

L8  
233



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA  
DE MEXICO**

**FACULTAD DE INGENIERIA**

**DISEÑO, SELECCION Y COLOCACION DE CEDAZOS  
EN EL CAMPO EL PLAN, VERACRUZ**

**TESIS PROFESIONAL**  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:  
**INGENIERO PETROLERO**  
P R E S E N T A :  
**CEFERINO SALVADOR PINEDO CARRILLO**



MEXICO, D. F.

1993

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional  
Autónoma de México



## **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.

## CONTENIDO

	PAGINA
INTRODUCCION .....	3
CAPITULO I.....	4
GENERALIDADES.....	5
CAPITULO II.....	17
TIPOS DE CEDAZOS.....	18
CAPITULO III.....	24
METODOS DE COLOCACION DE CEDAZOS.....	26
CAPITULO IV.....	64
SELECCION DE LA MALLA DEL CEDAZO Y TAMAÑO DE LA GRAVA.....	65
CAPITULO V.....	70
EQUIPO SUBSUPERFICIAL Y SUBSUPERFICIAL UTILIZADO EN LA COLOCACION DE CEDAZOS.....	71
CAPITULO VI.....	78
RESULTADOS OBTENIDOS EN EL EMPLEO DE CEDAZOS EN EL CAMPO EL PLAN.....	79
CONCLUSIONES.....	82
RECOMENDACIONES.....	83
BIBLIOGRAFIA.....	84

## INTRODUCCION

La finalidad del presente trabajo, es dar a conocer las bases que rigen la solución en los problemas de arenamiento intenso de los pozos del campo El Plan, pertenece al Distrito de Agua Dulce, ver. ( PEMEX Producción y Exploración ), con el fin de incrementar la vida productiva de los mismos, así como el volumen de recuperación hidrocarburos producidos, disminuyen los gastos que ocasionan las intervenciones de los equipos convencionales de mantenimiento a pozos.

Las arenas productoras que constituyen estos yacimientos ocasionan problemas continuos, reduciendo la capacidad productiva de los pozos y en algunas ocasiones el cierre de los mismos.

De acuerdo a la estratigrafía conocida del campo, se nota que el aceite de los pozos productores proviene de rocas poco consolidadas, como son gravas, arenas, areniscas, sedimentos y lutitas que en caso de no prever su disgregación, los pozos en su inicio aportan sedimentos finos y posteriormente, arena fina y conforme avanza el drene del pozo, aumenta el tamaño de los granos de arena.

los daños superficiales que causa la arena cuando sigue mezclada con los fluidos producidos por la formación son: Desgaste y tapionamiento de la línea de escurrimiento, válvulas, separadores, tanques de almacenamiento, equipo de deshidratación, bombas y oleoductos por lo tanto, se requiere una limpieza periódica y reposición de las piezas dañadas, incrementando así el costo de los productos primarios.

## CAPITULO I

### GENERALIDADES

1. LOCALIZACION Y VIAS DE ACCESO DEL CAMPO EL PLAN
2. GEOLOGIA.
3. SINTESIS ESTRATIGRAFICA Y ESRTATIGRAFIA.
- 4 METODOS DE CONTROL DE ARENA.

## GENERALIDADES

### 1. LOCALIZACION Y VIAS DE ACCESO DEL CAMPO EL PLAN, VER.

El campo petrolero El Plan, se encuentra situado en el estado de Veracruz, a 52 Km al sureste de la ciudad y puerto de Coatzacoalcos y a 2.5 Km de las Choapas, a las márgenes del Río Tancochapa, el cual limita a los estados de Veracruz y Tabasco y pertenece a la empresa PEMEX Producción y Exploración.

Este Campo cuenta con una red de carreteras que comunica con diversas poblaciones de la región como Las Choapas, Coatzacoalcos, Minatitlán, Agua Dulce, Cuichapa, Nanchital y otras de menor importancia.

Cuenta también con un aeropuerto de capacidad regular, por vía fluvial está comunicado aprovechando el Río Tancochapa. El ferrocarril lo pone en comunicación con todo el sureste de la República Mexicana, así como teléfono vía satélite con la ciudad de Coatzacoalcos, sectores operativos campos, Distritos de la Región y ciudad de México; estas vías de comunicación cooperan para la explotación del sector operativo.

El campo El Plan, es uno de los más antiguos de la República Mexicana; pertenece al sector operativo El Plan, ver y la la vez pertenece al Distrito de Agua Dulce, ver.

La estructura geológica del Campo El Plan fue localizada por trabajo de geología superficial en el año de 1929; realizados en la región de San José del Carmen, Veracruz, a lo largo del arroyo El Plan. Estos trabajos fueron posteriormente ampliados, mediante la perforación de pozos someros.

El pozo que descubrió la existencia de hidrocarburos fue el Plan No.1. La perforación de este ppozo se inició el 8 de noviembre de

1930 y se terminó el 6 de enero de 1931, a la profundidad de 665 m. con una producción inicial en el intervalo S14 - 665 m. de 180 m<sup>3</sup>/día de aceite y 19138 m<sup>3</sup>/día de gas, RGA de 106 y estrangulado por 1 pg. con TP de 2 7/8 pg.

Para determinar la existencia de la estructura, los primeros pozos se perforaron siguiendo dos líneas paralelas entre sí; los pozos El Plan No. 3 y No. 12 se perforaron siguiendo el rumbo SW-NE, y los pozos El Plan No. 2 y No. 9 al SW-SE, al no poderse correlacionar las columnas estratigráficas obtenidas en cada pozo por falta de horizontes apropiados. El levantamiento gravimétrico que confirmó la presencia de la estructura con su eje NW-SE desplazado al SW, respecto al arroyo de Las Choapas y marcó un fuerte gravimétrico que fue interpretado como un alto salino alargado hacia los bordes formando un anticlinal.

El estado actual del del sector operativo El Plan, es el siguiente:

- Número de años en producción:	63
- Número de pozos en producción:	
Fluyentes	75
Bombeo Neumático	133
Bombeo Mecánico	30
Productores de gas no Asociado	21

TOTAL: 259

- Total de pozos en el Distrito: 939

Producción Diaria: 19483 bl/día

Producción Acumulativa 107449255 m<sup>3</sup>

## 2. G E O L O G I A

Los campos productores que constituyen el sector operativo El Plan ,participan de una característica común, están asociado a masas salinas conocidas genéricamente con el nombre de domos, los cuales se encuentran en la parte central de la Cuenca Salina del Istmo.

Los domos se presentan en dos formas:

### DOMOS AISLADOS.

Generalmente tienen la forma de columnas salinas cuyas cimas se extienden horizontalmente adoptando la forma de un hongo. Su desarrollo horizontal no es uniforme; algunas veces presentan forma elíptica, circular y semicircular. Sus dimensiones son variables, aún cuando es lo mas común que tengan una extensión de 3 a 4 km., sobre su eje longitudinal. Una característica importante de estos domos, es la existencia de graven formados en la cima de estas estructuras por efecto de disolución de la sal y consecuente afallamiento de las formaciones suprayacentes. Las fallas principales tienen sus ejes de corrimiento paralelas al eje de la estructura, y los de menor importancia las tienen perpendiculares al eje mayor del domo.

### DOMOS CONTIGUOS.

Son domos agrupados en una sola masa salina, con características diversas cada uno. Las formaciones productoras pertenecen al período Terciario y se caracterizan por ser intervalos arenosos. La excepción corresponde al campo Cerro Nanchital, en el cual la impregnación de hidrocarburos, se citúa en el intervalo que caliza- Sierra Madre, perteneciente al Cretásico Superior.



#### 4. RESUMEN ESTRATIGRAFICO

Las primeras muestras que se hicieron en la zona, fueron del tipo mecánico, pero a medida que la industria petrolera se va actualizando; las determinaciones van mejorando hasta que en la actualidad, se puede dar una columna bastante buena.

Los sedimentos son de edades que van desde el Triásico-Jurásico al Reciente; generalmente corresponden a una serie de proceso regresivo, con cortos periodos de transgresión identificándose la secuencia estratigráfica en fajas mas o menos paralelas afectadas por un tectonismo complicado que interrumpe la continuidad de las formaciones debido a la gran cantidad de fallas que se han producido por el mecanismo de la sal.

#### 4. E S T R A T I G R A F I A

1. FORMACION CEDRAL: Espesor máximo 850 m. con este nombre se han incluido todos los depósitos.
2. PARAJE SOLO: Espesor 350 m. Esta formación recibe El nombre de lignítico por la presencia en ella de considerable cantidad de estratos ligníticos de espesores variables con cierta cantidad de arena que la hace variar de poco a muy arenoso. Además la formación contiene un cuerpo de arena que en el flanco NE del campo, presenta un desarrollo regular; el cual se usa como horizonte de correlación y convencionalmente se le distingue como horizonte 'A'. Estas arenas constituyen lo que se ha llamado cuerpo arenoso principal del lignítico.
3. FILISOLA: Espesor 800 m. Consiste de un cuerpo de arenas de grano grueso a fino, a veces arcilloso con algo de material carbonoso, con escasas intercalaciones de lutita muy arenosa de color gris verdoso y arenisca de color gris. Hacia la base las capas de lutita aumentan en número y espesor.
4. FORMACION CONCEPCION SUPERIOR: Espesor 140 m. consiste de un cuerpo arenoso en la parte superior, con intercalaciones de arenas arcillosas de grano fino a grueso de color gris y arenisca gris cementada con material calcáreo.
5. FORMACION CONCEPCION INFERIOR: Espesor 220 m. consiste de lutitas de color gris verdoso y verde olivo, ligeramente arenosas y arenas suaves a duras. En algunos pozos, se encontraron trazas de ceniza volcánica. La fauna es abundante, bien conservada y consiste de restos de conchas y moluscos y foraminíferos.
6. FORMACION ENCANTO: En esta formación, su área consiste de arena con intercalaciones de lutita y areniscas; regularmente

cementadas con material calcáreo. Desde el punto de vista económico es la formación de mayor interés, ya que la mayor parte de la producción que se obtiene en el Distrito proviene de estos sedimentos.

7. FORMACION DEPOSITO: Estos descansan sobre la anhidrita que consiste de lutita y en ocasiones con pequeños cuerpos de arena y arenisca, es común en estos sedimentos la presencia de cenizas volcánicas.

8. FORMACION SALINA: Estos depósitos consisten de anhidrita y sal, y la edad geológica de estos sedimentos corresponde al Triásico-Jurásico.

SECUENCIA ESTRATIGRAFICA DE LA CUENCA  
SALINA DEL ITSMO DENTRO DE LA CUAL  
SE HALLA EL CAMPO: EL PLAN.

ERA	PERIODO	EPOCA		FORMACION		
C E R O Z O I C O	RECIENTE	RECIENTE		ABERAS DE BUENA Y ALUVION		
	CUATERNARIO	PLEISTOCENO		SAVILLAS Y CENIZA VOLCANICA		
	T E R C I A R I O		PLIOCENO		SERIE ACALAPA	
		MIOCENO		SUR	CERRAL (AFLORA EN EL PLAN) DESCORRANCIA	
				MEDIO		PARAJE SULO FILISOLA
				INF.		CONCEPCION SUPERIOR CONCEPCION SUPERIOR ENCABTO
		OLIGOCENO		SUR		DEPOSITO
				INF.		LA LAJA
			EOCENO		NO DIFERENCIADO	
	M E Z O Z O I C O	CRETACICO		SUPERIOR	MEDEZ	
			MEDIO	CALIZA MIERA MADRE		
			INFERIOR	CALIZA		
JURASICO		POSTLANBIANO		CHIRAMECA		
TRIASICO						
PALEOGENO	PERNICO			SAL ANHIBRITA		

## 5. METODOS DE CONTROL DE ARENA

Existen dos métodos generales para el control de arena de las formaciones: Retención Mecánica y Consolidación Plástica; sin embargo, debe de tomarse en cuenta que la aplicación de resinas no es muy recomendable en 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.

En la actualidad el método de Consolidación Plástica ha quedado fuera de uso por su alto costo en cambio el método de Retención Mecánica, o sea el empleo de cesazos, es el que prevalece y del cual nos ocuparemos de ver cada una de sus características particulares mas adelante.

### RAZONES PARA LA ELECCION DEL CONTROL DE ARENA

El primer paso para el diseño de un trabajo es determinar el método de control de arena que va a utilizarse en el pozo, sin importar cual será el método elegido. Todo tratamiento ha de estar debidamente preparado y aplicado para lograr un control efectivo sin ocasionar una pérdida de productividad.

Cada vez que surja un pozo con problemas de arena poco consolidada, se tendrán en cuenta todos los métodos de control y

para decidir cuál de los métodos es el más apropiado, se consideran los siguientes factores:

a) FACTORES DE COSTO: Debido a que los productos químicos utilizados en los trabajos de consolidación son relativamente caros, ésta es más costosa que el empacamiento; además, el costo total de la consolidación se ve significativamente influenciado por la longitud del intervalo tratado. No obstante, debe de considerarse el costo del equipo puesto que el empacamiento necesita de uno, mientras que la consolidación puede realizarse después de haber retirado el mismo.

Las condiciones que deben tomarse en cuenta para poder seleccionar el método de consolidación

de arena, puede incluir una combinación de las siguientes:

- Un intervalo corto, menos de 3 m.
- Falta de producción de arena previa, ya que la distribución uniforme de los productos químicos es difícil cuando existe una cavidad o una formación sin tensión.
- Zonas superiores en terminación múltiple debido a que no se deja equipo mecánico en el borde del pozo.
- Zonas con una tendencia limitada de producir arena.
- Alta presión del yacimiento.
- Arena de buena calidad con suficiente permeabilidad vertical.

Bajo estas condiciones y con un bajo costo de equipo, la consolidación puede ser la propuesta de menor costo, aún cuando las probabilidades de éxito pueden no ser tan altas como para un empacamiento de grava.

b) GRANULOMETRIA: Es importante conocer el tamaño de los granos de

arena que tiene la formación, ya que los granos de arena grandes son difícilmente consolidados con resina, pero se les controla fácilmente con la utilización de un cedazo o un empaque de grava, mientras que los granos pequeños se controlan mejor con un tratamiento de resinas.

c) CONTENIDO DE ARCILLAS Y SEDIMENTOS: el contenido de arcillas y sedimentos son importantes para el éxito de un tratamiento de control de arena. Las arenas limpias son más permeables que las arenas sueltas y mucho más fácil de controlar con cualquier método.

Las arenas que contienen abajo del 15% de arcillas y sedimentos, son buenas candidatas para ser controladas con un método de consolidación. Las que contienen del 15 al 25% de arcilla y sedimentos pueden ser tratadas con cierto cuidado y en las formaciones en las cuales el contenido de arcilla es mayor del 25%, son más difíciles de controlar.

d) LONGITUD DEL INTERVALO: Este dato es importante, ya que para menores de 3 m., generalmente responden satisfactoriamente para ser consolidados con resina, mientras que los intervalos mayores de 3 m. reducen las posibilidades de éxito, en cambio, no producen en forma apreciable su eficiencia los métodos mecánicos de control en intervalos largos.

