fluido hasta tener características antieconómicas. Se estableció que el tamaño de la grava que controle de manera uniforme a la arena, deberá ser 5 a 6 veces el diámetro del 50% del tamaño promedio (fig. III.14)

Para elegir el tamaño adecuado de la grava se recomiendan los siguientes puntos.

1. obtener una muestra o serie de muestras de la formación. Mediante el uso de camisas de hule, para la obtención de los núcleos representativos de la zona.
2. Realizar un análisis de Sieve.
3. Graficar el porcentaje acumulativo en peso, obtenido del diámetro de la arena (fig III.15).

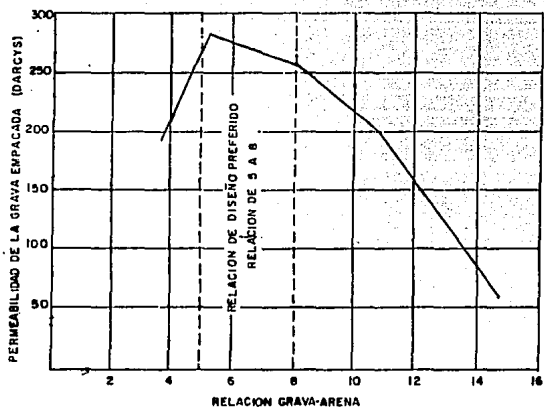


FIG. III. 14. PERMEABILIDAD DEL PUENTE FORMADO POR LA GRAVA EMPACADA



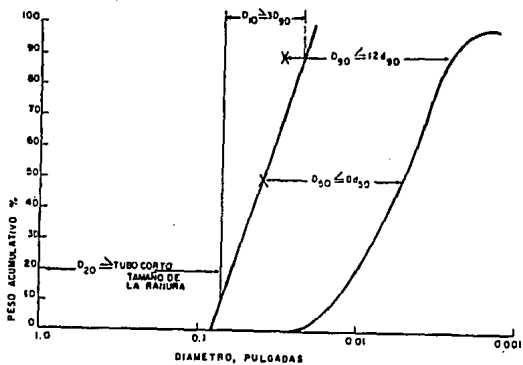


FIG. 22.18 MEDIDA DEL GRADO DE EMPACAMIENTO DE ARENA

4. Calcular el tamaño de la grava, a partir del diámetro promedio obtenido de la grava retenida al acumularse el 50% de peso de la muestra, empleando el múltiplo de 5 o 6. La muestra del 50% del diámetro más pequeño retenido será el índice para seleccionar la grava.

Para determinar el tamaño de la abertura del cedazo se procede de la siguiente manera:

1. Se obtiene una muestra representativa de la arena de la formación y se procede a su lavado, secado y pesado.
2. A continuación, la muestra se hace pasar através de una serie de malla o criba de especificación conocida.
3. Para cada malla se obtiene el peso y porcentaje retenido de la muestra.
4. De entre las mallas utilizadas se elige aquellas que hayan retenido del 10 al 20% de la muestra, ya que se ha demostrado experimentalmente que este porcentaje representa los granos mayores, los cuales al colocarse alrededor del cedazo formarán un espaciamiento gradual de los granos más finos (fig. III.15).
5. Una vez que se tiene el tamaño de la malla éste es multiplicado por 5 y por 8, con lo que se obtiene un mínimo y un máximo de la grava. Los factores 5 y 8 son determinados a partir de la (fig. III.14), donde se observa que las permeabilidades mayores para el empacamiento se obtiene con relaciones grava arena de 5 a 8.
6. El último punto es las determinación del tamaño de las aberturas de los cedazos, siendo este igual a la mitad del tamaño mínimo de la grava. Con lo que asegura que la grava no pasará através del cedazo.

**III.2.3.8 RECOMENDACIONES PARA OBTENER UNA BUENA OPERACION DE ENGRAVADOS.**

1. El fluido de circulación que se use para la operación de engravamiento deberá de estar limpio ; o sea , no debe tener arena, sólidos o materiales extraños en suspensión.
2. Antes de introducir el cedazo debe ajustarse su longitud para que los tramos ranurados queden enfrente del o los intervalos abiertos.
3. Se deberá tener en el pozo, el volúmen calculado de grava necesario para cubrir la longitud del cedazo, más un exceso del 10 al 20% .
4. El bombeo de la grava deberá hacerse en forma tal, que no se permita el asentamiento por gravedad de la grava y debe vigilarse continuamente que no se interrumpa la circulación.
5. Deberá supervisarse que el armado del cedazo corresponda al ajuste programado, cuidando que el apriete de la junta soltadora no sea excesivo.
6. Debe comprobarse el llenado del espacio anular del cedazo con el volúmen calculado de la grava.
7. Antes de desconectar el cedazo se debe comprobar el empaclado del mismo, tensionando la sarta.
8. Después de soltar el cedazo deberá circularse el tiempo necesario, con la tubería lavadora dentro del cedazo, para cerciorarse de que el interior del mismo quede limpio de grava.

### III.2.3.9 EVALUACION DE EMPACAMIENTO CON GRAVA.

En el golfo de México muchos pozos están terminados con empacamiento interior con grava para prevenir la producción de arena. Es necesario un método digno de confianza para la evaluación del empacamiento que reduzca los cambios que una reparación requiera más tarde. Los registros de campo hechos con herramientas seleccionadas en pozos de pruebas experimentales, confirman la aplicación de técnicas de registros eléctricos que proporcionen una evaluación cualitativa del empacamiento con grava.

Muchas herramientas de los registros eléctricos tienen capacidad para investigar el espacio anular entre la tubería de revestimiento y el cedazo de un empacamiento con grava interior. Entre estas están: el neutrón compensado, velocidad acústica, densidad y herramientas que miden el tiempo de disminución del pulso de neutrones .

### III.2.4 METODO QUIMICO PARA EL CONTROL DE ARENA.

Este método requiere la aplicación de resinas. En la actualidad la consolidación plástica ha quedado fuera de uso por el alto costo de los productos químicos empleados, por lo que no se recomienda a pozos que tengan las siguientes características :

Grandes intervalos disparados.

Arenas lutíticas.

T.R. en malas condiciones a lo largo de los disparos o muy cerca de ellos.

Cementación defectuosa.

Baja presión de fondo.

Escasas reservas para justificar la intervención.

### III.2.4.1 INYECCION DE RESINAS.

Es un proceso de inyección de productos químicos dentro de la formación no consolidada para proporcionar una cementación in-situ grano a grano de la roca productora. El concepto general de la consolidación se ilustra en la figura. III.16. A este tipo de consolidación se recurre desde hace varios años.

Los productos químicos más usados actualmente en este tipo de operación son los siguientes:

- resinas fenólicas.
- Resinas epóxicas.
- Resinas de furano.
- Resinas fenólicas-purpural.
- Resinas de animas-formal-dehido.