Los intervalos múltiples adyacentes, tienen pocas posibilidades de ser controlados por medio de la consolidación de arena a menos que la permeabilidad sea medianamente uniforme. Los agentes desviadores están disponibles y han sido utilizados con buen éxito en zonas donde el problema es la colocación de alguna resina líquida en donde las variaciones de permeabilidad no son

muy grandes.

Los intervalos múltiples pueden ser controlados con cedazos y/o empaques de grava si otras condiciones del pozo son conocidas.

La grava cubierta de resina por otro lado, está sujeta a las limitaciones de intervalos medianamente cortos por lo costoso de cubrir relativamente con resinas la cantidad grande de granos utilizados en el empaque de la formación en grandes intervalos y además de que se tendrá cierta inseguridad de donde quedaron los granos cubiertos. Estos empaques con grava recubierta son efectivos en intervalos grandes cuando se utiliza en un empaque inferior en combinación con un cedazo.

e) CONDICIONES MECANICAS: Estas deberán de tomarse en cuenta, ya que si un pozo ha sido terminado sin control de arena requerirá la remoción de la tubería de producción y del equipo subsuperficial del pozo para así, poder cerrar un cedazo y/o realizar un empacamiento de grava.

Los tratamientos de consolidación de arena, pueden ser realizados sin la remoción de la tubería de producción o colocación de equipo adicional. Con la utilización de granos de arena cubiertos de resina, se pueden lograr introduciendo al pozo por la tubería de producción una tubería de 1 pg de diámetro.

En pozos nuevos, la alternativa de la consolidación de arena es mejor que la de colocar grava cubierta de resina por la falta de espacio para poder colocarlas. Por supuesto, la grava cubierta se puede utilizar en pozos nuevos y en combinación con un cedazo.

f) HISTORIA DEL POZO: La historia de producción del pozo se considera para poder estimar la cantidad de arena que ha sido producida.



Entre más tiempo de producción tiene un pozo, la cantidad de arena producida también será mayor y se tendrán pocas oportunidades de éxito si se tratara de consolidar la formación.

Un pozo que produce 200 bl. de aceite por día con un 0.1% de arena, producirá arriba de 400 pies<sup>3</sup> de arena al año. Esto resulta en una arena debilitada en la zona de disparos alrededor de la T.R. complicando un posible tratamiento de consolidación.

Hay muchos pozos que no justifican el que se realice una reparación costosa, debido a que tienen una reserva muy limitada. Cuando un pozo ha producido algo de arena, puede ser tratado con grava cubierta con resina, este tipo de tratamiento puede ser aplicado a un costo relativamente bajo y podría encontrar utilidad en la reparación de empaques de grava sin la remoción de cedazo o en la reparación de tratamientos plásticos de consolidación de arena. Algunas veces una consideración importante a tomar en cuenta, es que el pozo pueda ser mantenido bajo presión, ya que en pozos con alta presión es mucho más fácil realizar un tratamiento de consolidación que correr un cedazo y engravarlo, a colocar grava cubierta de resina.

Las formaciones que producen aceite viscoso son mucho más fáciles para consolidar exitosamente. En este tipo de formaciones se puede controlar mejor con la colocación de un cedazo y un empaque de grava, además de que mejorará la capacidad de producción.

g) EXPERIENCIA DE CAMPO: Esta es una buena guía para elegir el método más adecuado siempre que sea posible deberá realizarse un estudio de los trabajos de control de arena efectuados con anterioridad en el área.

Todas las condiciones anteriormente expuestas, deben considerarse para elegir el método de control de arena mas indicado, segun las condiciones que presente el pozo problema.

La tabala 1.1 muestra una comparación de los métodos mas comúnmente utilizados para el control de arena en diferentes condiciones y el resultado que se puede esperar al utilizarlo con propiedad.

TABLA 1.1

<u>CONDICION DEL POZO.</u>	<u>CEDAZO.</u>	<u>CEDAZO CON EMPAQUE.</u>	<u>CONSOLIDACION DE ARENA.</u>	<u>GRANOS CUBIERTOS DE RESINA.</u>
ARENA FINA	POBRE	BUENA.	SUPERIOR.	BUENA
BAJA PERMEABILIDAD DEBIDO A ARCILLA Y FANGO.	POBRE	POBRE	POBRE	POBRE
INTERVALO LARGO	BUENA	BUENA	POBRE **	BUENA **
INTERV. MULTIPLES	BUENA	BUENA	POBRE **	BUENA **
PERM. VARIABLE	BUENA	BUENA	POBRE **	BUENA **
POZO SIN EQUIPO	N/A	N/A	BUENA	N/A
ALTA PRESION	N/A	N/A	BUENA	N/A
POCO REVESTIMIENTO	POBRE	POBRE	BUENA	BUENA
HA PRODUCIDO ARENA	POBRE	BUENA	BUENA *	BUENA
FORMACION SENSIBLE AL AGUA	POBRE	POBRE	BUENA	BUENA
GASTO DE PRODUCCION ALTO	POBRE	BUENA	BUENA	BUENA
DURABILIDAD	POBRE	BUENA	SUPERIOR	SUPERIOR

N/A No Aplicable.

\* MEJORA CON AGENTE DIVERGENTE.

\*\* MEJORA CON ARENA PREENPACADA.

## C A P I T U L O I I

### TIPOS DE CEDAZOS.

#### 1. CEDAZOS CON TUBERIA RANUDADA.

a) CARACTERISTICAS.

b) VENTAJAS.

c) DESVENTAJAS.

#### 2. CEDAZOS CON TUBERIA PERFORADA.

a) CARACTERISTICAS.

b) VENTAJAS.

c) DESVENTAJAS.

#### 3. ENTORCHADOS DE CEDAZOS.

a) CARACTERISTICAS.

b) VENTAJAS.

c) DESVENTAJAS

#### 4. CEDAZOS CON TUBERIA CON BOTONES DE TAMIZ.

a) CARACTERISTICAS.

b) VENTAJAS.

c) DESVENTAJAS

#### 5. CEDAZOS CON TUBERIA RANURADA, PREEMPACADOS.

a) CARACTERISTICAS.

b) DESVENTAJAS.

## CAPITULO II

### TIPOS DE CEDAZOS

Cuando se tiene un formación productora formada por una serie alternada de pequeñas capas de arena y lutita, si la arena no está consolidada, se puede desintegrar en la vecindad el pozo en donde la velocidad de flujo de los fluidos es mas grande, los granos de arena son acarreados dentro del pozo por el aceite y el gas. Los huecos formados en la arena productora son ocupados por partículas de lutita que al acumularse frente a la zona disparada de la tuberiz de explotación, impide el paso de los fluidos hacia el interior del pozo. De la formación productora a una distancia mucho mayor que el radio del pozo, los fluidos tienen una velocidad y una capacidad de acarreo bajas. Al irse acercando al pozo, tanto la velocidad como la capacidad de acarreo, aumentan, pero en cambio el área de paso de lo fluidos disminuye, lo que trae como consecuencia que si los fluidos arrastran partículas de arena a lo largo de los canales de flujo, los granos de arena fina se acomodan en los espacios intergranulares dejados por los granos de arena más gruesa, este acomodo de los granos de arena, disminuye el flujo de aceite y gas hacia el pozo.

Por lo anteriormente expuesto, es necesario que dentro del pozo y frente a la zona de disparos se ejerza un control que evite o reduzca al mínimo la entrada de arena al pozo junto los fluidos producidos. Eate control se puede llevar a cabo obligando al aceite y gas a que antes de entrar al pozo pase por un filtro o cedazo que le elimine la arena que lleva en suspensión en una forma total o casi totalmente, ya que puede permitirse el paso de pequeñas partículas flotantes de arena que pueden ser fácilmente

eliminadas.

Los tipos de cedazos existentes en el mercado y que a la vez la industria petrolera hace uso de ellos para el control de arenas no consolidadas, se fabrican en tamaños y pesos de normas ordinarias ya establecidas. El tamaño de los agujeros, ranuras, separaciones de alambre entorchado y abertura de los botones de tamiz se hacen en función del tamaño de la arena del yacimiento. Para conocer las características, ventajas y desventajas de algunos de ellos, es necesario clasificarlos en cuatro grupos (1) cedazos en tubería ranurada, (2) cedazos con tubería perforada, (3) cedazos con botones de tamiz, (4) cedazos con tubería ranurada, pre-empacados.

#### 1. CEDAZOS CON TUBERÍA RANURADA.

Este tipo de cedazos, puede ser empleado en los pozos junto con un empaque de grava alrededor de la zona ranurada. Esta tubería puede ser de corte vertical recto, vertical escalonado y vertical escalonado múltiple.

Las ranuras son cortes longitudinales a la tubería y en hileras verticales, en el corte el metal no es removido en exceso, sino exactamente lo necesario para obtener la abertura deseada conservándose la misma abertura a través de toda la pared de entrada de la tubería. Las ranuras se cortan en forma espiral ordenada para obtener una completa distribución de las ranuras sobre la superficie de la tubería. Todas las ranuras se hacen con un corte hacia el centro de la tubería encausando la entrada de los fluidos directamente hacia el centro de esta área para eliminar la turbulencia dentro de la tubería. Esta tubería no

proporciona una gran área de entrada, ni de resistencia a la corrosión. Las ranuras pueden fabricarse con un ancho que varía de 0.018 a 0.250 pg y tamaños de tuberías desde 1.315 a 20 pg.

a) CARACTERÍSTICAS. Los tubos ranurados previenen un efecto de cernido para toda la arena excepto para la de grano más fino. Las ranuras se pueden cortar ya sea paralelas con el eje de la tubería o de un ángulo recto a él. pueden maquinarse mecánicamente, taladrarse o cortarse con soplete de oxiacetileno. La existencia y el porcentaje máximo de abertura de tamiz se logra con aberturas longitudinales. El número, espaciamiento y distribución de las ranuras, depende del tamaño de las tuberías, del método de fabricación y del carácter de productividad de la roca del yacimiento.

El número de hileras de ranura variará con el diámetro de la tubería de 6 a 14 mm. El ancho de las ranuras, es proporcional al tamaño de los granos de arena que formen la roca del yacimiento. Las tuberías Kobe figura (2.1), es una variedad popular fabricada por métodos de precisión en las que las ranuras longitudinales se cortan con soplete de oxiacetileno; se consigue con aberturas de cualquier longitud y distribución alrededor de la circunferencia de la tubería que se desea.

b) VENTAJAS. Con algunos métodos de fabricación, las ranuras son más anchas en el interior que en el exterior de la tubería. Con esto se logra un menor atascamiento que con las de ancho uniforme.

c) DESVENTAJAS. Presenta una mayor área de desgaste por el rozamiento del flujo de la arena, menor área de drenaje y más fácil atascamiento. Debido a su laboriosidad en la fabricación ocasiona mayor tiempo, en consecuencia su costo es elevado.

## 2. CEDAZOS CON TUBERIA PERFORADA.

a) CARACTERISTICAS. Se prepara perforando agujeros a través de las paredes de las tuberías de los tamaños y pesos con normas ordinarias.

El tamaño de los agujeros dependerá del tamaño de la arena del yacimiento; varía entre 1.59 y 19 mm. de diámetro, y están distribuidas en hileras paralelas al eje de la tubería, separados a igual distancia alrededor de la circunferencia figura (2.2).

Los agujeros en hileras alternadas se diseñan así con el objeto de cuidar que no se formen líneas de debilidad, que pueden provocar la ruptura de la tubería. El espaciamiento de los agujeros dependerá del tamaño del agujero usado, del diámetro de la tubería y de la productividad del pozo. El número de agujeros por metro lineal, varía desde 24 a 1140.

b) VENTAJAS. En comparación con la tubería ranurada en el taller, ofrece una mejor distribución de las perforaciones, presenta un área mas pequeña no perforada a la roca del depósito, permanece abierta y efectiva en un periodo mayor de tiempo, presenta una menor superficie a la rosadura de la arena, además es mas económica su elaboración.

c) DESVENTAJAS. La única desventaja, es que, cuando el fabricante no distribuye adecuadamente las perforaciones, se forma una línea de debilitamiento en la pared del tubo.

## 3. ENTORCHADO DE CEDAZOS.

a) CARACTERISTICAS. Tanto los cedazos de tubos ranurados como perforados, llevan una cubierta concéntrica de alambre entorchado, como se describe enseguida. Las tuberías se perforan a intervalos



TUBERIA RANURADA

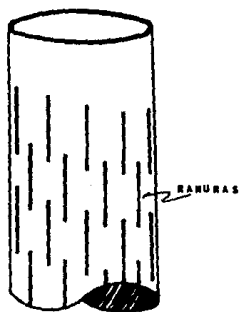


FIG. 2.1

regulares, con agujeros redondos de 0.95 a 1.9 mm. de diámetro a través de las paredes, en tuberías ordinarias. Las tuberías se enrollan con alambre exteriormente se solda al tubo por medio de unos cordones a lo largo del tubo perforado o ranurado, arreglándose las vueltas en espiral y dejando un espacio de ancho prescrito entre éstos. El alambre es de forma especial, de preferencia en forma triangular o en forma de T en vez de redonda, figura (2.3).

El espacio entre el entorchado varía de 1.25 a 5.08 mm. dependiendo de los granos de arena de la roca del depósito.

b) VENTAJAS. Los cedazos entorchados son altamente eficientes para detener las arenas mas finas. Un gran porcentaje de su área superficial queda cubierta para admitir el aceite a la tubería de producción. Estos cedazos ofrecen poca resistencia al flujo de fluidos.

c) DESVENTAJAS. Sin embargo, son estructuralmente débiles y están sujetas a daños al manejarse. Las vueltas de alambre pueden desplazarse durante su manejo, principalmente si los agujeros de los pozos estan desviados, en consecuencia, está difícil sacarlos nuevamente sin que hayan sufrido daños.

A pesar de sus desventajas, son los que más se usan para prevenir arenamiento con arena de grano fino.

#### 4. CEDAZOS CON TUBERIA CON BOTONES DE TAMIZ.

a) CARACTERISTICAS. Una tercera técnica de fabricación de cedazos, es la fabricada a base de botones de tamíz, que pueden ir atornillados o a presión colocados en los agujeros, cada uno va conteniendo varias ranuras, las cuales se diseñan de acuerdo al tamaño de grano de la arena de la roca del yacimiento. Dichos

TUBERIA CON PERFORACIONES Y ENTORCHADO  
DE ALAMBRE

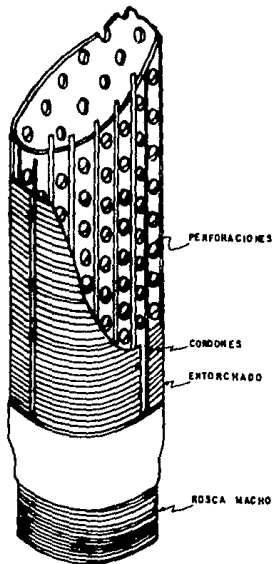


FIG. 2.2

botones son por lo general de bronce fundido. Si los botones son tan gruesos como la tubería las ranuras se diseñan con mas amplitud, en el interior que en el exterior, para evitar que se atasquen.

b) VENTAJAS. La tubería con botones de tamiz, tienen una ventaja sobre la entorchada porque no hay salientes mas allá de la circunferencia exterior de la tubería y, por lo tanto, menos porcentaje de daños en sus partes durante el manejo de colocación y recuperación.

c) DESVENTAJAS. La desventaja que tiene es que presenta una menor área de drene, ver figura (2.4). Aquí presentamos las medidas en que se fabrican las ranuras de los botones de tamiz.