El proceso de consolidación de arena es de la forma siguiente:

- a) La resina se introduce al pozo y se inyecta a la formación en estado líquido (fig. III.17).
- b) La resina moja los granos de arena y se extiende formando una capa líquida continua.
- c) Por efecto del tiempo y la temperatura del fondo del pozo, la resina se contrae, acumulándose en los espacios reducidos entre los granos ocultos de contacto por efecto de capilaridad y ahí se induce y solidifica.
- d) La resina ocupa solamente un porcentaje del espacio poroso por lo cual la permeabilidad natural no se reduce en forma apreciable.

El proceso y tiempo de endurecimiento de la resina, puede controlarse mediante el uso de un agente catalizador, el cual puede



**FIG. 10. EL OBJETIVO DE LA CONSOLIDACION DE LA ARENA DE FORMACION ES LA DE CEMENTAR LOS GRANOS EN LOS PUNTOS DE CONTACTO.**

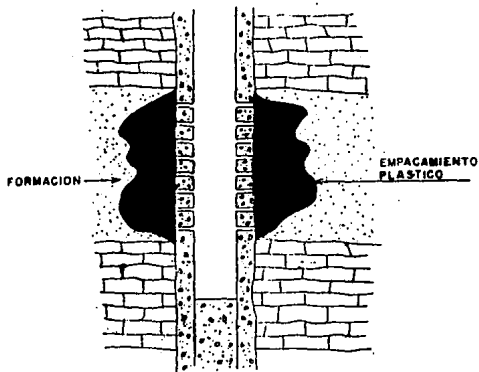


FIG. III. 17 EMPACAMIENTO PLASTICO DE ARENA

estar incluido dentro de la solución de resina, o bien dentro de un bache de sobrelavado o de desplazamiento de exceso plástico, por lo que este bache tiene dos funciones : La de desplazar el exceso de plástico de resina y la de activador por la solidificación de la resina. Un registro de presión que deberá de tenerse durante la operación de inyección (fig. III.18).

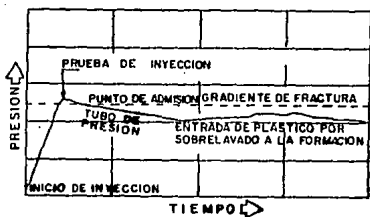
Para tener mayor éxito en el proceso de consolidación de la arena la zona en donde se introducirá la resina deberá estar libre de fluidos y de material de invasión, por lo que en caso de haber utilizado fluidos de control que pudiera haberla dañado, será conveniente limpiar la zona por medio de lavados con ácido o con aditivos especiales (dispersantes de arcilla).

También, para lograr un mejor contacto de la solución de resina con la superficie de los granos, es conveniente usar antes de la solución baches de lavado que desplacen el fluido de la formación y el agua congénita, mediante el uso de agentes como el alcohol isopropílico, surfactantes o solventes de hidrocarburos. Se tienen mejores resultados cuando los trabajos de consolidación de arena se llevan acabo durante la terminación del pozo antes de que por efecto de acarreo de arena, durante la etapa de producción formen cavidades en las vecindades del agujero. Estas consolidaciones químicas son más costosas que los métodos anteriores. Así mismo el costo total de la consolidación está influenciado por la longitud del intervalo tratado.

#### III.2.4.2 SISTEMA "EPOSAND" DE CONSOLIDACION DE ARENA.

El proceso eposand, hace posible la consolidación de arena en estratos productores de aceite. Es un material resinoso cementante que puede ser aplicado a cualquier pozo ya sea nuevo o viejo. ha sido aplicado a más de 250 pozos seleccionados en tres continentes. El éxito ha excedido el 90% , las formaciones de arena consolidadas con esta resina han sido probadas en el laboratorio , y se ha encontrado que retienen más del 85% de su permeabilidad original. los mayores éxitos se han alcanzado en intervalos cortos, aunque se pueden tratar





**FIG. 2.** REGISTRO DE PRESION DE UN TRATAMIENTO PLASTICO, LA PROPORCION DE LA INYECCION ES MANTENIDA ABAJO DE LA PRESION DE FALLA DE LA FORMACION, TAL QUE EL PLASTICO SEA DISTRIBUIDO A TODAS LAS PERFORACIONES.

zonas grandes. El éxito ha sido mayor en formaciones que tienen permeabilidades de más de 500 milidarcys. Sin embargo, zonas con baja permeabilidad se pueden tratar con producciones especiales.

El tratamiento eposand, se diseña con volúmenes de fluido de tratamientos para limpiar el restringimiento de la resina a una distancia de 25 a 30 pg. del agujero del pozo.

Los pozos tratados con este proceso, han producido cientos de miles de barriles de aceite, principalmente a gastos admisibles sin requerir servicios y sin problema de arenamiento. La solidificación de la resina no se afecta por los ácidos del crudo, agua dulce o agua salada, ácido clorhídrico o ácidos del lodo de perforación.

La aplicación de eposand, requiere de tres pasos, incluyendo la preparación de la formación, inyección de la resina y curación de la resina. La preparación consiste de un bombeo para ayudar a remover el volumen de aceite crudo y agua que puede estar presente en la formación a ser tratada. Después de inyectar un fluido espaciador, se bombea una solución eposand, un agente curante y un solvente apropiado, seguido de un fluido para desplazar este de la T.R. Una vez en su lugar, la temperatura de la formación convierte la solución en una resina dura en corto tiempo. Los fluidos residuales son removidos del pozo y se reanuda la producción.

El sistema de resinas eposand, es una mezcla compuesta de una resina, un agente curante y un solvente apropiado. La solución de esta mezcla, tiene una muy baja viscosidad y es estable a la temperatura atmosférica por 6 o más horas. En el fondo del pozo, debido a la temperatura, la resina reacciona mucho más rápidamente. La resina al inyectarse, moja y forma una envoltura alrededor de cada grano de arena con una capa que cierra juntando los granos contiguos. El resto de la solución (80% aproximadamente) está inerte y permanece en un estado líquido para ser producida después que la resina ha sido curada.

### III.2.4.3 SISTEMA "SANFIX" DE CONSOLIDACION DE ARENA.

Es una solución resinosa desarrollada con el propósito de consolidar formaciones de arena suelta en pozos productores. Este material ha demostrado un gran éxito en aplicaciones de campo, es altamente resistente a los ácidos, agua, surfactantes, solventes de parafinas y alcalis.

Algunas pruebas indican que la resina, tiene la habilidad de fijar permanentemente diferentes tipos de arcillas y silicatos. Esta característica ayuda en la consolidación de formación con alto contenido de arcilla.

Las arcillas no son usualmente susceptibles a la consolidación por otros métodos de control de arenamiento. Este proceso, es aplicable a formaciones de rangos de temperaturas de 60 a 300 °f.

Es una resina de baja viscosidad, tiene afinidad natural a las superficies de los granos de arena. Un agente activo de superficie se incorpora a la resina que ayuda a formar un líquido que penetra a la formación más uniformemente resultando una matriz más fuerte que la usualmente obtenida con otros métodos de consolidación de arena.