#### 5. CEAZOS CON TUBERIA RANURADA PRE-EMPACADOS.

a) CARACTERISTICAS. Es un cedazo con tubo ranurado que se preempaca con el tamaño de grava de acuerdo al pedido y con una malla de alambre exterior, la cual será la adecuada para retener la arena producida por el pozo.

b) DESVENTAJAS. Este tipo de cedazos fue totalmente desechado para el control de arenas por su difícil manejo y por dañarse facilmente, por lo tanto, no cumpliendo con su cometido.

FIGURA QUE MUESTRA EL ENTORCHADO DE CEDAZO CON  
ALAMBRE TIPO TRIANGULAR EL CUAL FACILITA EL  
DRENE

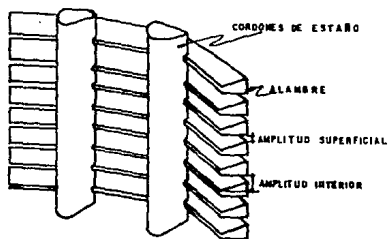
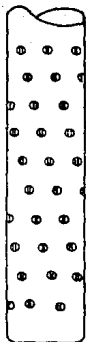
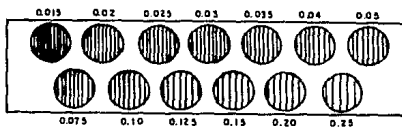


FIG. 2.3



A

CEGAZO PARA POZO SIN ALAMBRE MC EROY, EL CUAL MUESTRA  
LA TUBERIA CON BOTONES DE TOMIZ INSERTADOS



B

MUESTRA LOS DIFERENTES ANCHOS EN QUE SE FABRICAN LOS BOTONES  
DE TAMIZ

FIG. 2.4

## C A P I T U L O   I I I

### METODOS DE COLOCACION DE CEDAZOS.

A. METODO DE CONSOLIDACION PLASTICA.

B. METODO DE RETENCION MECANICA.

1. PROCEDIMIENTO CONVENCIONAL.

1.1. COLOCACION DEL CEDAZO CONTENIENDO ARENA EL POZO.

1.2. COLOCACION DEL CEDAZO PREVIA LIMPIEZA DEL POZO Y PRECIPITACION DE LA ARENA.

a) LIMPIEZA POR MEDIO MECANICOS.

b) LIMPIEZA POR MEDIO DE CIRCULACION DE FLUIDOS.

2. -PROCEDIMIENTO DE EMPACAMIENTO CON GRAVA.

2.1. ENGRAVAMIENTO POR DECANTACION O PRECIPITACION.

2.2. ENGRAVAMIENTO POR CIRCULACION INVERSA.

2.3. ENGRAVAMIENTO POR INVERTIDOR DE FLUJO DE COPAS.

2.4. ENGRAVAMIENTO CON INVERTIDOR DE FLUJO HIDRAULICO.

2.5 PROGRAMA DE REPARACION MENOR AL POZO EL PLAN NUM. 374.

2.6 PROGRAMA DE REPARACION MENOR AL POZO EL PLAN NUM. 175.

3. FLUIDOS DE CONTROL.

4. FUNCION DE LOS RECORTES DE LA FORMACION.

4.1. ARRASTRE DE LOS RECORTES DE LA FORMACION.

4.2. CONTROL DE LAS PRESIONES SUB-SUPERFICIAL.

4.3. ENFRIAR Y LUBRICAR LA SARTA DE TRABAJO.

4.4. LIMPIAR EL FONDO DEL POZO.

4.5. PROTECCION DE LA PRODUCTIVIDAD DE LA FORMACION.

5. COMPOSICION DEL LODO.

6. LODOS BASE-AGUA Y BASE-ACEITE.

7. QUEBRACHO SOSA (PH DE 8.5 A 10.5).

8. LODOS DE ALTO PH DE 8.5 A 10.5

9. LODOS SALADOS (MONOVALENTES DE 1% DE NaCl O MAS).
10. LODOS CALCICOS.
11. LODOS DE BAJOS SOLIDOS.
12. LODOS EMULSIONADOS.
13. LODOS BASE-ACEITE.
14. INCRUSTACIONES Y DEPOSITOS DE SALES SOLUBLES.
15. DESVENTAJAS QUE PRESENTA UTILIZAR FLUIDOS CON CARACTERISTICAS NO CONOCIDAS.



### CAPITULO III

#### METODOS DE COLOCACION DE CEDAZOS

Existen dos metodos para el control del arenamiento que son:

- A. METODO DE CONSOLIDACION PASTICA.
- B. METODO DE RETENCION MECANICA.

CONSOLIDACION PLASTICA. El método de arena par consolidadación involucra el proceso de inyectar productos químicos dentro de la formación, naturalmente inconsolidada para preever una cementación 'insitu' grano a grano.

Las técnicas para llevar a cabo ésto exitosamente, son quizas las mas sofisticadas en el trabajo de terminación.

El concepto general de la consolidación de arena, se ilustra en la figura 3.1.

Los productos químicos para consolidación de arena, se producen desde hace 40 anos aproximadamente. Se han ensayado diferentes tipos de material consolidante, incluyendo carbón de petróleo y laminado de níquel.

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

- Resinas fenólicas
- Resinas de fenol-formal dehído
- Resinas epóxicas.
- Resinas de furano.
- Resinas fenólicas-purpural.
- Resinas de animas-formal-dehído.

Por lo tanto, y debido a que éstos y otros productos son relativamente caros, la consolidación se ve influenciada por la longitud del intervalo a tratar. Sin embargo, se debe de tener en

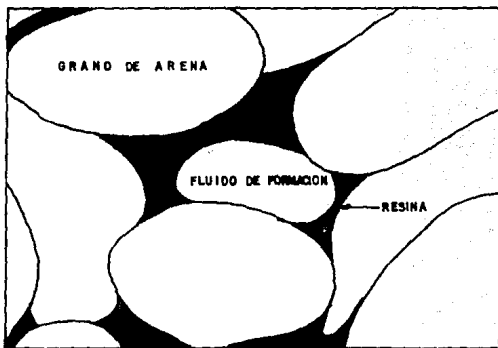


FIG. 3.1

cuenta el costo de equipo, mientras que la consolidación se puede llevar a cabo después de retirado.

Las condiciones de fondo de pozo, bajo los cuales se puede aplicar la consolidación, son las siguientes:

- Un intervalo corto menos de 10 pies.
- Que la capa no haya producido arena, la distribución uniforme del producto químico es difícil cuando hay una cavidad.
- Alta presión del yacimiento.
- Arena de buena calidad con suficiente permeabilidad.
- Zonas superiores de terminación múltiples, ya que no se deja equipo mecánico en el pozo.

Bajo estas condiciones y con un menor costo de equipo, la consolidación puede ser la solución de menor costo, aún cuando estadísticamente la posibilidad de éxito, en general, no es tan alta como el empacamiento de grava.

A continuación se mencionan, en que pozos no es recomendable la aplicación de resinas:

- a) Grandes intervalos disparados.
- b) Arenas lutíticas.
- c) T.R. en malas condiciones a lo largo de los disparos o muy cerca de ellos.
- d) Cementación defectuosa.
- e) Escasas reservas para justificar la intervención.

Las resistencias a la compresión, proporcionadas para estos sistemas han sido medidas bajo condiciones de laboratorio, usando normalmente una arena cuarcifera limpia, de alta permeabilidad (alrededor de 10 darcys).

Bajo tales condiciones, los sistemas disponibles producen una resistencia a la compresión en un rango de 3000 a 7000 lb/pg<sup>2</sup> y si

mantiene un 50 a 90% de la permeabilidad.

Debido a que los procedimientos para determinar la resistencia a la compresión y la permeabilidad no han sido estandarizados, la comparación puede ser engañosa. Normalmente, para un plástico dado, existe una combinación entre la resistencia a la compresión y la permeabilidad retenida; es decir, mientras mas elevada sea la resistencia a la compresión mas baja será la permeabilidad retenida y viceversa.

La pérdida de permeabilidad, no debe ser confundida con pérdida de productibilidad. Por ejemplo, los análisis de flujo radial muestran que una permeabilidad retenida del 70%, permite aproximadamente un 90% de la productividad original.

La resistencia a la compresión necesaria para evitar la falla debido a las tensiones de la formación y al flujo de fluido nunca han sido bien determinadas. El objetivo es obtener la mayor resistencia a la compresión por medio de los sistemas disponibles sin una excesiva restricción de la producción.

Las fallas son atribuidas muy frecuentemente a la contaminación de los productos químicos y a una colocación inadecuada en formaciones inconsolidadas.

La resistencia a la compresión, puede disminuir si los baches no son correctamente aplicados o si ocurre una degradación de la resistencia, debida a la exposición a ciertos fluidos.

Tanto la resistencia a la compresión como la retención a la permeabilidad pueden ser reducidos cuando se tratan arenas sucias, según lo indicado por los ensayos de laboratorio. El contenido de minerales, además de la arcilla tales como: El feldespato y la calcita, puede ser perjudicial.

De este modo, toda la estructura de la formación a ser

tratada, puede ser un factor importante para los resultados finales.

El factor temperatura es muy importante, ya que las resinas utilizadas estarán en función de la temperatura del pozo. Así que para efectuar un tratamiento, es necesario conocer la temperatura a la profundidad a que se encuentran los intervalos arenosos, para llevar un buen control de la fluidez de la resina.

A continuación, se presentan la secuencia de operación y dos métodos de consolidación:

#### OPERACION:

La operación se efectúa de una manera semejante a una cementación forzada (utilizando un cementador).

- a) Se lava la formación arenosa con diesel para que haya un contacto más íntimo de la mezcla.
- b) Se prepara la resina, en proporciones adecuadas al tipo que se está empleando y se inyecta al pozo.
- c) Cuando la resina se encuentra en la formación, principia a efectuarse la acción termofraguante obteniéndose cierta permeabilidad, en seguida se inyecta diesel que penetra a los intersticios y debido a las propiedades de la resina y la factor temperatura empieza a fraguar, impermeabilizándose la formación, se inyecta posteriormente con el objeto de fracturar, canalizando la formación tratada. El tiempo de solidificación varía de 24 a 36 horas y dependiendo de la temperatura de la formación y el tipo de resina.

Terminada la operación, se cierra el pozo a un determinado tiempo. Si se trata de un pozo fluuyente, se recomienda estrangularlo al máximo para evitar un fracturamiento de la arena tratada con estos métodos.

A continuación se tratan las características, preparación y ventajas de dos tipos de resinas, que en la actualidad se encuentran bastante desarrolladas.

#### SISTEMA EPOSAND DE CONSOLIDACION DE AREENA.

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 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 zonas grandes. El éxito ha sido mayor en formaciones que tienen permeabilidades de más de 500 milidarcys. Sin embargo, zonas con baja permeabilidad pueden ser tratadas con producciones especiales. El tratamiento Eposand, es diseñado con volúmenes de fluido de tratamiento 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 razones admisibles pero de alguno a alta razón, sin requerir servicios y sin problema de arenamiento. La solidificación de la resina no es afectada por los ácidos del crudo, agua dulce o agua salada, ácido clorhídrico o ácidos del lodo de perforación.

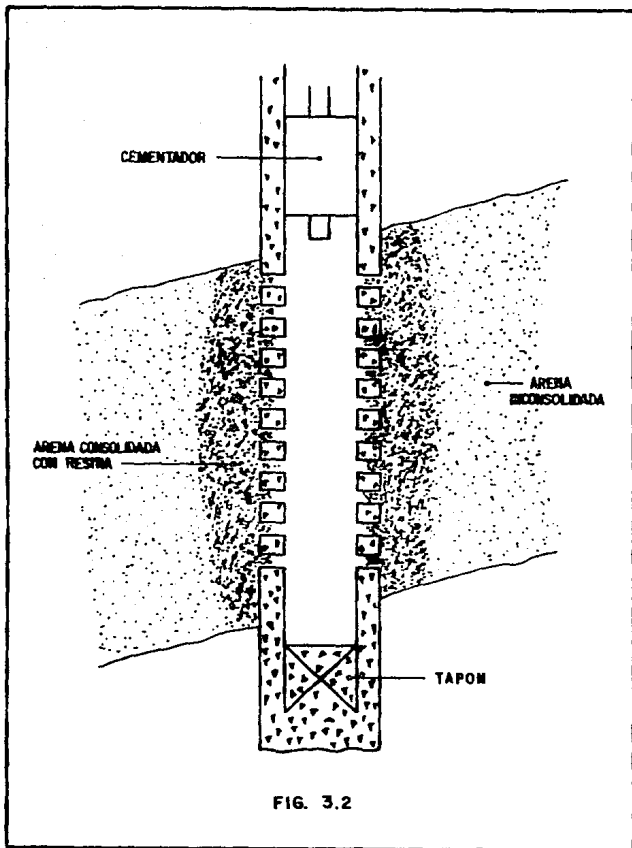
Aunque es fácil de aplicar en terminaciones nuevas, muchos pozos viejos han sido tratados con buenos resultados, igual en formación en donde considerables cantidades de arena han sido ya producidas. En tales casos, se bombea arena dentro del pozo para reempacar el agujero antes de iniciar el tratamiento. Aunque el

éxito ha sido grande , se recomienda suministrar al laboratorio muestras de la formación de arena y fluidos para prueba que ayuden a determinar la permeabilidad, solidez, compactibilidad, etc.

Después que ha sido controlado el pozo y limpiado para remover todo desperdicio y arena, debe instalarse un empacador RTTS. La aplicación de Eposand, requiere tres pasos, incluyendo la preparación de la formación, inyección de la resina y curación de 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. Entonces después de inyectar un fluido espaciador, una solución Eposand, agente curante y solvente apropiado, es bombeada la formación , 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 entonces removidos del pozo y la producción es reanudada.

El sistema de resinas Eposand, es una mezcla compuesta de una resina, un agente curante y solvente apropiado. La solución de esta mezcla, tiene una baja viscosidad y es estable a la temperatura atmosférica por 8 o mas horas. En el fondo del pozo, debido a la temperatura, la resina reacciona mucho mas rapidamente. La resina al inyectarse, moja y forma una envoltura al rededor de cada grano de arena con una capa que cierra juntando los granos contiguos. El resto de la solución (80% aproximadamente) esta inerte y permanece en un estado líquido para ser producida después que la resina ha sido curada. Figura 3.2

Debe tenerse cuidado al selección y preparar pozos para tratamiento con este proceso.





Se recomienda usar fluidos de perforación limpios que sean compatibles con la formación se debe asegurar que los disparos estén libres de arena y desperdicios antes del tratamiento.

#### INSTRUCCIONES DE MEZCLA EN EL CAMPO.

La selección y preparación del pozo, es de suma importancia.

Los siguientes puntos deben ser considerados y apegarse en todo lo posible:

- a) La T.R. debe estar bien cementada.
- b) La perforación deberá ser ejecutada con un fluido limpio que no contenga sólidos.
- c) La zona tendrá o no poca producción de arena. Si una cantidad apreciable de arena ha sido producida, el intervalo deberá ser empacado con arena de fractura (preferiblemente de maya 40-60).
- d) Las zonas de poco espesor pueden ser tratadas más exitosamente, de 8 a 10 pies, es el máximo deseado.
- e) Las formaciones con alto contenido de arcilla, deberán ser evitadas.
- f) Los disparos no deben estar sobre secciones de lutitas.
- g) Toda la arena, lutita y desperdicio, deberá ser limpiada de la T.R. y de los disparos.

La resina usada en Eposand, no tolerará agua. Durante la mezcla y aplicación, muchos movimientos deberán hacerse para evitar la contaminación.

Bombas, tanques múltiples de succión y líneas, etc., deberán ser cuidadosamente drenadas y deberán limpiarse, el sistema elaborado de pre-bombeo, es diseñado para remover todo resto de agua de la formación y de la tubería de producción.

Todos los fluidos, deberán ser bombeados aproximadamente a 1/2 bl/min., para evitar la fractura de la formación.

## VOLUMENES DE FLUIDOS REQUERIDOS.

Los volúmenes necesarios de circulación y resina, están registrados por la cantidad de formación expuesta, se recomienda usar 64 gal/pie de formación. Si la zona entera no está perforada, el volumen es usualmente incrementado un 50%, las bases para esto es un esfuerzo para consolidar un cilindro de arena de 6 pies de diámetro.

Se piensa que 45 gal/pie de formación serán adecuados en la mayoría de los casos.

Para preparar 100 gal. de esta resina para usarse a las temperaturas de formación indicadas, se usará la siguiente:

	TEMPERATURA DE LA FORMACION EN GRADOS F			
MATERIAL	100-110	111-150	151-180	181-210
RESINA	12 gal	12 gal	12gal	12gal
AGENTE CURANTE	6 gal	6 gal	6gal	6 gal
SOLVENTE	59.5	59.5 gal	67 gal	67 gal
ACEITE DIESEL	22.5 gal	22.5 gal	15gal	15 gal
CATALIZADOR	6 lb	3 lb	3 lb	3 lb

En suma, el solvente material de pre-bombeo será necesario por cada volumen de resina:

3 volúmenes de aceite diesel.

3 volúmenes de alcohol isopropil al 99%

1 volumen de aceite diesel y solvente.

#### PREPARACION Y COLOCACION.

Para simplificar el procedimiento de mezcla, el catalizador será disuelto en algo de solvente antes de la operación. La resina y agente curante se vuelven viscosos a bajas temperaturas abajo de 45 grados F, ambos son casi imposibles de manejar. Durante tiempo frio será necesario proteger estos materiales hasta su uso.

El orden sugerido para hacer la mezcla, es como a continuación se muestra:

RESINA.

SOLVENTE.

AGENTE CURANTE.

ACEITE DIESEL.

CATALIZADOR.

La mezcla de la resina reaccionará a temperatura ambiente. No debe haber dilatación en el bombeo al pozo, se dispondrá de 1:30 a 2:00 horas de tiempo de colocación.

#### PROCEDIMIENTO DE INYECCION RECOMENDADO.

a) Prebombear el siguiente material a 1/2 bl/min. (un volumen aproximadamente igual a 1 volumen de plástico).

3 volúmenes de aceite diesel.

3 volúmenes de alcohol isopropil al 99%

1 volumen de 1/2 mezcla de aceite diesel y solvente.

b) Suelte el primer tapón lavador.

c) Mezcle e inyecte resina.

d) Suelte el segundo tapón lavador.

e) Inyecte suficiente aceite diesel para terminar el bombeo de 1/4 a 1/2 bl/min.

f) Suelte el tercer tapón y bombee para impedir le entrada en el tapón agarrador a 1/2 bl/min.

g) Acumule presión durante 8 horas antes de depresionar. cerrar el pozo durable 24 horas.

#### 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 aplicación de campo y evaluación. Es altamente resistente a los ácidos, agua, surfactante, solventes de parafina y alcalis, afectado por la formación de fluido. Un fluido limpio sin agentes y tipos similares de productos químicos puede ser bombeado a través de la permeabilidad de la matriz consolidada, sin dañar químicamente a la resina. Esta máxima solidez alcanzada por la consolidación esta alrededor del intervalo disparado reteniendo del 75- 85% de la permeabilidad original.

Algunas pruebas tambien 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 teniendo rangos de temperatura de 60 a 300 grados F.

Una misma fórmula es usada para todas las temperaturas. La resina tiene una gran duración y no requiere refrigeración durante su envío, almacenaje o mezcladores para su aplicación en el campo.

Es una resina de viscosidad baja, tiene afinidad natural a las superficies de los granos de arena. Un agente activo superficial está incorporado a la resina que ayuda a formar un

liquido para entrar y penetrar la formación mas uniformemente, resultando con una matriz mas fuerte que la usualmente obtenida con otros métodos de consolidación de arena, con las precauciones adecuadas; la tubería y los empacadores pueden ser cambiados e instalados en una hora, después del tratamiento. Esto permite tratar diferentes zonas en secuencia sin espera excesiva de tiempo. El pozo puede ser puesto en produccción dentro de las siguientes 24 horas, dependiendo de la temperatura de la formación.

La preparación del pozo por el operador, es sumamente importante en todos los tratamientos de control de arena y consolidación.

Los puntos a seguir con el proceso SANFIX incluyen:

- a) La T.R. debera estar en buenas condiciones y cementada adecuadamente la zona a ser tratada detrás de la T.R.
- b) Usar un fluido de control limpio, para evitar el taponamiento de las perforaciones y entrada del lodo a materiales dentro de la formación.
- c) Disparar un intervalo corto con pocas perforaciones como práctica, y evitar perforar secciones de lutita en el intervalo a ser tratado y explotado.
- d) Todo desperdicio y arena debera ser removido del pozo antes del tratamiento.
- e) Si el intervalo ha producido arena, sera empacado a presión con arena de fractura (malla 40-60) antes del tratamiento.

#### DESCRIPCION GENERAL DEL PROCESO.

El proceso creado, para ser completamente útil y simple, consiste en tratar la formación con 4 fluidos separados de muy bajas viscosidades. El tratamiento mínimo consiste de 4 bl de plástico,

bombeando lo siguiente:

- a) Un surfactante-ácido prebombeado. 10 bl
- b) La solución plástica. 4 bl
- e) Aceite diesel plástica. 5 bl
- d) Post-bombeo. 20 bl
- e) Fluido desplazante ( aceite diesel crudo ).

Como en todas las otras medidas de control de arenamiento, la preparación del pozo y planeación del tratamiento es lo mas importante. Al considerar las condiciones del pozo, debemos tomar en cuenta lo siguiente:

- a) La T.R. debe estar bien cementada.
- b) La preparación deberá ser ejecutada con fluido limpio que no contenga sólidos.
- c) Si una cantidad apreciable de arena ha sido producida, el intervalo deberá ser empacado con arena de fractura.
- d) Las zonas cortas pueden ser tratadas con mas éxito.
- e) Las formaciones con alto contenido de arcillas deberán evitarse.
- f) Los disparos no se sobrepondrán en secciones de lutita.
- g) Toda la arena, arcilla y desperdicio, deberán eliminarse de la T.R. y los disparos.
- h) Si es posible, deberán enviarse a laboratorio muestras de formación de arena, crudo y sal para evaluación y recomendaciones del control de arena para discutir el procedimiento que de mejor resultado.

Detalles de la historia de producción, deberán ser suministrados a laboratorio.

Los volúmenes de fluidos requeridos, son determinados por el

número de pies perforados. 4 bl. es la mínima cantidad recomendable de resina. Cantidades adicionales deberán ser usadas en incrementos de 4 bl. para evitar partes de los tambores.

## B. METODO RETENCION MECANICA.

Este método consiste en la colocación de cedazos para el control del arenamiento. La colocación puede efectuarse por dos procedimientos, que son:

1. Procedimiento convencional.
2. Procedimiento de empacamiento con grava.

### 1. PROCEDIMIENTO CONVENCIONAL.

Dos son los casos que presenta:

1.1. Colocación del cedazo teniendo arena el pozo. En los pozos que presentan arenamiento intenso la limpieza del pozo y colocación del cedazo, se utiliza el procedimiento convencional de circulación de fluidos, de circulación inversa. Para colocar este se introduce el aparejo que consiste en una zapata tipo 'K' modificada, cedazo, tubería con centradores y media junta soltadora.

Dentro del cedazo se introduce una tubería lavadora de 1 1/4 pg de diámetro, llevando en el extremo inferior un niple que sienta en la zapata tipo 'K' modificada. En el extremo superior de la misma, tubería va roscada a la media junta soltadora como se muestra en la figura (3.3)

El aparejo descrito, se introduce en el pozo hasta tocar la cima de arena, a continuación se establece circulación descrita. La acción de la zapata tipo 'K' modificada, permite el desarenamiento del pozo y la colocación del cedazo frente al intervalo productor. Una vez que el cedazo quede colocado se suspende la colocación y se da un tiempo de reposo de acuerdo a las características de

APAREJO QUE SE UTILIZA PARA CONTROL DE ARENA  
DE LA FORMACION POR EL PROCEDIMIENTO  
CONVENCIONAL

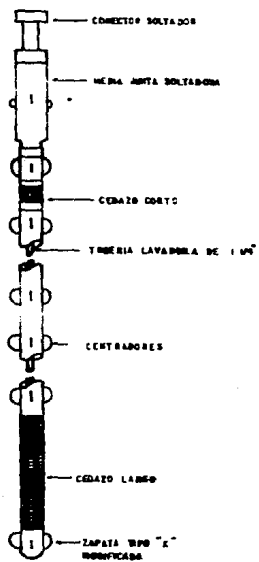


FIG. 3.3



flotación del fluido de control, para que la arena se asiente. En seguida se suelta el aparejo de la media junta soltadora y se levanta hasta que el extremo inferior de la tubería lavadora se encuentre a la altura de la media junta soltadora, procedimiento después a establecer la circulación directa para desalojar el exceso de arena. Una vez recuperada la tubería lavadora, se introduce el aparejo de producción que se requiere.

NOTA: El procedimiento convencional de colocación de cedazos fue desechado por que los yacimientos del Campo El Plan, aportan un elevado porcentaje de arena de grano fino y sedimentos, por lo tanto, este procedimiento no resolvía el problema y fue sustituido por el procedimiento con grava con invertidor de flujo de copas o tipo hidráulico.

#### 1.2. COLOCACION DEL CEDAZO PREVIA LIMPIEZA DEL POZO Y PRECIPITACION DE LA ARENA.

Para efectuar esta operación de limpieza, existen dos arenas diferentes que son:

- a). Limpieza por medios mecánicos.
- b). Limpieza por medio de fluidos.

Para lograr el objetivo que siempre se tratará de hacerlo por medio mecánico, para no dañar la formación con el uso de fluidos. Primeramente se describe la operación efectuada por medios mecánicos.

- a) Limpieza por Medios Mecánicos. Instalar el equipo de reparación utilizando herramienta mecánica marca 'Cavins' comúnmente conocida como 'cubeta' consistiendo en un cilindro o barril con una longitud de 9 m, una zapata acoplada a un aditamiento que lleva en su interior una chapaleta para evitar el retroceso de la arena, al estar operando en el interior del

cilindro, trabaja una varilla a flecha que tiene en su extremo inferior un pistón propiamente dicho y en la parte inferior de la rosca, va colgando un cable 9/16 pg.

La operación es la siguiente: Detectar la cima de la arena, levantar la cubeta o desarenador 10 m y golpear continuamente; esto hará que el pistón recorra en el interior del cilindro en forma ascendente, formando vacío y permitiendo la entrada de la arena que se localiza en el pozo, una vez efectuado este trabajo, se recupera la herramienta y se mantiene firme la zapata y el cilindro, se gira hacia la izquierda, esto permitirá abrir el recipiente desalojando en fluido y arena recuperada; cierra nuevamente girando a la derecha y se repite la operación hasta lograr el objetivo. En ocasiones, se encuentra a presión. Otras veces el pistón queda pegado al cilindro, lo cual permite lavarlo en su interior. Los desarenadores que comúnmente se usan en el Distrito son:

3 1/8 pg. Cuando la tubería de revestimiento es de 6 a 8 5/8 pg.

2 1/8 pg. Cuando la tubería de revestimiento es de 4 1/2 a 6 pg.

1 1/4 pg. Cuando la tubería de revestimiento es de 2 3/8 , 2 7/8 pg y 3 1/2 pg.

El procedimiento convencional de limpieza por medios mecánicos colocación del cedazo y precipitación de la arena al pozo; fue totalmente desechado por presentar desventajas, tales como hacer trabajos a pozo descubierto, es decir, sin ninguna seguridad.

b) Limpieza del Pozo por medio de la Circulación de Fluidos.

Para efectuar la limpieza de un pozo por medio de circulación de fluidos cuando existe un arenamiento intenso. Se baja una tubería de producción de 2 3/8 pg o 2 7/8 pg, llevando en su extremo inferior un niple de aguja (llamase así por su corte de 45

grados) de aproximadamente 2 ó 3 m.

Se detecta la cima de la arena y se produce a desarenar por circulación, sin cargar demasiado peso al niple de aguja; ya que en caso de hacerlo, estamos expuestos a taponar la herramienta y no lograr el objetivo. Una vez establecida la circulación se desarena hasta lo programado. Se da un tiempo de 2 a 4 horas para verificar la profundidad y si no ha habido avance se saca la herramienta a la superficie.

2. PROCEDIMIENTO DE EMPACAMIENTO CON GRAVA. Se emplea una capa de grava, como medio de control de la arena producida y un cedazo con apertura seleccionada para retener la grava.

Para seleccionar el procedimiento de colocación de un cedazo se deben considerar factores tales como: intensidad y cantidad de la arena que se va a controlar, densidad del aceite, temperatura, profundidad interior, presión de fondo del pozo, diámetro de las tuberías de revestimiento y de producción. Las arenas de tamaño mediano a grueso, son usualmente controladas utilizando el procedimiento convencional mientras que, para las arenas extremadamente finas, se requiere del empacamiento con grava. Así mismo, se deberá tener máximo cuidado con el fluido de control que se utilice durante los trabajos de colocación de los cedazos, a fin de evitar daños a la formación.

La apertura adecuada del cedazo se determina mediante análisis gravimétricos de las arenas, en tanto que, la longitud del mismo, está regido por el espesor del intervalo productor.

Hay cuatro formas de empacar grava que se aplicaron en el campo El Plan, que son:

- 2.1. Engravamiento por decantación o precipitación.
- 2.2. Circulación Inversa.

2.3. Invertidor de Flujo de Copas.

2.4. Invertidor de Flujo Tipo Hidráulico.

Las tres primeras formas para empaçar grava, para poderse realizar es necesario que en el pozo se haya hecho una limpieza; ya sea por medios mecánicos o por medio de circulación de fluidos, como se describe en el procedimiento convencional inverso a y b.