Entre los factores claves que pueden garantizar el éxito, para el control de arena en pozos petroleros son:

El uso de un buen equipo y un fluido adecuado para efectuar la reparación.

Llevar una supervisión rigurosa de las operaciones que se ejecuten dentro del pozo.

## CAPITULO IV.

### SOLUCIONES A LOS PROBLEMAS DE LOS DEPOSITOS ORGANICOS E INORGANICOS.

En caso de tener problemas en un pozo, con el sólo hecho de una observación directa se puede emitir un diagnóstico, es decir se realizan comparaciones de los datos de producción como son las presiones y el gasto obtenido durante las mediciones del pozo en la batería. La declinación anormal de la producción de un pozo es una indicación directa de que el pozo está presentando problemas, al igual que la declinación de la presión.

#### IV.1 MEDIOS PARA DIAGNOSTICAR LOS PROBLEMAS EN UN POZO.

Cuando la producción de un pozo disminuye anormalmente o tiene una variación en el contenido de los fluidos, es necesario realizar determinaciones que permitan analizar la causa del problema.

La primera operación que se desarrolla es de verificar, con un calibrador que se introduce al pozo con línea de acero, que el intervalo productor se encuentre libre, es decir, sin ninguna obstrucción que le impida fluir. Además de la calibración del intervalo, lógicamente se calibra toda la tubería de producción para determinar si se encuentra libre de obturamientos por depósitos ya sean orgánicos, inorgánicos o algún otro problema mecánico como son pagaduras de tuberías, etc.

Si se encuentra resistencia, se opera un sello de plomo para determinar el tipo de resistencia. Si se detecta parafina, asfalto o depositación de carbonato, se opera un raspador o cortador para eliminarlos como tratamiento primario. En caso de no tener buenos resultados, se emplean otros medios para eliminarlos, los cuales se describen más adelante.

Si se verifica que el intervalo productor se encuentra libre, se efectúa un registro de presión de fondo para determinar la presión del intervalo productor, el tipo de fluidos que aporta el pozo y/o un posible daño a la formación.

#### IV.2 METODOS DE REMOCION DE PARAFINAS Y ASPALTENOS.

Se puede decir que los métodos usados para remover los depósitos de parafina y asfaltenos son de cuatro tipos:

- (a) Métodos que remueven los depósitos orgánicos con equipos mecánicos
- (b) Métodos que usan temperatura, fusionando las parafinas y transformándolas en estado líquido, el cual puede ser fácilmente removido por el aceite.
- (c) Método de vapor para remover la parafina de los pozos.
- (d) Métodos que se basan en el uso de solventes.

##### IV.2.1 METODOS MECANICOS.

Los métodos mecánicos fueron muy utilizados en la remoción del daño orgánico por parafinas y asfaltenos desde hace varias décadas, actualmente se han desarrollado mejores técnicas para remover este tipo de daño.

Durante los años en que los métodos mecánicos tuvieron un gran uso, las operaciones con temperatura y solventes también fueron usados, pero no con la frecuencia de los mecánicos, debido a que todavía no estaban desarrollados totalmente.

Estos métodos permiten remover satisfactoriamente la parafina que está acumulada en la T.P., debido a descuidos o por condiciones inevitables. Después de que la parafina es removida con desparafinadores o herramientas similares, se espera un aumento en la

producción, a no ser que la acumulación de parafina llegue hasta un punto donde es materialmente restringido el flujo de aceite en la T.P. La remoción de la parafina evita la pérdida de producción por un período de tiempo. En la figura IV.1, se presenta un pozo con problema de obstrucción por parafinamiento.

#### IV.2.1.1 HERRAMIENTA ESTÁNDAR.

La sarta normal limpiadora o herramienta estandar , consiste de un cabezal (socket) contrapeso, tijeras y desparafinador, pueden ser usados exitosamente para remover parafinas de la T.P. en pozos fluyentes. No es aconsejable el uso de estas herramientas excepto cuando esté presente una alta presión de formación.

El procedimiento general de limpieza de la sarta de tubería en las cuales la parafina está depositada, es correr las herramientas más abajo de donde se forma el tapón de parafina dentro de la tubería. Las herramientas son entonces sacadas y la presión de formación es restaurada soplando el tapón de parafina en la tubería.

Se debe tener cuidado de que no se formen grandes tapones de parafina, ya que éstos no pueden ser sopladados de la tubería por la presión de formación. Si se forman pequeños tapones y el método es repetido un número de veces, se pueden esperar buenos resultados.

Cuando se forma un tapón de gran tamaño y la presión es insuficiente para soplarlo, entonces se hace necesario barrenar a través de la parafina, mediante el empleo del desparafinador de gancho o de alguna otra herramienta especial. En ocasiones es inconveniente barrenar a través del tapón ya que frecuentemente, parte del tapón puede caer al fondo del pozo, ocasionando un posible bloqueo a los poros de la formación y en consecuencia obstruyendo los conductos del aceite.

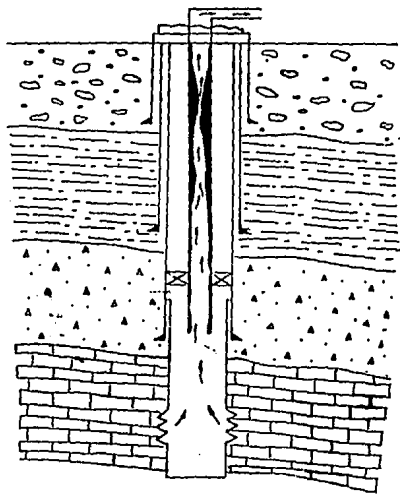


FIG. IV.1. Diagrama representativo de un pozo con obstrucción por parafinamiento en el anillo de producción.

#### IV.2.1.2 DESPARAFINADOR DE GANCHO O PARED.

El desparafinador de gancho se ha utilizado para remover grandes cantidades de parafina acumulada en la tubería de producción de pozos fluyentes. En este tipo de remoción, el desparafinador de gancho se corre con cable de acero, usando una barra como contrapeso, que lo forza a través de la parafina. En pozos con bombeo mecánico, las varillas se sacan y el desparafinador se corre con cable de acero o con las varillas de jalón o tiro.

#### IV.2.1.3 CORTADOR DE PARAFINA.

El cortador de parafina se usa particularmente para remover depósitos de parafinas acumulados en la T.P. de pozos fluyentes y en aquellos pozos donde el aceite fluye mediante aire o gas (bombeo neumático). El cortador de parafina tiene más uso que el desparafinador de gancho cuando la tubería está poco obstruida.

Esta herramienta, en realidad, no remueve la parafina del pozo, sino que la corta, aflojándola de la tubería y permitiendo que el aceite al fluir la arrastre. El cortador de parafina no es conveniente para remover la parafina de la T.P. en pozos con bombeo mecánico, ya que se suelte y tapona la T.P., así como la obstrucción de la bomba.

El cortador de parafina se emplea con frecuencia en pozos fluyentes para prevenir que grandes cantidades de parafina se acumulen, puesto que el flujo de aceite no puede removerlas. Es necesario tener cuidado de correr la herramienta demasiado rápido, porque existe el peligro de cortar más parafina de la que puede ser acarreada por el aceite, formándose así un puente que posiblemente taponen la tubería.

Esta herramienta se corre dentro de la tubería con línea de acero, usando una barra corta o contrapeso que la fuerza dentro de la parafina contra la velocidad de la parafina ascendente.



Para el empleo de este tipo de herramientas es necesario instalar en la cabeza del pozo un lubricador , el cual se fabrica en diámetros de 2, 2 1/2 y 3 pulgadas con una longitud mayor que las herramientas que se planean usar para que éstas puedan alojarse en el lubricador cuando así se requiera.

El lubricador, en su extremo inferior, lleva instalado una trampa de herramientas, así como un preventor de reventones para línea de acero y en su extremo superior se encuentra instalado un limpiador de cable, el cual tiene la función de limpiar la línea y controlar la presión de los fluidos por medio de la compresión de los hules sobre la línea. Además, este limpiador lleva sujeta una polea para la línea de acero.

#### IV.2.1.4 TRAMPA DE HERRAMIENTAS.

Esta contiene un retenedor de bisagra con una abertura considerablemente larga o grande para la línea, pero demasiado pequeña para la herramienta que se va a correr. Con el mango hacia abajo, el retenedor está libre para girar sobre el eje, para que no ofresca resistencia a las herramientas que se van a jalar dentro del lubricador. Tan pronto como las herramientas pasan la trampa, el retenedor cae en posición horizontal actuando como una trampa, impidiendo con ello que se caiga cualquier herramienta.

Cuando la herramienta se corre dentro del agujero, la trampa debe de estar abierta levantando el mango. Una agarradera sobre el eje ajusta el retenedor levantándolo a una posición próxima a la vertical, permitiendo una abertura bastante amplia a través de la trampa. Cuando el mango es regresado a su posición inferior, el retenedor baja a su posición horizontal. La trampa de herramienta es fácilmente instalada y puede permanecer permanentemente en el lubricador.

#### IV.2.1.5 PREVENTOR CONTRA REVENTONES PARA CABLE DE ACERO.

No obstante en la diferencia de su construcción, los principios de operación de todas las herramientas es la misma. La operación manual del preventor causa presión sobre los arietes (rams) opuestos sobre la línea. La rotación de la manivela del vástago a la derecha impulsa a los platos de empuje contra la sección moldeada de los hules de los arietes corriendo los hules contra la línea. La cuña del ariete y la parte saliente de las guías del ariete, aseguran una posición adecuada de los arietes opuestos sobre la línea y el ajuste adecuado de un ariete sobre otro. Los arietes son separados de la línea por rotación del vástago hacia la izquierda. La arandela y el candado se ajustan por el vástago y el perfecto ensamble del ariete se asegura totalmente. Quitando la tapa extrema y el vástago es posible moverlo y reemplazarlo fácilmente.

#### IV.2.1.6 MALACATES MOVILES PARA OPERAR LAS HERRAMIENTAS.

Cuando los pozos están en producción, rara vez están equipados para correr herramientas dentro de la T.P. El malacate móvil ofrece un método satisfactorio y económico para la operación de las herramientas que permiten la remoción de la parafina. Pueden ser usados varios tipos de malacates móviles, provistos de la fuerza suficiente para jalar la parafina junto con las herramientas.

#### IV.2.2 METODOS CON TEMPERATURA PARA REMOVER PARAFINAS.

Aumentando la temperatura del aceite, se aumenta la solubilidad de la parafina permitiendo la miscibilidad a medida que ésta se aproxima al punto de fusión de las fracciones cerosas. La aplicación de calor también causa que la parafina se licúe, si la temperatura del aceite es demasiado alta. Hay muchos métodos para suministrar temperatura al aceite y parafina a fin de poder disolverla y removerla de la T.P.

#### IV.2.2.1 REMOCION DE TAPONES DE PARAFINAS EN LA TUBERIA DE PRODUCCION.

La depositación de parafinas en el aparato de producción es un problema severo que es ocasionado en la mayoría de los casos por la disminución pronunciada de la temperatura en el viaje de los fluidos producidos por la tubería vertical en el pozo. Esto ocasiona que el aparato se vaya obstruyendo paulatinamente hasta que el pozo deja de fluir, por haber una caída de presión mayor que la presión de fondo fluyendo en dicha tubería debido a que el área transversal libre al flujo en la tubería es muy pequeña o casi nula.

Los factores que influyen el grado de depositación de parafina en los aparatos son :

- (a) Composición química del aceite producido.
- (b) Temperatura de fondo del pozo.
- (c) Velocidad o ritmo de producción.
- (d) Transferencia de calor de los fluidos producidos al espacio anular.

#### IV.2.2.2 REMOCION DE TAPONES DE PARAFINA CON ACEITE CALIENTE.

Una unidad de aceite caliente lo provee a una temperatura de 110 °C. El método es muy efectivo ya que se coloca aceite caliente sobre el tapón de parafina y por el intercambio de calor, el tapón aumenta su temperatura derritiéndose hasta deshacerse totalmente, quedando el aparato de producción libre al flujo de fluidos de la formación.

#### IV.2.2.3 REMOCION DE TAPONES DE PARAFINA CON AGUA CALIENTE.

La circulación de agua caliente en los pozos con este problema es más ventajoso comparado con la circulación de aceite caliente por las siguientes razones :

-Seguridad. Si la tubería de la unidad de aceite caliente o la tubería flexible llegara a sufrir alguna rotura o fisura, podría ocasionar fácilmente un incendio o una explosión lo que no ocurrirá al utilizar agua a la misma temperatura.

-Disponibilidad. En algunas localizaciones no es posible proveer el volumen suficiente de aceite caliente.

-Costos. El costo del aceite es mucho mayor que el del agua, aún cuando éste puede recuperarse y el costo disminuiría.

-Contaminación. El agua es mucho más fácil de manejar y existe menos riesgo de contaminar cuando hay derrames o fugas.

La limpieza con agua caliente es similar a la circulación de aceite caliente, la tubería flexible se calienta con la circulación del fluido antes de introducirla en el pozo, normalmente a una temperatura de 100 a 200 °C.

#### IV.2.3 VAPOR PARA REMOVER LA PARAFINA DE LOS POZOS.

El vapor se usa con buenos resultados para calentar y remover la parafina de la T.P. de pozos fluyentes. Varios métodos han sido desarrollados para remover y satisfacer la variedad de condiciones encontradas. Todos los métodos dependen de la transmisión de calor al aceite y a la parafina en la tubería fundiéndola y disolviéndola de tal manera que pueda fluir junto con el aceite.