2.1 ENGRAVAMIENTO POR DECANTACION O PRECIPITACION.

Esta forma de colocar un cedazo se ha desechado por presentar inseguridad al estar operando, por hacerse a pozo descubierto o mas bien sin preventor, como se muestra en la figura (3.4).

2.2 ENGRAVAMIENTO POR CIRCULACION INVERSA.

Esta forma de empaçar cedazos con frecuencia en el campo por ser uno de los mas antiguos en la República Mexicana, como se hizo mención en el Capitulo I. por lo tanto, hubo en él varias compañías que hicieron terminaciones de pozos con diferentes diámetros de tuberías de revestimiento; en la actualidad las herramientas para empaçar cedazos, solo las hay en 6 5/8 pg de diámetro.

Para efectuar este empaçamento, se procede a colocar el aparejo de cedazo de tan manera, que el cedazo largo cubra 3 pies arriba y 3 pies abajo de los disparos. Se pone a trabajar la bomba se succiona fluido de la presa del equipo y a la descarga de la bomba se conecta el mezclador el cual ya debe tener los porcentajes adecuados de grava para empaçar. el fluido llega al mezclador por la parte baja, con presión suficiente para revolver la grava y enviarla al espacio anular entre el cedazo y la tubería de revestimiento; cuando se termina el volumen de grava el fluido se by-pasea mientras se llena de grava nuevamente el mezclador y así sucesivamente hasta bombear la grava programada a la cual se

COLOCACION DE LA GRAVA POR PRECIPITACION

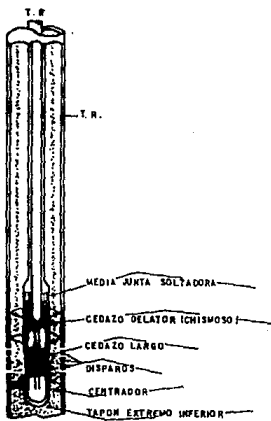


FIG. 3.4

deposita en el fondo a presión, entre la tubería de revestimiento y el cedazo, (siempre y cuando la presión no exceda la presión de fondo del pozo, para evitar pérdida de fluidos, el fluido conductor regresa pasando por el cedazo y es conducido por la tubería de producción hasta la superficie, observese Figura (3.5) Considerando que este es un fluido sucio y contaminante se envía a la prensa de desechos de la pera.

Se detecta el incremento de presión el cual nos indicará que el cedazo esta totalmente empaçado, entonces se procede a soltar el aparejo, dando vueltas a la derecha para soltar el aparejo de cedazos, se saca a conectar soltador que se suelta de la media junta soltadora y se baja otra junta soltadora con empaçador mas la tubería de producción con el aparejo adecuado.

### 2.3 ENGRAVAMIENTO CON INVERTIDOR DE FLUJO DE COPAS.

Para efectuar esta operación, se baja el aparejo de cedazos, se coloca frente a los disparos cuidando que haya 3 pies arriba y 3 pies abajo del cedazo largo. Indicando las funciones de circulación de la bomba se circula el tiempo suficiente hasta obtener fluido limpio en la superficie, hecho esto se abre la válvula que conduce al mezclador y se cierra la del by-pass. El mezclador ya debe tener las cantidades proporcionales de grava para iniciar el empaçamento. La circulación es directa por la tubería de producción hasta llegar a la altura del invertidor del flujo el cual enviará el fluido al espacio anular con un promedio de presión de  $200 \text{ lb./pg}^2$ . Esta presión será la suficiente para ir empaçando a través del cedazo y la T.R., el fluido se filtra a través del cedazo regresando por la parte anular de los tubos concéntricos del invertidos del flujo, hasta arriba del empaque de las copas del invertidor del flujo en donde sale al espacio anular

ENGRAVAMIENTO POR CIRCULACION INVERSA EN T.R. 6"

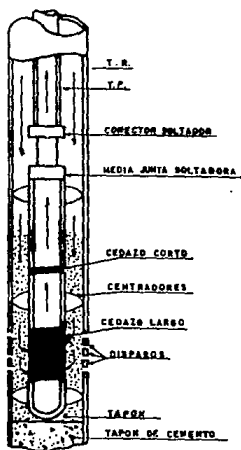


FIG. 3.5

entre T.P. y T.R. y regresa a la superficie llenando a la presa de deshecho (Figura 3.6 y 3.7.).

El llenado y vaciado del mezclador se repite hasta haber enviado la grava suficiente para inyectarla a través de los disparos y ocupar el espacio que dejó la arena que se obtuvo en la superficie a través del drenaje del pozo, a su vez la grava suficiente para empacar el cedazo hasta el cedazo delator. Aseguramos que se ha terminado la operación cuando se incrementa subitamente la presión de inyección, lo que indica que ha quedado totalmente empacado.

Se saca el invertidor de flujo con 8 ó 10 vueltas a la derecha del conector soltador de la media junta soltadora y se mete la otra media junta soltadora con empacador, tubería de producción y aparejo adecuado para la producción.

A continuación se presenta un programa de engravamiento por el procedimiento de invertidor de flujo el cual se diseñó debido a los acontecimientos del horizonte productor de arena deleznable, como se encuentra en los pozos vecinos ( El Plan 374 ), explotándose con anterioridad, dieron por resultado, que se le programara un cedazo.

#### 2.4 EMPACAMIENTO CON INVERTIDOR DE FLUJO TIPO HIDRAULICO.

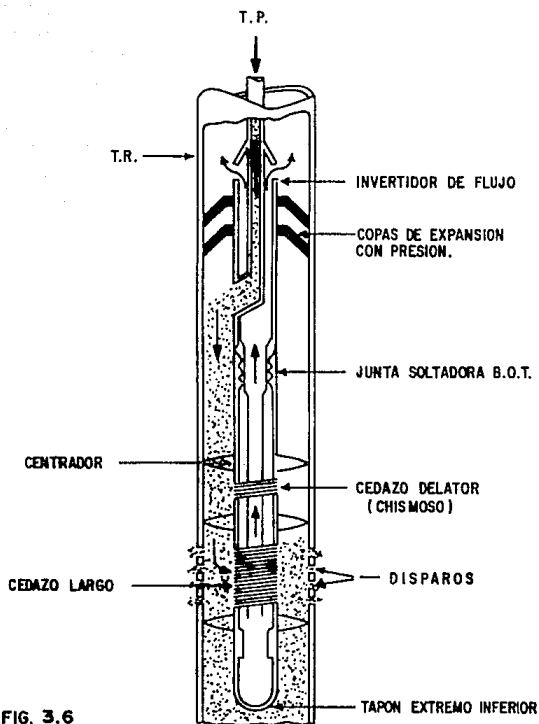
Esta forma de empacamiento de cedazo, se utiliza cuando se ha detectado un avance rápido y continuo de la arena del horizonte productor.

Se introduce el aparejo de cedazo hasta tocar la cima de arena, se establece circulación directa por medio del by-pass a través del invertidor de flujo, tubería lavadora y zapata, dicha circulación regresa a la superficie por el espacio anular y se conduce a la presa de desechos.

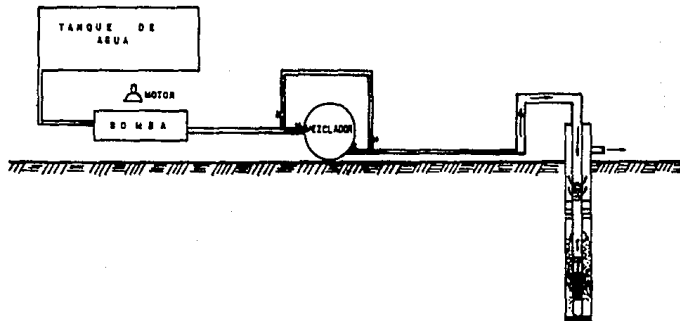
Una vez habiendo desarenado el intervalo productor, el cedazo



**EMPACAMIENTO DE GRAVA CON HERRAMIENTA  
INVERTIDORA DE FLUJO**



**FIG. 3.6**

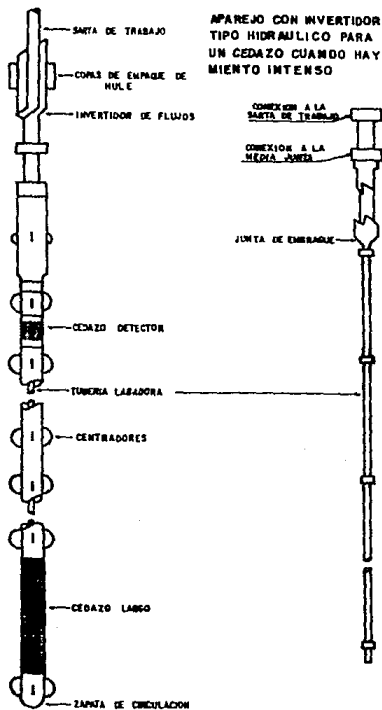


ESQUEMA REPRESENTATIVO DEL EQUIPO UTILIZADO  
PARA EXCAVAR

FIG. 3.7

largo se coloca frente a los disparos cuidando que quede 3 pies arriba y 3 pies abajo de estos. Como la parte mecánica del invertidor de flujo opera similarmente que un empacador de marca Brow Bolwevell, se hará el anclaje y se enviara una bola de baquelita que va a sentar en la camisa de circulación, por lo tanto interrumpirá el flujo y se incrementará la presión que servirá para correr la camisa y anclarse en el asiento del cuerpo hidráulico y al mismo tiempo que se recorre, nos dejara en libertad los orificios del invertidor de flujo y así se puede mandar el fluido al espacio anular y estaremos en condiciones de iniciar el empacamiento (Figura 3.8 y 3.9).

Se abre la válvula del mezclador y se cierra la del by-pass en tanto que el mezclador tendrá los porcentajes adecuados para enviar la mezcla por circulación directa hasta el invertidor del flujo que enviará la mezcla al espacio anular de ahí a través de los disparos será bombeada a las cavernas que dejó la arena que fué barrida por los fluidos, así se continúa el engravamiento con una presión de menos de  $200 \text{ lb/pg}^2$ , ya que, cuando llegue a este límite actuará automáticamente la válvula de circulación inversa enviando el fluido por la tubería de lavadoras de ahí al espacio anular del invertidor de flujo hasta arriba del empaque de éste, en donde la circulación sale del espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento, de aquí a la superficie de donde se envía a la prese de deshechos.



**FIG. 3.8**

EMPACADO DE GRAVA TERMINADO CON EMPACADOR  
Y EQUIPO ADECUADO DE PRODUCCION

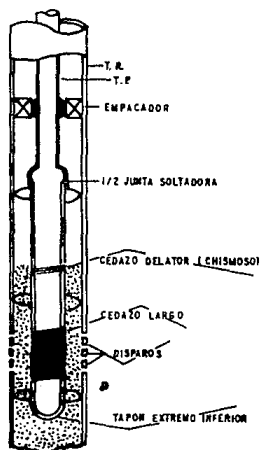


FIG. 3.9

2.5. PROGRAMA DE REPARACION MENOR AL POZO EL PLAN 374.

PETROLEOS MEXICANOS

ZONA SUR

DISTRITO EL PLAN, VER.

DEPTO. INGRIA. SISTS. DE PRODUCCION.

PROGRAMA DE REPARACION MENOR.

CAMPO: EL PLAN. POZO No. 374. FECHA: DIC-29-1989.

ESTADO ACTUAL:

T.R. DE 13 3/8 pg. J-55; 54 Lb/pie..... de 0.00 a 28.00 m  
T.R. 9 5/8 pg. J-55; 36 Lb/pie..... de 0.00 a 468.40 m  
T.R. 6 5/8 pg. J-55; 24 Lb/pie..... de 0.00 a 1266.90 m  
T.R. 4 1/2 pg. J-55; 11.6 lb/pie..... de 1231.40 a 1548.50 m  
T.R. 4 1/2 pg. J-55; 11.6 Lb/pie..... de 1231.40 a 1548.50 m

Profundidad Interior (Tapón de cemento)..... 638.00 m.

Intervalo abierto..... 620.00 a 627.00 m.

2 tramos de T.P. 2 7/8 pg..... 627 00 m.

Cedazo H.S. 2 7/ 8 pg ..... 619.00 a 628.00 m.

1 tramo de T.P. 2 7/8 pg..... 607.90 m.

Empacador Husky M-1 6 5/8 pg 17-32 Lb/pie..... 604.00 m.

T.P. 2 7/8 pg

APAREJO DE BOMBEO MECANICO

Varillas de succión de 3/4 pg

Tapón extremo de 3 pg.....540.00 m.

Ancla de gas de 3 pg.....535.15 m.

Zapata candado de 2 pg.....535.03 m.

Bomba de Insercción Sargent:

No. 0180-20-125-RHBM-10-4-2-007

535.00 M.

## A N T E C E D E N T E S.

Pozo fuera de operación por problema subsuperficial y arenamiento intenso.

Ultimo aforo: SEP-20-1989

Aceite Neto 5 m<sup>3</sup>/día.

RGA 70 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>

% agua 10

Ultima Intervención: Nov-01-1988.

Producción Obtenida 1805 m<sup>3</sup>.

Días en Operación: 361

Producción Acumulada: 29 368 m<sup>3</sup>

Reserva Original: 28 899 m<sup>3</sup>

### OBJETIVO:

Reacondicionamiento de aparejo de bombeo mecánico y engravar cedazo.

### PROGRAMA.

1. Utilizar fluido de control adecuado.
2. Recuperar sarta de varilla con bomba de inserción, revisar y reportar estado.
3. Recuperar T.P. 2 7/8 pg, tapón extremo, ancla de gas, zapata candado y reportar el estado en que se encuentran.
4. Bajar 1/2 junta a 604 m. y conectarse, solicitar línea de acero (L.A.P.) para reconocer profundidad interior (P.I.) del cedazo, en caso de estar libre, seguir el punto 5 y si se encuentra arenado, proceder el engravamiento.
5. Tomar registro de presión de fondo estático.
6. Meter T.P. 2 7/8 pg revisando su diámetro interior, provista en su extremo inferior de tapón extremo de 3 pg a 540.00 m., ancla de gas de 3 pg a 535.15 m. y zapata candado de 2 pg a 535.03 m.

7. Bajar la bomba a la zapata (7001-20-125-RHBM-12-4-2-004-EPV).
8. Levantar peso de la varilla 2.44 kg/m.
9. Anclar la bomba con 800 kgs. de peso (levantar 30 cm. y golpear).
10. Espaciar la bomba.
  - a) Levantar peso de la sarta de varilla.
  - b) A partir de esta marca levantar 7 pulgadas.
  - c) A partir de esta marca principiar a medir 54 pulgadas (carrera de la unidad).
- 11 Conectar brida y llenar pozo con agua por T.P.
- 12 Operar unidad y esperar personal del Departamento de Produccion para supervisar presión en la bomba.
- 13 Entregar en la bodega de producción en horas hábiles. los materiales recuperados en mal estado.

NOTA: Programa sujeto a modificaciones durante su desarrollo.