Un método sencillo es calentar el aceite y la parafina en la T.P. por medio de la inyección de vapor dentro del espacio anular. Este método sólo puede ser aplicado en pozos revestidos donde la presión de la formación es menor que la presión de vapor que se está inyectando y donde el vapor condensado no se emulsifique con el aceite y dañe la formación causando depósitos en la superficie expuesta en el pozo.

Usualmente la aplicación de vapor en el pozo por tres o seis horas es suficiente para fundir la parafina acumulada. Hay un gran número de diferentes válvulas, similares en principios, para la inyección de vapor dentro de la tubería del pozo. Usualmente las válvulas espaciadas a intervalos aproximados de 200 pies sobre la T.P., se extiende abajo de la acumulación de parafinas, de tal manera que cuando el vapor es inyectado en el espacio anular, éste se introduce en la tubería una vez que la presión es la suficiente para vencer la presión hidrostática.

El uso de vapor para remover parafinas de la T.P. de pozos fluyentes y de pozos con bombeo neumático no es tan económico y tan práctico como el uso de cortadores o desparafinadores de gancho o pared operados por unidades móviles.

Cuando la T.P. en un pozo está muy parafinada, de tal manera que disminuye la eficiencia de la bomba en pozos con bombeo neumático, se puede proceder de la manera siguiente: Se saca a la superficie cada uno de los tramos parafinados y se van colocando sobre una rampa inclinada. En estas condiciones se procede a inyectar vapor a cada tramo con la ayuda de una caldera portátil. La línea de descarga de la caldera se va conectando a cada uno de los tramos parafinados y se inyecta vapor, el cual fundirá la parafina que se encuentra en ellos escurriendo en forma líquida por el extremo contrario.

#### IV.2.4 METODOS CON SOLVENTE.

Probablemente los métodos más viejos para remover las parafinas y asfaltenos son los que usan solventes. La conveniencia del uso de esta técnica depende, principalmente, del costo del solvente usado, ya que el solvente es recuperado junto con el aceite crudo de tal forma que el valor del aceite adicional recuperado será descontado del costo total del solvente.

Determinaciones experimentales con crudos que contienen material asfáltico revelaron que el depósito originado por éstos, puede removerse por medio de solventes. Se encontró que el cloroformo, el bisulfuro de carbono, el xileno, el benceno y los aromáticos pesados son efectivos sin embargo, el único disponible por su manejabilidad son los aromáticos pesados.

Mezclas de solventes aromáticos pesados se usa en el tratamiento y prevención del daño orgánico a la formación. En particular, el incremento en la producción de crudo se ha realizado en la mayoría de los tratamientos en los cuales se ha utilizado la mezcla de solventes xileno-tolueno. No obstante, esos fluidos tratados fueron aplicados en base a modelos termodinámicos-químicos.

#### IV.2.4.1 REMOCION DE TAPONES DE MATERIAL ASFALTICO POR MEDIO DEL USO DE PRODUCTOS QUIMICOS.

Las sustancias que propician los depósitos asfálticos son: asfaltenos, resinas neutras y ácidos asfalgénicos, que se encuentran en el aceite del subsuelo en forma coloidal y se precipitan por la acción de cualquier fuerza química, mecánica o eléctrica, que promueve un desequilibrio entre las micelas del material asfáltico y las sustancias que la rodean. Se ha comprobado que los cambios de temperatura, presión, composición química del aceite, potenciales de corriente y el contacto con sustancias de bajo pH (ácidos) propician el desequilibrio causando precipitación de las sustancias asfálticas, depositándose en la tubería de producción.

El uso de la tubería flexible con productos químicos para la remoción de tapones de asfaltenos ha dado buen resultado, al colocarse un bache de éstos productos sobre el tapón dejándose reposar el tiempo necesario y circulando lentamente para producir su remoción. Se instala de la manera usual y se conecta la bomba del producto químico al carrete, teniendo extrema precaución de que las conexiones sean las adecuadas y estén bien efectuadas.

Es necesaria una estrecha supervisión al bombear el producto químico (usualmente solvente aromático), debido a que es altamente tóxico e inflamable.

#### IV.3 EQUIPOS EMPLEADOS PARA REMOVER DEPOSITOS.

##### IV.3.1 UNIDAD DE ACEITE CALIENTE.

La unidad de aceite caliente específicamente se dedica a la limpieza de pozos y equipos de producción que presentan acumulaciones de parafinas y/o asfaltenos.

Esta unidad cuenta con las siguientes partes:

1. Camión remolque.
2. Depósito de aceite.
3. Tanque de combustible.
4. Caldera.
5. Bomba de baja presión.
6. Bomba de alta presión.
7. Conexiones.

La unidad de aceite caliente se usa para eliminar depósitos de parafinas y/o asfaltenos. En muchas ocasiones se usa junto con la unidad de tubería flexible para llevar acabo la operación de remoción.

##### IV.3.1.1 PROCESO DE OPERACION.

La unidad de aceite caliente se conecta a la T.P. o a los separadores cuando la acumulación se presenta en éstos. Esta unidad consta de dos tanques de gas que a su vez suministran el combustible necesario para que la caldera caliente el aceite hasta temperaturas de 120 °C. El aceite (aceite crudo deshidratado) se encuentra en un depósito de 70 barriles de capacidad. Una vez caliente se bombea con una bomba reciprocante de alta presión al pozo o al separador en

limpieza. La presión de bombeo puede alcanzar hasta 2500 psi. La unidad también cuenta con una bomba de baja presión que tiene como función succionar el aceite del tanque de almacenamiento al depósito de la unidad.

Cuando el problema de obturamiento por asfalto y/o parafinas (también incluye el arenamiento y las incrustaciones de carbonatos) es tan severo, se hace necesario realizar un cambio de aparejo de producción, utilizando un equipo de reparación y terminación de pozos.

#### IV.3.2 UNIDAD DE TUBERIA FLEXIBLE.

La unidad de tubería flexible está diseñada para efectuar ciertas operaciones más rápidas y económicas, que las que se realizan con equipos convencionales de terminación y reparación de pozos.

La unidad de tubería flexible es usada en la mayoría de los tratamientos de pozos obturados con parafinas y/o asfaltenos. En algunos casos es necesario contar con la ayuda de la unidad de aceite caliente, aunque en ocasiones solamente se usa la unidad de aceite caliente cuando se trata de acumulaciones ligeras de parafinas o asfaltenos. Cuando en los pozos se encuentra un obturamiento severo, es necesario la utilización de la unidad de tubería flexible, ver figura IV.2., a continuación se describe el equipo.

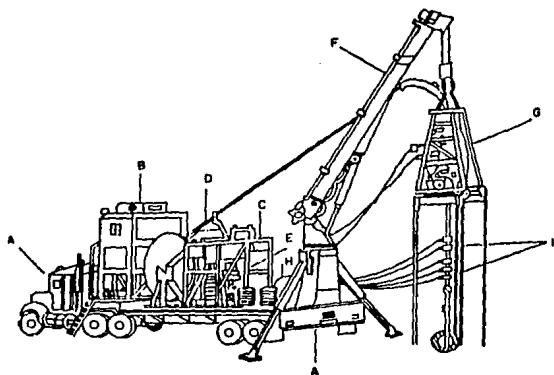
##### -PLATAFORMA REMOLCABLE O TRACTOR.

Como su nombre lo indica es aquella unidad en la cual se transportan todos los componentes de la unidad de tubería flexible.

##### -CASETA DE CONTROL DEL OPERADOR.

Esta se encuentra montada en el remolque, en la parte más elevada para permitir la máxima visibilidad del operador, cuenta con un tablero de control de todos los componentes de la unidad.





A.- PLATAFORMA REMOLCABLE Y TRACTOR  
 B.- CASETA DE CONTROL  
 C.- UNIDAD DE POTENCIA  
 D.- CARRETE DE TUBERIA

E.- BOMBA RECIPROCANTE  
 F.- GRUA HIDRAULICA  
 G.- CABEZA INYECTORA  
 H.- CARRETE DE MANGUERAS

I.- PREVENTORES

FIG. IV. 2. UNIDAD DE TUBERIA FLEXIBLE

**-CARRETE DE TUBERIA.**

Es accionado por un sistema hidráulico mecánico y puede almacenar aproximadamente 5000 metros de tubería flexible de 1 pulgada de diámetro. El carrete cuenta con una guía de tubería que sirve para acomodar y evitar el traslape, así como de un contador de profundidad. Este carrete no cuenta con la potencia necesaria para introducir o extraer la tubería.

**-BOMBA RECIPROCANTE TRIPLE.**

La bomba, integrada al conjunto es impulsada por un sistema hidráulico, sirve para desplazar los fluidos en las intervenciones a los pozos, tales como agua, aceite, espuma, ácido, solventes, inhibidores, cemento, etc.

**-UNIDAD DE POTENCIA.**

Esta unidad está constituida por un motor y cuatro bombas hidráulicas de diferentes capacidades, múltiples válvulas de control y tanques. Este conjunto evita el uso de varios mecanismos y motores de combustión interna, centrandose en un paquete, todo el sistema hidráulico de propulsión de la unidad. Se cuenta con un sistema de paro de emergencia para evitar cualquier contratempo por algún problema mecánico ó hidráulico en el sistema, así como en las operaciones del pozo.

**-GRUA HIDRAULICA.**

Debido a que todos los componentes se transportan en el remolque o tractor, el sistema cuenta con una grúa que permite las maniobras de instalación y desmantelamiento de la estructura, así como el soporte de la cabeza inyectora en forma vertical cuando está instalada en el pozo.

#### -CABEZA INYECTORA.

Cuenta con una estructura en la que se asienta la unidad, siendo accionada con motores hidráulicos y cadenas especiales, permitiendo con ello la inyección o extracción de la tubería flexible dentro del pozo. Además soporta peso aproximadamente de 5500 kilogramos. Para evitar el colapso de la tubería, el sistema cuenta en su parte superior con un cuello de ganso que sirve para guiar la tubería a través de los roles.

#### -CARRETE DE MANGUERAS.

Debido a la versatilidad del equipo y para evitar el anclaje de todas las líneas hidráulicas de alimentación de motores, se concibió un carrete donde se alojan las mangueras de alta presión. En los extremos de estas mangueras se cuenta con conexiones que permiten instalar las unidades en donde sea necesario ya que las líneas no se encuentran fijadas en el remolque.

#### -PREVENTOR DE REVENTONES.

Consiste de arietes (rams) para el diámetro de la tubería flexible, arietes ciegos, cortador de tubería y cuñas para sostener la tubería dentro del pozo. Tiene una capacidad de trabajo de hasta 350 kg/cm<sup>2</sup>. Su funcionamiento es el mismo que el de los preventores usados en los equipos de perforación y mantenimiento de pozos.

#### IV.3.2.1 APLICACIONES DE LA UNIDAD DE TUBERIA FLEXIBLE.

La aplicación de la tubería flexible en las intervenciones de pozos productores de petróleo, ha tomado gran importancia debido a que las operaciones son rápidas y menos costosas, con relación al uso de equipos de mantenimiento convencionales.

Los usos más importantes de la tubería flexible son :

-Remoción de obstrucciones orgánicas e incrustaciones en el aparejo de producción.

-Remoción de partículas (arenamientos) en la tubería de revestimiento, por abajo del empacador y en la tubería de producción, por medio de la circulación de nitrógeno ( $N_2$ ), fluidos gelados o espumas.

-Colocación de baches de ácido, cemento, fluidos de terminación o químicos a la profundidad requerida.

-Aligeramiento de la columna hidrostática por medio del bombeo de nitrógeno, con el fin de inducir a la producción a un pozo.

-Eliminación de cemento de la tubería de perforación, de producción o de revestimiento, por medio del uso de una turbobarrera (dyna drill).

-Estimulaciones con ácido.

#### IV.4 REMOCION DE INCRUSTACIONES DE SALES.

Las incrustaciones más comunes en las zonas petroleras de México son las de carbonato de calcio ( $CaCO_2$ ) y cloruro de sodio ( $NaCl$ ).

##### IV.4.1 REMOCION DE INCRUSTACIONES DE CARBONATO DE CALCIO.

La remoción de estas incrustaciones se efectúa colocando un bache de ácido clorhídrico (HCL) al 10% sobre la incrustación, siendo desplazado éste con diesel a través de la tubería flexible. El ácido gastado y los productos de reacción son desalojados posteriormente por medio del bombeo de diesel a través de tubería flexible, para que posteriormente se compruebe que la obstrucción haya sido eliminada, introduciéndola con bombeo de diesel a alta presión, hasta verificar la profundidad interior del pozo para eliminar los residuos de la incrustación, dejando así completamente limpio el pozo.

Una vez teniendo la tubería flexible en la superficie, ésta se debe lavar bombeando a través de ella el volumen equivalente de 3 veces la cantidad del volumen de ácido utilizado, con una solución de agua y cal.

#### IV.4.2 REMOCION DE INCRUSTACIONES DE CLORURO DE SODIO.

La precipitación de cloruro de sodio (Na Cl) por lo general es causada por una sobresaturación de la sal en solución contenida en el agua producida, debido a la evaporación o a una disminución de temperatura.

En pozos productores de gas o en pozos con alta relación gas aceite (RGA) produciendo pequeños volúmenes de agua, la precipitación de sal puede ser severa debido a la enorme caída de presión y de temperatura sufrida a través de las perforaciones de sal.

Para remover este tipo de incrustaciones es necesario bombear agua dulce a alta presión, teniendo la tubería flexible sobre la obstrucción, subiéndola y bajándola frecuentemente, hasta que éste ceda al paso de la misma. La unidad de tubería flexible ha sido un excelente medio para efectuar este tipo de trabajo, ya que puede circular el agua a la presión y profundidad que se requieran.