#### OPERACIONES DURANTE LA INTERVENCION.

1. Con equipo instalado 100%, probó con unidad propesa árbol de estrangulación y líneas superficiales con 210 kg/cm<sup>2</sup>.
2. Bombeo agua dulce por T.R., al pozo para desplazar aceite a la batería, abrió pozo a la atmósfera sin manifestar flujo. Sacó bomba de insercción con varillas de 3/4 pg de 535 m., a la superficie 100%, quitó manífol de bombeo mecánico, válvula maestra con brida S-900. Instaló preventor.
3. Sacó aparejo de bombeo mecánico a la superficie. Mete campana 5 pg con T.P. 2 7/8 pg a 595 m. donde tocó empacador Husky M-1. Con Unidad de línea de acero PEMEX (U.L.A.) bajo con calibrador de 1 27/32 pg a través del cedazo a 613 m., donde encontró resistencia y bajo con cubeta Camco 1 3/4 pg sacando muestra de arena y lodo. Sacó campana 5 pg 100%.



4. Metió conector BP-3 2 7/8 pg con T.P. 2 7/8 pg a 595 m., y conectó empacador Husky M-1. Con rotación a la derecha y tensión de 1/2 tonelada desanclando empacador Husky M-1 de 6 5/8 pg.
5. Sacó empacador Husky M-1 saliendo un tramo de T.P. 2 7/8 pg de 9.64 m., la junta de tensión de 0.75 m. y un pedazo de T.P. 2 7/8 pg de 0.83 m.
6. Metió zapata lavadora de 5 1/2 pg. 4 tramos de tubería lavadora de 5 1/2 pg combinación H.D. 5 1/2 pg a 2 7/8 pg IF, 4 drill collars con T.P. 2 7/8 pg hasta 587.07 m., donde checó boca de pescado, lavando pescado de 587 hasta 621.00 m., donde suspende operación por falta de agua en la línea. En espera de agua abasteció de 40 m<sup>3</sup> de lodo de baja densidad 0.88 gr/cc. x 90 seg. Desplazó agua dulce por fluido de baja densidad. Continúa lavando de 621 a 660.00 m., desalojando arena.
7. Desarrenó con zapata lavadora hasta 672 m., circuló hasta dejar de salir arena. Sacó zapata lavadora 100% a la superficie. Acondicionada pescante over shot (O.S.) 5 7/16 pg con cuñas 2 7/8 pg. Mete pescantes 5 7/16 pg junta de seguridad TRI STATE 4 1/8 pg, 4 Drill collars (D.C.) 4 1/8 pg y T.P. a 632.00 m., circuló pozo en boca de pescado. Checó boca de pescado a 635 m. y bajó a 635.57 m., y cargó 2 toneladas de peso. Sacó pescante O.S. de 5 5 7/16 pg sin éxito.
8. Metió pescante de fricción a 635 m., circuló y operó sin recuperar pescado.
9. Metió corta tubo Houston Engineers (H.E.) 5 9/16 pg a 635 m. sin éxito.
10. Metió pescante over-shot 5 1/4 pg. con extensión y cuñas 2 7/8 pg. bumper usb 4 1/8 pg. 2 D.C. 4 1/4 pg., T.P. 2 7/8 pg. hasta 628 m. donde tocó arena. Con circulación de 500 lb/pg<sup>2</sup>. con agua

dulce. Desarenó de 628 a 635 m., opero pescante O.S. para enchufar pescado a 638 m., sin éxito.

11. Metió niple de aguja 2 7/8 pg. con T.P. de 2 7/8 pg. hasta 636 m., donde tocó resistencia. Circuló con 500 lb/pg<sup>2</sup> de presión con agua dulce saliendo arena. Sacó niple de aguja. Metió barrena de 5 5/8 pg., canasta colectora 4 3/4 pg., escarridor 6 5/8 pg., circuló con 600 lb/pg<sup>2</sup> de presión con agua dulce saliendo arena.

12. Metió niple de aguja de 2 7/8 pg. desarenando de 630 a 638 m. levantó niple de aguja a 400 m. dió 3 horas de reposo, bajó niple de aguja a 638 m., circulando agua dulce y saliendo arena. Sacó niple de aguja 100% a la superficie.

13. Armó y metió aparejo de cedazos quedando tapón de 2 3/8 pg. a 637 m., 1 tramo de 2 3/8 pg. de 637.19 a 627.00 m., 1 tramo de cedazo de 626 a 618 m., 1 tramo de T.P. de 2 3/8 pg. de 618 a 611 m., 1 chismoso de 611 a 610 m., 1 tramo de T.P. 2 3/8 pg. de 610 a 604 m., una combinación de 2 7/8 a 2 3/8 pg. de 604.14 a 603.71., 1/2 junta bot de 603.71 a 602.61 m., invertidor de flujo de 602 a 600 m.

14. Engrava cedazo con 27 sacos de 50 kg. de arena otawa con una presión inicial de 100 lb/pg<sup>2</sup> de presión y final de 250 lb/pg<sup>2</sup>. Desconectó invertidor de flujo. Circula con lodo bentonítico de 1.01 gr/cc x 40 seg. para limpiar el pozo.

15. Sacó invertidor de flujo de 602.61 m., T.P. 2 7/8 pg. Metió 1/2 junta bot a 603 m. con un tramo de T.P. 2 7/8 pg. de 602 a 595 m., empacador Husky M-1 de 6 5/8 pg. 17-18 lb/pie a 593.69 m., BP-3 de 2 7/8 pg. a 593 m. Enchufó 1/2 junta bot a 603 m. y ancló empacador Husky 6 5/8 pg. 17-32 lb/pie a 593.69 m. con 3 toneladas de peso. Con unidad de línea de acero bajo caja ciega de 1 5/8 pg. donde checó enchufe a bot a 603 m. bajo a 637 m. desplazó lodo

bentonítico de 1.01 gr/cc x 40 seg con agua dulce de 593 m. Sacó 1/2 junta B.P.3 de 2 7/8 pg con T.P. 2 7/8 pg.

16 Con unidad loomis de PEMEX, probó cabezal S-900 con 3000 lb/pg<sup>2</sup>. Metió aparejo de bombeo mecánico con T.P. 2 7/8 pg. probando las juntas con unidad loomis con 210 kg/cm<sup>2</sup>.

17. Instaló válvula maestra, quedó tapón de 2 3/8 pg a 538.34 m., ancla de gas de 3 pg. a 537.99 m., zapata candado de 2 pg a 533.08 m., 1 tramo de T.P. de 2 3/8 pg a 532.98 m., combinación de 2 3/8 a 2 7/8 pg a 525.50 m.

18. Eliminó piso, preventor Cameron S-1500 con brida. Con unidad Loomis probó cuerda integral de la brida de la válvula maestra con 3000 lb/pg<sup>2</sup>. Instaló manifold de bombeo mecánico y metió bomba de inserción número 7031-20-125-RHBM-12-4-004 con varillas de 3/4 pg. llenó pozo por T.P. 2 7/8 pg con agua dulce.

19. Observa pozo con aparejo de bombeo mecánico descargando agua dulce a la atmósfera con 15 kg/cm<sup>2</sup>.

20. Con pozo operando a la batería se procede a dismantelar el equipo.

2.6 PROGRAMA DE REPARACION MENORMAL POZO EL PLAN 175.

PETROLEOS MEXICANOS

ZONA SUR

DISTRITO EL PLAN, VER.

DEPTO. INGRIA. SIST. DE PRODUCCION.

PROGRAMA DE REPARACION MENOR.

CAMPO: EL PLAN

POZO NUMERO 175

FECHA: ABRIL-11-1989

I. ESTADO ACTUAL.

Profundidad total.....992.70 m.  
T.R. 18 pg. 85 lb/pie.....0.00 a 20.60 m.  
T.R. 10 3/4 pg. J-55, 20 lb/pie.....0.00 a 455.61 m.  
T.R. 8 5/8 pg. J-55, 20 lb/pie.....0.00 a 990.66 m.  
PROFUNDIDAD INTERIOR (TAPON DE CEMENTO).....586.00 m.  
Intervalo abierto.....578-5556y534-512m.

II. APAREJO DE PRODUCCION.

Empacador HUSKY M-1 8 5/8 pg ,20-32 lb/pie.....490.50 m.  
mandril KBM 2 pg. obturado.....480.83 m.

VAL.	MARCA	TIPO	ASIENTOS	CAL. (lb. pg2)	PROFUNDIDAD
1	CAMCO	CP-3	3/8 pg	630	479.83 m.
2	CAMCO	CP-3	3/8 pg	640	290.00 m.

T.P. 2 3/8 pg Arbol de válvulas: EPN Serie: 600

ELEVACION DE LA MESA ROTARIA AL CABEZAL DE 10 3/4 pg a 3.40 m.

### III. ANTECEDENTES:

Pozo fuera de operación por: Arenamiento intenso.

Ultimo aforo:

Aceite neto 5 m<sup>3</sup>/día  
RGA 185 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>  
RGIL 350 m<sup>3</sup>/día  
Agua 12%

REGISTRO DE PRESION DE FONDO ESTATICO: ENERO-23-1989.

Presión a 100 m. 28.10 kg/cm<sup>2</sup>

Presion a 585.5 m. 32.40 kg/cm<sup>2</sup>

Nivel de aceite a 522 m.

Nivel de agua-----

Grádiente a 100 m. 0.0023 kg/cm<sup>2</sup>/m

Grádiente a 585.00 m. 0.0455 kg/cm<sup>2</sup>/m

Reserva original: 15750 m<sup>3</sup>

Produc. Acumulativa: 4042 m<sup>3</sup>

Observaciones: Producción acumulada hasta feb-28-1989.

IV. OBJETIVO. Conversión a bombeo neumático y meter cedazo con zapata (turbo jet).

### V. PROGRAMA.

1. Depresionar pozo, y se utilizará como fluido de control agua dulce.
2. Recuperar aparejo de producción de bombeo neumático, eliminando los tramos que estén en malas condiciones, marcar las válvulas con

el número del pozo y el orden como fueron introducidas.

3. Limpiar y reconocer profundidad interior a 586.00 m., desarenando en caso necesario.

4. Meter T.P. de 2 3/8 pg verificando su diámetro interior y probando con presión sus juntas, dejando empacador para T.R. de 6 5/8 pg 20-32 lb/pie a 490.00 m., válvulas de bombeo neumático CAMCO con diámetro de orificio en su asiento de 3/8 pg distribuidas y ajustadas como se indica:

NUM. VALVULA	PROFUNDIDAD (m)	PRESION DE APERTURA A 60 F (lb. pg <sup>2</sup> )
1	480.00	690
2	300.00	700

5. Instalar conexiones superficiales de control, mismas que deberán quedar en sus condiciones originales completas sin fugas y limpias.

6. Inyectar gas y observar la correcta operación del aparejo a la batería de separación correspondiente, sondeando en caso necesario.

7. Entregar a la bodega de producción en horas hábiles el aparejo de bombeo neumático recuperado.

NOTA: Programa sujeto a modificaciones durante su desarrollo.

#### DESARROLLO DE OPERACIONES:

1. Transportó equipo 100% e instaló 100%.

2. Con unidad de línea de acero PEMEX calibró con 1 27/32 pg.

profundidad interior a 553.00 m. abrió KBM 2 3/8 pg a 488 m. y checó nivel a 260.00 m.

3. Con unidad Loomis PEMEX probó ensamble de estrangulación, líneas superficiales y múltiple de circulación con  $210 \text{ kg/cm}^2$ . Trató de circular con agua dulce directo sin éxito, circuló inverso desalojando arena con aceite y agua. Observó pozo abierto a la atmósfera sin manifestar gas, quitó medio árbol de válvulas S-600, instaló carrete adaptador S-600 a S-1500 100%.

4. Trató de desanclar conector sin éxito por arenamiento, con jalón de 20 toneladas. Con circulación directa y jalón de 15 toneladas, despegó empacador, circuló pozo con agua dulce desalojando poca arena, sacó aparejo de bombeo neumático 100%, saliendo el empacador Husky M-1 completo.

5. Metió niple de aguja 2 3/8 pg hasta 553 m., donde checó arena, con circulación y fluido de baja densidad  $0.98 \text{ gr/cc} \times 70 \text{ seg.}$  bajó desarenando hasta 576.00 m., checando resistencia franca a 576.00 m. desalojando arena. Circuló hasta salir limpio el fluido de baja densidad. Levantó T.P. a 550.00 m. Dió tiempo de reposo y bajó niple de aguja y checó profundidad interior a 578.00 m. Desplazó fluido de baja densidad por agua dulce. Sacó niple de aguja 100%.

6. Probó con propesa cabezal S-600 y válvula del árbol con  $140 \text{ kg/cm}^2$ .

Por cambio de programa se le instalará aparejo, de bombeo mecánico y se engravara cedazos.

7. Armó y metió aparejo de cedazos quedando tapón extremo 2 3/8 pg a 576.00 m, 2 cedazos HS 2 3/8 pg de 19 m. a 557.00m., 3 tramos de T.P. de 2 3/8 pg 26.25m. a 530.75 m., junta de tensión calibrada a  $15000 \text{ lb/pg}^2$ . a 530.51 m, 2 cedazos HS 2 3/8 pg 19.00m. a 511.51 m.

1 tramo de 2 3/8 pg de 7.90m. a 503.61 m, 1 cedazo corto 'chismoso' de 98 cm. a 502.63m, 1 tramo de T.P. de 2 3/8 pg. de 7.70 m. a 494.93 m, BOT DE 3 1/16 pg a 493.74 m, invertidor de flujo para T.R. de 6 5/8 pg. con 9 tramos de tubería de 1 pg. con longitud de 53.5 m. y T.P. de 2 3/8 pg. hasta hacer ajuste a 576.00m. Instaló unidad engravadora.

8. Con bomba del equipo y unidad engravadora efectuó engravamiento de cedazos con presión inicial de 200 lb/pg<sup>2</sup> y final de 400 lb/pg<sup>2</sup> observandose circulación de grava por línea de flote, soltó invertidor de flujo y circuló a la atmósfera 2 sacos de grava. Sacó invertidor de flujo con copas dañadas y tubería de 1 pg 100%.

9. Metió 1/2 BOT 3 1/16 pg. con guía soldada de 5 1.2 pg, empacador Husky M-1 6 5/8 pg. de 20 a 24 lb/pie, BP-3 2 7/8 pg, checando resistencia a 494.69 m, conectó flecha y circuló. Enchufando 1/2 BOT y anclando empacador con 3 toneladas de peso, probó con 70 kg/cm<sup>2</sup>. Quedó Husky M-1 a 490.00 m. con unidad de línea de acero calibró con 1 27/32 pg libre hasta 573.00m. Desconectó 1/2 BP-3 sacó la superficie 100%, quedó 1/2 BP-3 2 7/8 pg. a 489.40m.

10. Metió ancla de gas de 5 pg. con conexión 2 3/8 pg. quedando tapón extrmo a 487.52 m. ancla de gas de 5 pg. a 483.26 m., 1 tramo de T.P. 2 3/8 pg. a 473.18 m., zapata candado de 2 pg. a 472.00 m. y T.P. de 2 3/8 pg. Instaló bola colgadora provisional y mete bomba sargent 7019-20-125-RHBM-12-4-004 EPV con varillas de 3/4 pg. hasta la zapata candado a 472.00m. Instaló varilla pulida de 1 pg y acondicionó válvula.