#### IV.5 REMOCION DE ARENAMIENTO

El arenamiento de pozos es muy común donde se tienen formaciones productoras de hidrocarburos compuestas principalmente de material no consolidado, el cual es arrasado al interior del pozo por los fluidos producidos. Las partículas más pequeñas son arrastradas por dichos fluidos, pero las de mayor diámetro no pueden ser transportadas a la superficie, ya que su propio peso ocasiona que la velocidad de asentamiento sea mayor que la velocidad de arrastre del fluido, provocándose con esto la depositación y formación de bancos de arena en el pozo, ocasionando una disminución anormal en la producción del mismo, al grado de dejar de fluir.

Para remover estas partículas en los pozos con dicho problema, se circula a través de la tubería flexible agua, espuma o un fluido gelado (polímero). ver figura IV.3

#### IV.5.1 REMOCION DE ARENAMIENTO CON AGUA.

Para remover un banco de arena por medio de la circulación de agua, se introduce la tubería flexible hasta la resistencia con un gasto de bombeo de agua relativamente bajo, con el fin de evitar que se tapone o se llene de fluidos del pozo. Al tocar la resistencia se levanta la tubería aproximadamente 10 metros y posteriormente se incrementa el gasto de bombeo para tener una fuerza de impacto mayor sobre el banco de arena.

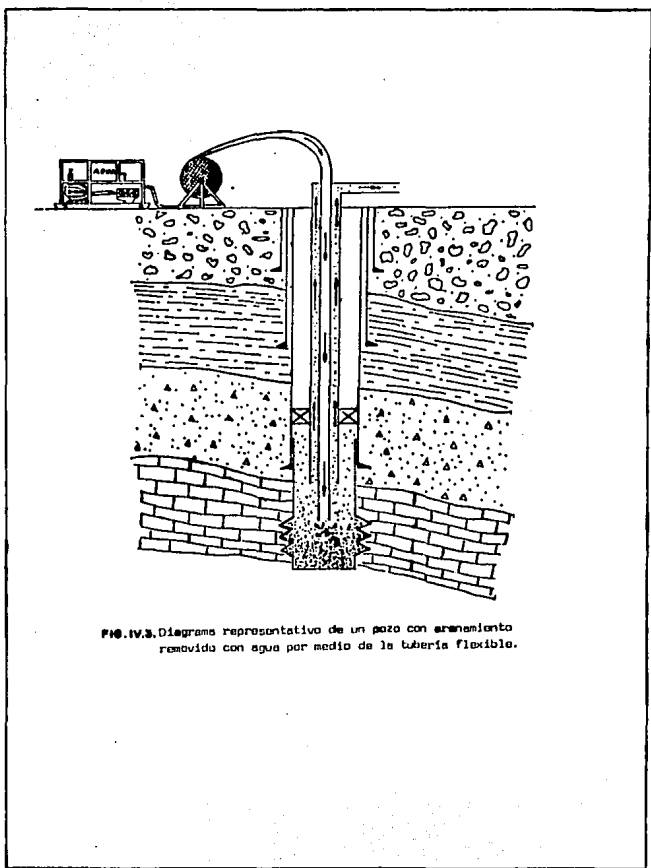
La tubería se va introduciendo lentamente, al tocar la resistencia se levanta nuevamente pero una longitud menor, sólo para evitar que quede atrapada por los sólidos removidos. Esto se hace constantemente hasta lograr remover totalmente el banco.

#### IV.5.2 REMOCION CON FLUIDO GELADO.

Esta remoción es similar a la anteriormente indicada, pero con la diferencia de que al utilizar estos fluidos resulta muy costoso, por lo que se introduce la tubería con bombeo de agua y antes de llegar a la resistencia se hace el cambio en el bombeo de agua por el fluido gelado, el cual incrementa la eficiencia en el transporte de las partículas removidas evitando que se precipiten y permitiendo un mayor gasto por la disminución de pérdidas de presión por fricción que propician los polímeros. Con esto se incrementa la velocidad de penetración de la tubería limpiando el pozo de una manera más rápida y eficiente.

#### IV.5.3 REMOCION DE ARENAMIENTO CON ESPUMAS.

La circulación de espuma se debe iniciar desde el momento en que la tubería flexible se introduce al pozo con el fin de mantener constante circulación. La excelente capacidad de arrastre de la espuma



permite concentrar en ella grandes cantidades de arena, sin embargo, se debe tener la precaución de no lavar demasiado rápido, ya que puede ocurrir un asentamiento de partículas y quedar atrapada la tubería.

La remoción de arena del pozo se logra bombeando la espuma por el interior de la tubería flexible y desalojando la mezcla de espuma y arena hacia la superficie por el espacio anular, formado entre la tubería de producción y la tubería flexible.

Una vez que la arena ha sido removida completamente, se mantiene la circulación hasta que la espuma retorne a la superficie libre de sólidos. Después de concluir la intervención se suspende la inyección de espuma y se llena el pozo con fluido de control.

#### IV.6 RECOMENDACIONES PARA EVITAR LOS DEPOSITOS DE PARAFINAS Y/O ASPALTENOS.

Los problemas de las parafinas en los pozos, pueden ser resueltos en general por dos caminos:

- (1) Aplicando los métodos adecuados para poner el pozo en producción, los cuales previenen o disminuyen los depósitos orgánicos.
- (2) Por remoción de los depósitos orgánicos a intervalos regulares, antes de que disminuya la producción de aceite estimada.

Los depósitos orgánicos con frecuencia pueden, pero no siempre ocurre, ser evitados por cambios en las condiciones dentro del pozo y por la manera en que el aceite es producido. Si el problema no puede ser eliminado cambiando el diámetro de la tubería productora, en conjunción con la contrapresión sobre el pozo o cambiando la relación gas-aceite (RGA) y método de producción, entonces se pueden usar temperaturas o métodos mecánicos que prevengan o remuevan la depositación orgánica. Otros métodos previenen la depositación por la correcta operación y control de las condiciones dentro del pozo.



Los métodos para remover la depositación orgánica a intervalos regulares son usualmente más prácticos en casos donde la acumulación de parafinas y/o asfaltenos no se pueda prevenir por un adecuado control dentro del pozo.

Los factores responsables de la depositación orgánica en pozos fluyentes, pueden ser a menudo controlados y los problemas se pueden eliminar o modificar. Esto permite, frecuentemente, aumentar la producción y eficiencia general de operación del pozo.

#### IV.6.1 PREVENCIÓN EN POZOS FLUYENTES.

La depositación orgánica puede ser prevenida en los pozos fluyentes, manteniendo la cera en solución o anulando las condiciones que causan la precipitación y adherencia, evitando el excesivo enfriamiento, evaporación y la precipitación de la cera de la solución, el aceite deberá ser producido con un mínimo de gas y con flujo uniforme.

Esta prevención consiste en la instalación de válvulas de inyección para compuestos químicos, que actúan como solventes de parafinas y/o asfaltenos, colocadas más abajo de donde se inicia la depositación de éstos. Las válvulas de inyección de compuestos químicos, permiten el control de la inyección del inhibidor en el fondo del agujero, del espacio anular a la tubería de producción.

Otra opción es la remoción a intervalos regulares antes de que disminuya la producción estimada. Para esto, regularmente se usa el cortador de parafinas que se corre dentro del pozo, acompañado de una barra corta o contrapeso y tigras que lo forcen dentro del depósito. Estas herramientas se usan con la unidad de línea de acero.

#### IV.6.2 PREVENCIÓN EN POZOS DE FLUJO INTERMITENTE O DE BOMBEO NEUMÁTICO.

Para prevenir la depositación orgánica, se emplea un raspador de parafinas, el cual tiene la forma de un cilindro hueco y en su parte exterior lleva guías diagonales, las cuales son las que raspan la parafina. Este raspador no necesita de ninguna herramienta para su operación, ya que baja dentro de la tubería de producción debido a su propio peso hasta la profundidad deseada. El raspador se detiene debido a un collar retenedor de herramientas, el cual sirve de la misma manera como cople retenedor y previene que las herramientas, en un accidente no salgan de la tubería de producción y caigan dentro de la tubería de revestimiento o liner.

El collar retenedor puede alojarse en cualquier cople y es suficientemente fuerte para soportar ordinariamente impactos de las herramientas e instrumentos que pueden ser soltados desde arriba.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Antes de iniciar la explotación de un pozo, se requiere conocer la presencia de condiciones favorables para la precipitación de material parafínico y asfáltico, ya que de esta forma se tendrá en cuenta el problema y se podrá prevenir antes de que se vuelva crítico.

En donde exista la tendencia a precipitar material asfáltico, se deberá tener precaución con el uso de solventes, ya que algunos de éstos ocasionan su precipitación. Se debe tener presente que los cambios bruscos de presión y temperatura, provocan la precipitación de material asfáltico y parafínico.

Durante la estimulación de pozos, es necesario tener precaución con la formación de lodo asfáltico, ocasionado por el contacto del HCl con aceite, ya que su remoción es muy difícil.

La depositación de material asfáltico en el equipo de producción es un problema que se presenta por varias causas, entre ellas los potenciales de corriente, el rompimiento de emulsiones agua-aceite y cambios de temperatura.

En pozos fluyentes se puede reducir o disminuir la depositación, evitando el enfriamiento excesivo, la evaporación y precipitación de la cera de la solución, bajando la RGA y teniendo un flujo uniforme.

Las aguas de formación contienen generalmente sólidos en suspensión y a medida que éstas se producen, las condiciones de equilibrio se modifican y puede ocurrir la precipitación de estos sólidos, restringiéndose la capacidad de flujo de los poros de la formación o dentro del pozo.

Los precipitados más comunes son el carbonato de calcio, carbonato de magnesio, sulfato de calcio, sulfato de bario y carbonato de fierro, que dan origen a los depósitos de incrustaciones inorgánicas.

Es demasiado aventurado anticipar un problema potencial de incrustación. Si no se hace un estudio químico y termodinámico detallado en la vida inicial del pozo, se puede diseñar un programa efectivo de inhibición para prevenir la depositación.

El método de evaluación permite la selección de los mejores inhibidores para prevenir la formación de depósitos de sales, propiciados por aguas potencialmente incrustantes.

La producción de arena tiene lugar por varias causas, entre ellas una mala terminación del pozo, la velocidad de los fluidos, la alteración de esfuerzos de la formación debido a la perforación del pozo y a la entrada de un fluido de distinto pH al del agua congénita.

Los problemas ocasionados por el arenamiento, son los siguientes: obstrucción del aparejo de producción, abrasión de la tubería de revestimiento, tubería de producción y equipo superficial, lo que puede llegar ocasionar la pérdida del pozo.

Si un método de control no se implanta inicialmente, siempre existirá el riesgo de flujo de arena. Al colocar la instalación para remediar el problema posteriormente, se correrá el riesgo de reducir el gasto de producción e inclusive considerar el abandono del pozo.

Los métodos de control de arena empleados al inicio de la terminación del pozo, son más efectivos que los de reparación para remediar el problema.

## NOMENCLATURA.

$\text{\AA}$ :	Amstrong.
C :	Carbono.
E.A. :	Espacio Anular.
$^{\circ}$ A.P.I.	Grados (Instituto Americano del Petr3leo.)
$^{\circ}$ C :	Grados Cent3grados.
$^{\circ}$ F :	Grados Fahrenheit.
H :	Hidr3geno.
P.P.M. :	Partes por mill3n.
P.H.:	Potencial Hidr3geno.
% :	Por ciento.
T.P. :	Tuber3a de Perforaci3n.
T.R. :	Tuber3a de Revestimiento.
dinas/cm <sup>2</sup> :	Dinas por cent3metro cuadrado.
ml. :	Millilitro.
lb/pg <sup>2</sup> :	Libras por pulgada cuadrada.

#### BIBLIOGRAFIA.

1. Apuntes de Terminación de Pozos. Facultad de Ingeniería, UNAM. 1983, Benítez Hernández Miguel Angel.
2. Chemical Effects on Crude Oil Pipeline Pressure Problems. J.P.T. May 1984, Michael E. Newberry.
3. Paraffin Deposition in Production. J.P.T. October 1989, Norman F. Tuttle.
4. High - Pour - Point and Asphaltic Crude Oils and Condensates. J.P.T. June 1983, Robert N. Tuttle.
5. Well-and Formation-Damage Removal with Nonacid Fluids. J.P.T. June 1988, Gene Broadbts.
6. Formation Damage Related to Hot Oiling. S.P.E. November 1989, K.M.Barker.
7. Methods for Predicting Wax Precipitation and Deposition. S.P.E. Febraury 1988, J.S. Weingarten. Arco Oil Gas Co.
8. Ledezma Sánchez A. Islas Silva C. y Rosado Acuña A.: Causas y Efectos de las Sustancias Asfálticas Presentes en el Petróleo, Revista Ingeniería Petrolera, 1972.
9. Paraffin and Congeling-Oil Problems. Reistle, C.E. 1932.
10. A.P.I. Recomendad Practice for Analysis of Oil-Field Water. A.P.I. R.P-45 November 1968.
11. Estudio y Selección de Inhibidores de Incrustaciones. Revista Ingeniería Petrolera, Abril 1971.

12. Evaluación Experimental de Inhibidores de Incrustaciones de Sales.

Revista Ingeniería Petrolera, Agosto 1976.

13. Gravel Pack Design Consideration.

S.P.E. 1972.

14. Diseño, selección y colocación de cedazos en el campo El Plan, Ver. 1993, Pinedo Carrillo Salvador.