11. Desmantela equipo.



### 3. FLUIDOS DE CONTROL.

Un mal empleo de sistemas de fluidos de control en la operación de perforación, terminación y reparación de pozos, trae como consecuencia una permanente y serio daño a la formación.

Cabe mencionar, que se utilizará constantemente el término 'lodos de perforación' para denominar estos fluidos.

#### 4. FUNCIONES DE LOS RECORTES DE LA FORMACION.

- 4.1 Arrastrar los recortes de la formación a la superficie.
- 4.2 Controlar las presiones subsuperficiales.
- 4.3 Enfriar y lubricar la sarta de perforación.
- 4.4 Limpiar el fondo del agujero.
- 4.5 Proporcionar protección a la productividad de la formación.

#### 4.1 ACARREO DE LOS RECORTES DE LA FORMACION.

La función esencial del lodo, es limpiar el agujero. Los sólidos perforados, generalmente tienen una densidad de 2.3 a 3.0 gr/cc. mayor que la del lodo, por lo que estos tienden a asentarse en el lodo que se encuentre en el espacio anular, lo cual se evita circulando a una velocidad suficiente e impartiendo una viscosidad adecuada.

#### 4.2 CONTROL DE LAS PRESIONES SUBSUPERFICIALES.

Cuando se encuentra una formación permeable, el fluido contenido dentro de ella esta bajo una presión generalmente en función de la profundidad del pozo. Normalmente el peso del agua y

los sólidos incorporados de la formación, son suficientes para balancear las presiones, sin embargo, algunas veces se requiere adicionar al lodo materiales pesados para balancear las presiones anormales existentes en la formación.

#### 4.3 ENFRIAMIENTO Y LUBRICACION DE LA SARTA DE PERFORACION.

La lubricación y el enfriamiento de la sarta de perforación, son funciones importantes del lodo. Los problemas de tensión, fricción y pegadura por presión diferencial, están relacionadas con la parte de perforación y herramienta para desarenar.

#### 4.4 LIMPIEZA DEL FONDO DEL AGUJERO.

Este es un deber del fluido, con el objeto de alcanzar la máxima eficiencia. En general, la limpieza del fondo del agujero, se mejora con fluidos delgados a altas velocidades, esto significa que los fluidos viscosos pueden ser buenos si poseen buenas características de adelgazamiento en las profundidades a que se encuentran por efecto de temperatura.

#### 4.5 PROTECCION DE LA PRODUCTIVIDAD DE LA FORMACION.

Al utilizar lodo en las intervenciones, siempre hay invasión de fluido hacia la formación y éste puede ser minimizado al reducir la pérdida de fluido de control.

Actualmente una limitación es el empleo de sustancias químicas como aditivos de los fluidos de control.

#### 5. COMPOSICION DEL LODO.

Más que una propiedad del lodo, es una característica de la cual dependen las propiedades mencionadas anteriormente y que es

función del tipo de lodo en particular, las siguientes determinaciones son:

a) Contenido de Arena. El contenido de arena, se determina por lixiviación, asentamiento y clasificación de mallas; de las tres, se prefiere el último por su simplicidad y mide el volumen de arena, incluyendo los espacios vacíos entre las partículas, como el porcentaje del volumen del lodo.

El dispositivo empleado, es un tubo calibrado de 0 a 20% en volumen, un embudo y un tamiz con una malla número 200. Se vacía el lodo en el tubo hasta la marca lodo, se agrega agua hasta la marca límite de agua y se agita vigorosamente, se vacía el contenido del tubo a través del tamiz y midiendo la cantidad de arena como en % en volumen.

b) Contenido de líquidos y Sólidos. Esta medición es muy importante para el control para las propiedades del lodo y para su determinación, se utiliza la retorta; se vacía una cantidad de lodo en la celda, generalmente 10 ó 20 ml., se calienta durante un cuarto de hora a una temperatura elevada para que todos los componentes líquidos se evaporicen y éstos se condensen y se reciben en una probeta graduada en %. Los sólidos suspendidos o disueltos, se calculan restando del 100% de la cantidad de líquidos obtenidos.

## 6. LODOS BASE-AGUA Y BASE-ACEITE.

### LODO BASE-AGUA.

Lodos de agua dulce (menos de 1% de NaCl y menos de 120 PPM. de Ca<sup>++</sup>).

Bajo PH Fosfatos (PH A B. 5).

Estos lodos contienen polifosfatos para el control de viscosidad y gelatinosidad. El tratamiento dispersa la fracción coloidal de los sólidos en el lodo, permitiendo mayor densidad, mas baja viscosidad y gelatinosidad, pérdida de filtrado menor y enjarres delgados. Se agregan generalmente taninos para el control de las propiedades.

Los polifosfatos son inestables a las altas temperaturas que se encuentran en las profundidades de los pozos y pierden su propiedad de adelgazadores de lodo.

Estos lodos son floculados cuando se contaminan en cantidades apreciables con cemento, sal o sulfato de calcio.

#### 7. QUEBRACHO SOSA (PH de 8.5 a 10.5 ).

También se les conoce con el nombre de 'lodos rojos', debido al color del filtrado y del lodo por el tratamiento; actualmente ésta consistente en la adición de taninos, ciertas ligninas y adelgazadores húmicos; una variante es la adición de polifosfatos cuando el PH es menor de 10.

#### 8. LODOS DE ALTO PH ( PH de 8.5 a 10.5 ).

Estos lodos se preparan aumentando el PH del sistema anterior, con el cual se aumenta la resistencia del lodo a la floculación. Si requiere alta densidad es preferible utilizar un lodo con calcio de alto PH.

#### 9. LODOS SALADOS ( MOMOVALENTES DE 1% DE NaCl O MAS ).

Son usados para perforar domos salinos y algunas veces cuando se encuentre agua salada. La suspensión es difícil debido a la floculación de las arcillas y se utiliza ATAPULGITA para mejorar

esta propiedad.

#### 10. LODOS CALCICOS.

Estos lodos contienen calcio como elemento esencial del sistema. Este elemento se puede agregar como cal hidratada, cemento, sulfato de calcio, cloruro de calcio o pueden incorporarse al sistema cemento, anhidrita o yeso.

#### 11. LODOS DE BAJOS SOLIDOS.

Este tipo de lodo es el que se ha introducido recientemente, en el cual se ha sustituido o disminuido la cantidad de bentonita, mediante la adición de polímeros, de tal manera que, se ha disminuido hasta el 7% en volumen. Estos sistemas se les conoce como 'no dispersos'. Principalmente se utiliza en material deleznable.

#### 12. LODOS EMULSIONADOS.

Estos lodos se preparan adecuando aceite a un bache de agua, el cual el aceite es la fase dispersa y el agua la fase continua, se puede utilizar agua dulce o agua salada. La única propiedad que cambia es el peso del sistema debido al aceite que se agrega.

#### 13 LODOS BASE-ACEITE.

En estos lodos el aceite es la fase continua y el filtrado es únicamente aceite. Pueden formularse con bajo contenido de agua (3 a 5% en volumen), como para solubilizar totalmente los materiales solubles en agua, empleados en la formulación. También se puede emulsionar una cantidad variable de agua de 20 a 70% de tal manera que el lodo se puede clasificar como una emulsión de agua en

aceite, llamada comunmente 'emulsion inversa'. La cantidad de agua incorporada, depende de varios factores, como son: La temperatura encontrada en el fondo del agujero y los requerimientos operacionales durante el flujo.

Lo importante del lodo de base-aceite, es que no hidrata las lutitas y arcillas sensibles al agua.

#### 14. INCRUSTACIONES Y DEPOSITOS DE SALES SOLUBLES.

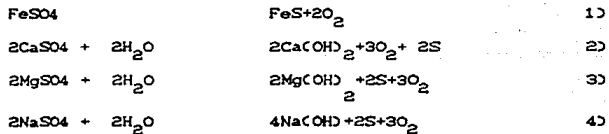
Durante la explotación de la formación productora, la fase acuosa que fluye en el aceite tiene sales disueltas tales como bicarbonato, sulfato de calcio y magnesio; al haber una caída de presión debida al flujo del yacimiento a la superficie por tal razón la baja de temperatura, se producen cambios físico-químicos en la concentración y composición química de la fase acuosa.

#### 15. DESVENTAJAS QUE PRESENTAN UTILIZAR FLUIDOS CON CARACTERÍSTICAS NO CONOCIDAS.

El agua como fluido de control, contiene sales disueltas como:  $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$ ,  $\text{Mg}(\text{HCO}_3)_2$ ,  $\text{CaSO}_4$  y sólidos insolubles suspendidos. Esta agua al llegar al yacimiento se calienta y los  $(\text{HCO}_3)$  se descomponen precipitando su cristalización. Estas sales precipitadas disminuyen la permeabilidad y en consecuencia aumentan la presión.

En el pozo también puede haber bacterias que se producen en el interior de la formación por encontrarse en un medio adecuado de temperatura. Este tipo de bacterias se alimentan del oxígeno que tienen los sulfatos solubles, tales como:  $\text{FeSO}_4$ ,  $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{MgSO}_4$ ,  $\text{NaSO}_4$ , reduciéndolos a los siguientes compuestos:

Reacciones químicas por acción bacteriana en medio acuoso:



De acuerdo a las 4 expresiones anteriores se producen precipitados, los cuales vienen a reducir la permeabilidad.

#### CAPITULO IV.

#### SELECCION DE LA MALLA DEL CEDAZO Y TAMANO DE LA GRAVA

##### 1. SELECCION DE LA APERTURA DEL CEDAZO.

a) SELECCION DE LA APERTURA DEL CEDAZO CUANDO SE UTILICE PROCEDIMIENTO CONVENCIONAL DE COLOCACION.

b) SELECCION DE APERTURA DEL CEDAZO CUANDO SE UTILICE PROCEDIMIENTO DE COLOCACION DE EMPACAMIENTO CON GRAVA.

##### 2. SELECCION DEL TAMANO DE LA GRAVA.



## CAPITULO IV

### SELECCION DE LA MALLA DEL CEDAZO Y TAMANO DE LA GRAVA.

#### 1. SELECCION DE LA APERTURA DEL CEDAZO.

La selección adecuada de la apertura del cedazo, es básica para obtener un control eficaz de la arena. así como se debe considerar que procedimiento de colocación del cedazo se va emplear. Brevemente se describe la selección de la apertura del cedazo para el procedimiento convencional y el de empacamiento con grava.

a). Selección de la apertura del cedazo cuando se utilice el procedimiento convencional de colocación.

El primer paso para la selección de la apertura del cedazo es la obtención de muestras de la formación. Es recomendable que los volúmenes de muestra que se recuperen sean aproximadamente de 400 a 500 gr. y a la profundidad de 1.5 a 2.5 m. a partir del nivel que tenga la arena dentro del pozo.

Las muestras de arena recuperadas, se lavan, se secan y a continuación se pasan por un conjunto de tamices de la serie Tyler. El peso de la arena retenida en cada tamiz se registra y se resta al porcentaje acumulativo de retención. La apertura seleccionada será aquella que pueda retener aproximadamente del 10 al 20% de arena del intervalo productor. En el pozo, estos granos grandes, formarán un empaque natural de grava alrededor del cedazo e impedirá el paso de los granos finos.

b).SELECCION DE LA APERTURA DEL CEDAZO CUANDO SE UTILICE EL PROCEDIMIENTO DE COLOCACION CON EMPACAMIENTO CON GRAVA.

Cuando se utilice el procedimiento de colocación con empacamiento

de grava, la selección de apertura de cedazo deberá hacerse considerando el tamaño de la grava que se va a emplear.

La falta de éxito de muchos de los primeros intentos de empacamiento con grava puede atribuirse en gran parte al uso de material demasiado grueso.

Las primeras investigaciones se encaminaban a la determinación tanto del efecto de la granulometría de la grava relacionado con la granulometría de la arena del estrato, como de la succión por la cual se formaba una especie de puente de arena dentro de los espacios entre el empaque de grava.

En el curso de estas investigaciones, se encontró que la granulometría de la arena y en el 10% de la gráfica (figura 4.1), de análisis de la misma, es el que gobierna la formación del puente de arena alrededor del cedazo. Este mismo tamaño se utilizó como punto de referencia en los experimentos realizados para precisar las aperturas adecuadas del cedazo y para determinar el tamaño de la grava apropiado para el empacamiento de los cedazos.

Según lo indicaban los experimentos efectuados, los granos mas grandes de una arena clasificada para empaque de grava, no deberán ser mayores que (13) veces el tamaño de arena al punto 10% de la gráfica del análisis de la arena del estrato productivo.

Posteriormente se estudiaron otros factores que afectan la formación del puente de arena dentro del empaque de grava, tales como la velocidad de flujo, la viscosidad del fluido y la temperatura del fondo del pozo.

La capacidad del fluido para arrastrar la arena, aumenta en proporción directa con la viscosidad del mismo, consecuentemente para un estrato productivo una menor relación del tamaño de la grava al de la arena puede ser conveniente en los casos de altos

TABLA QUE NOS SIRVE PARA HACER LA SELECCION DEL TAMAÑO DE ARENA Y APERTURA DEL CEDAZO

DIAMETRO DE OPERACION EN PULGADA	% RETENIDO EN GRANOS		RETENCION ACUMULATIVA % TOTAL
.020	-	-	-
.018	0.1	0.1	0.1
.014	0.1	0.1	0.2
.012	0.6	0.8	1.0
.010	4.7	8.2	7.2
.008	24.6	32.4	39.6
.006	29.3	38.9	78.8
.004	10.4	13.8	92.3
	3.8	7.7	100.0
	75.4	100.0	-

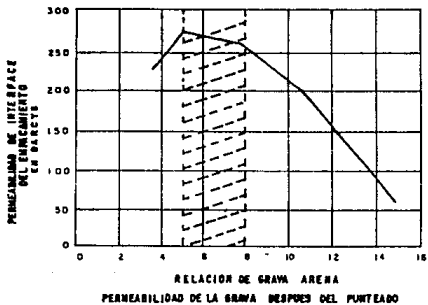


FIG. 4.1

volumenes o aceite de alta viscosidad.

En términos generales se encontró que para la mayoría de estratos productivos con problemas de arenamiento, el empleo de grava con un tamaño de 5 u 8 veces mayor que el tamaño de los granos de arena correspondientes al percentil 10 (diez), permite excluir la arena de la formación sin disminuir la productividad del pozo.

## 2. SELECCION DEL TAMAÑO DE LA GRAVA.

De acuerdo a lo expuesto en el último párrafo, a continuación se hace una selección del tamaño de grava y apertura del cedazo, tomando como base el siguiente análisis:

TAMAÑO DEL TAMIZ (pg)	PESO DE LA MUESTRA RETENIDA		% TOTAL ACUMULADO DE LA MUESTRA RETENIDA
	GRANOS/TRAZO %		
0.020	-----	-----	-----
0.016	0.1	0.1	0.1
0.014	0.1	0.1	0.2
0.01	20.6	0.8	1.0
0.010	4.7	6.2	7.2
0.008	24.4	32.4	39.6
0.006	29.3	38.9	78.5
0.004	10.4	13.8	92.3
CACEROLA	5.8	7.7	100
TOTAL	74.4	100	---

El tamiz que puede retener por lo menos el 10% de las muestras es el que tiene una apertura de 0.008 pg, por lo que, el tamaño de la grava sera:

$$5 \times 0.008 = 0.040 \text{ pg}$$

$$8 \times 0.008 = 0.064 \text{ pg}$$

El tamaño de grava que se dispone en el mercado y la que mas se acerca a la requerida es la de 0.040'' y 0.060'', la apertura del cedazo se selecciona para que sea capaz de retener hasta la grava.

Usualmente se escoge una apertura de cedazo que sea la mitad del tamaño de la grava mas pequena que se haya seleccionado. En este caso, un cedazo con apertura de 0.020'' debe ser empleado.

Pruebas de laboratorio efectuadas con relación a la productividad con empacamiento, manifiestan que la grava de forma redonda causa menor caída de presión que la grava de forma angular. Desde el punto de vista de la eficiencia de acarreo de las partículas de grava hacia el interior del intervalo productor la esfericidad de las mismas, incrementan dicha eficiencia, aunque esto no se confirme con granos menores de 0.010 a 0.020''.

## CAPITULO V

EQUIPO SUBSUPERFICIAL Y SUPERFICIAL UTILIZADO EN LA COLOCACION DE CEDAZOS.

### 1. DESCRIPCION DEL EQUIPO SUBSUPERFICIAL.

#### 1.1. PROCEDIMIENTO CONVENCIONAL.

- a) TAPON EXTREMO INFERIOR.
- b) CEDAZO LARGO.
- c) TRAMO DE LA T. P.
- d) CEDAZO DELATOR.
- e) CENTRADORES.
- f) MEDIA JUNTA SOLTADORA.
- g) CONECTOR SOLTADOR.
- h) EMPACADOR.
- i) T. P. CON APAREJO.

#### 1.2. PROCEDIMIENTO DE EMPACAMIENTO CON GRAVA.

A) EQUIPO SUBSUPERFICIAL CUANDO SE EMPLEA INVERTIDOR DE FLUJO DE COPAS

- a) TAPON EXTREMO INFERIOR.
- b) CEDAZO LARGO.
- c) TRAMO DE T. P.
- d) CEDAZO DELATOR O CORTO.
- e) MEDIA JUNTA SOLTADORA.
- f) CENTRADORES.
- g) INVERTIDOR DE FLUJO DE COPAS.
- h) EMPACADOR.
- i) T. P. CON APAREJO.

B) EQUIPO SUBSUPERFICIAL CUANDO SE EMPLEA INVERTIDOR DE FLUJO TIPO

HIDRAULICO.

- a) ZAPATA.
- b) VALVULA DE CIRCULACION INVERSA.
- c) TUBERIA LAVADORA.
- d) CEDAZO LARGO.
- e) TRAMO DE T. P.
- f) CEDAZO DELATOR O CORTO.
- g) TRAMO DE T. P.
- h) CENTRADORES.
- i) MEDIA JUNTA SOLTADORA.
- j) INVERTIDOR DE FLUJO TIPO HIDRAULICO.
- k) EMPACADOR.
- l) T. P. CON APAREJO.

2. DESCRIPCION DEL EQUIPO SUPERFICIAL.

- a) EQUIPO DE BOMBEO.
- b) MEZCLADOR.
- c) CABEZAL DE BOMBEO.
- d) CONEXIONES.

## CAPITULO V

### 1. DESCRIPCION DEL EQUIPO SUBSUPERFICIAL

El equipo de herramientas variará de acuerdo al procedimiento de colocación del cedazo que se emplee, ya sea el procedimiento convencional o el empacamiento con grava.

#### 1.1 PARA EL PROCEDIMIENTO CONVENCIONAL GENERALMENTE SE UTILIZA:

- a) Un tapón extremo inferior, ( en caso de que la profundidad interior esté mas allá de los dosparos ).
- b) Cedazo largo.
- c) Tramo de tubería de producción.
- d) Cedazo delator o corto.
- e) Centradores.
- f) Media junta soltadora.
- g) Conector soltador.
- h) Empacador.
- i) Tubería de producción con aparejo adecuado.

#### DESCRIPCION:

- a) TAPON EXTREMO INFERIOR. Es un tramo de tubería de producción, cerrado en uno de sus extremos en forma redonda para evitar que los fluidos penetren por la parte inferior, la longitud de éste está en función de la profundidad interior.
- b) CEDAZO LARGO. Se trata de un tubo ranurado o perforado entorchado con una malla de alambre enrollado en forma de espiral, soldado al tubo con cordones de estaño longitudinalmente los diámetros que existen en la actualidad por ser mas versátiles son de 2 3/8 y 2 7/8 pg. y la longitud está en función del intervalo disparado.



- c) TRAMO DE TUBERIA DE PRODUCCION. Esta es colocada entre el cedazo largo y el delator y este a la media junta soldadora.
- d) CEDAZO DELATOR. Tiene las mismas características del cedazo largo, su longitud es de 3 pies aproximadamente ( 1 metro ).
- e) CENTRADORES. Es un cilindro de plástico de 5 7/8 pg de longitud con un diámetro de 2 3/8 pg. Esta seccionado a la mitad y se acopla al aparejo con tornillos, tiene una aleta que dan un diámetro de 5 1/2 pg las cuales sirven para centrar el aparejo, a la vez para evitar daños al entorchado del cedazo.
- f) MEDIA JUNTA SOLTADORA. Es una herramienta de 43 pg de longitud, 2 3/8 pg de diámetro interior, tiene una rosca izquierda hembra.
- g) CONECTOR SOLTADOR. En la parte baja tiene una cuerda macho o piñon que va roscada a la media junta soldadora, con su cuerda izquierda que suelta con 8 ó 10 vueltas a la derecha, la parte superior lleva una cuerda que se acopla a la tubería de producción.
- h) EMPACADOR. Es un dispositivo que empaqa a la tubería de revestimiento y sirve para controlar los fluidos de la formación y así encausarlas por el aparejo de producción conveniente, debe ser del tipo semipermanente.
- i) TUBERIA DE PRODUCCION CON APAREJO ADECUADO. Cuando el yacimiento aporta demasiada arena y no es posible desarenar, se procederá a emplear una zapata tipo 'K' modificada para lograr el objetivo. En caso de emplear el procedimiento de grava para colocar el cedazo, el equipo subsuperficial estará definido por el invertidor de flujo utilizado.
- 1.2 PROCEDIMIENTO DE EMPACAMIENTO CON GRAVA.
- A) EL EQUIPO SUBSUPERFICIAL CUANDO SE EMPAQA EL INVERTIDOR DE

FLUJO DE COPAS CONSTA DE:

- a) Tapón extremo inferior.
- b) Cedazo largo.
- c) Tramo de tubería de producción.
- d) Cedazo delator o corto.
- e) Tramo de tubería de producción.
- f) Media junta soltadora.
- g) Centrales.
- h) Invertidor de flujo de copas.
- i) Empacador.
- j) Tubería de producción.

Los incisos a,b,c,d,e,f,g,j,i ya están descritos en el equipo de herramientas del procedimiento convencional en el punto 1.1 de este capítulo.

h) INVERTIDOR DE FLUJO DE COPAS. Consta de 3 secciones definidas que son conector soltador, cuerpo hidráulico y parte mecánica.

El conector soltador lleva una cuerda macho de pifón, el cual tiene una cuerda izquierda donde va la media junta soltadora que suelta con 8 y/o 10 vueltas a la derecha.

El cuerpo hidráulico está formado por dos tubos concéntricos a 12 pg del conector soltador, se encuentran 3 orificios que atraviezan las 2 paredes de los tubos para enviar el fluido al espacio anular. Arriba de las capas de hule se encuentra un tubo perforado que regresa el fluido al espacio anular de los tubos concéntricos.

La parte mecánica consta de dos copas de hule de 3 1/2 pg de longitud por 6 5/8 pg de diámetro, estas actúan cuando detectan la presión de circulación, anclándose a la tubería de revestimiento.

B) EL EQUIPO SUBSUPERFICIAL CUANDO SE EMPLEA EL INVERTIDOR DE FLUJO TIPO HIDRAULICO CONSTA DE:

- a) Zapata.
- b) Válvula de circulación inversa.
- c) Tubería lavadora.
- d) Cedazo largo.
- e) Tramo de tubería de producción.
- f) Cedazo delator o corto.
- g) Tramo de tubería de producción.
- h) Centradores.
- i) Media junta soltadora.
- j) Invertidor de flujo tipo hidráulico.
- k) Empacador.
- l) Tubería de producción con aparejo adecuado para su operación.

Los incisos d,e,f,h,i,k,l. no se describen por estar desglosados en el punto 1.1 de este capítulo.

a) ZAPATA. La zapata tipo 'K' es un tubo de 19 1/2 pg de longitud por 3 1/2 pg de diámetro. En el extremo inferior redondeado lleva una aleta en forma de 'V' que le sirve para no atorarse facilmente. tiene 4 orificios de 1/2 pg ; en el interior tiene un check que facilita la circulación hacia afuera. la modificación de la zapata consiste en llevar una reducción de 1 3/4 pg, en el interior tiene unos orrins para acoplar el asiento de la válvula de circulación inversa.

b) VALVULA DE CIRCULACION INVERSA. Mide 4 pg aproximadamente de longitud, 1 3/4 pg de diámetro, como ya se dijo asienta en la reducción de la zapata y abre automáticamente cuando alcanza una presión de 200 lb/pg<sup>2</sup> en el extremo superior se acopla a la tubería lavadora.

c) TUBERIA LAVADORA. Es de 1 1/4 pg de diámetro, su fabricación es de normas y pesos ordinarios, la longitud está en función del cedazo largo, se conecta al soltador.

j) INVERTIDOR DE FLUJO HIDRAULICO. Consta de 3 secciones que son conector soltador, cuerpo hidráulico y unidad mecánica de anclaje, mide 19.63 pies. El conector es una herramienta que lleva una cuerda hembra de 1 3/4 pg es donde va conectada la tubería lavadora y la cuerda macho es una cuerda izquierda donde va conectada la media junta soltadora que suelta con 8 y/o 10 vueltas a la derecha.

CUERPO HIDRAULICO. Son 2 tubos concéntricos que pasan a través de la parte mecánica del empaque, arriba de la cual el tubo exterior va perforado con orificios de 3/4 pg, distribuidos de tal forma que no debilitan la pared del mismo. Mide 5 1/4 pg de diámetro, lleva unos orificios que atraviezan las dos paredes de tubería; además en su interior lleva una camisa deslizante; ésta es un tramo de tubo con 3 ranuras de 3/4 pg de ancho y 5 5/8 pg de longitud aproximadamente, lleva en la parte baja un candado que le sirve para anclarse cuando se esta operando. En el extremo superior lleva un asiento biselado para sentar una esfera de baquelita o un torpeado de bronce. Arriba del empaque lleva un tubo perforado de 11 pg de longitud por 3 1/2 pg de diámetro, la parte mecánica del invertidor opera igual que un empacador Brown

Weevill, el cual lleva unas jotas que con un ligero movimiento a la derecha sueltande los pernos y de las cuffas superiores al ir entrando al cono se anclan a la tubería de revestimiento y el objetivo se logra con una y media o dos toneladas de peso.

2. DESCRIPCION DEL EQUIPO SUPERFICIAL. El equipo superficial para obtener la energía necesaria al realizar las operaciones del del conjunto hidráulico de operación en la colocación de un cedazo, consta de un equipo de bombeo, mezclador, cabezal de bombeo y conecciones.

a) EQUIPO DE BOMBEO. El equipo de bombeo generalmente está formado por dos motores General Motors, Bomba National K-180, con sus respectivos cuerpos hidráulicos mecánicos y conexiones de succión de 8 pg y descarga de 2 a 3 pg. Este equipo de bombeo debe ser confiable y fácil de manejar, con una capacidad de 0.25 a 3 bl/min con presiones hasta de 500 lb/pg<sup>2</sup>, durante la operación, tanto los gastos como las presiones deben ser constantemente vigiladas.

b) MEZLADOR. Es un recipiente metálico diseñado para soportar 10000 lb/pg<sup>2</sup> de presión. La parte por donde se alimenta el mezclador tiene la forma de dos conos truncados, unidos por la parte truncada; el que esta con la base hacia arriba sirve para facilitar la alimentación de la grava y el otro unido al cilindro sirve para facilitar que selle con un cono metálico que sirve de tapa y está colgado de una palanca que al manipularse sella por medio de unos empaques de hule. La de fluidos se hace por la parte baja de dicho recipiente y llega por una tubería de 2 pg la cual tiene una reducción de 1/2 pg para aumentar la presión, la descarga la hace por una tubería de 2 pg de diámetro.

c) CABEZAL DE BOMBEO. Debe ser un preventor comúnmente usado en la intervención de los pozos, con sus válvulas adecuadas para prevenir el peso de la pedacera al establecer la circulación directa/inversa, a través de la tubería de producción. Estas deben ser de accionamiento rápido, de tal forma que al efectuar una circulación inversa se pare el bombeo solo el tiempo indispensable para cerrar la válvula y abrir otra, las instalaciones deben ser de fácil acceso.

d) CONEXIONES. Las conexiones chiksan de 2 a 3 pg de diámetro, están diseñadas para soportar altas presiones y en tal forma que se puedan conectar con otra fácilmente.

## CAPITULO VI

### RESULTADOS OBTENIDOS EN EL EMPLEO DE CEDAZOS EN EL CAMPO EL PLAN.

1. DIAS DE INTERVENCION EQUIPO CONVENCIONAL DE MANTENIMIENTO A POZOS.
2. MATERIAL USADO QUE SE QUEDA EN EL POZO.
3. EQUIPO PARA EMPACAR EL POZO.
4. RESULTADO DE LAS EROGACIONES.
5. VALOR DE LA RECUPERACION ADICIONAL.
6. UTILIDADES.

## CAPITULO VI

### RESULTADOS OBTENIDOS CON EMPLEO DE CEDAZOS EN EL CAMPO EL PLAN.

El empleo de cedazos en este campo, se hizo anterior a la expropiación petrolera y se carece de datos precisos de las técnicas empleadas para su colocación y tipos de cedazos que se emplearon, al hacerse la expropiación petrolera en el año de 1938; la mayoría de los expedientes se extraviaron, por lo tanto no se conoció con certeza los pozos que tenían y tienen cedazos y sus características y resultados obtenidos. Fue hasta el año de 1972 que se hizo un pequeño estudio para emplear cedazos, y los diferentes procedimientos empleados han servido para hacer un análisis de los que han dado mejor resultado y estos son:

Circulación inversa, invertidor de flujo de copas e invertidor de flujo hidráulico. Los otros procedimientos se han desechado por las razones que se exponen en el capítulo I de este trabajo.

De los resultados obtenidos, se hace un análisis de la inversión económica, de los pozos que se les instaló cedazo como son los que se presentan en la tabla (A), el volumen de los hidrocarburos y dividendos económicos reportados del campo. De lo expuesto anteriormente se observa en la gráfica (A) donde se muestra la producción del campo a partir de 1989, cuando hubo el incremento de producción por la instalación de cedazos, en la parte sombreada de las barras muestra el incremento de la producción. Y como veremos a medida que fué aumentando el número de pozos con cedazo aumentó el volumen producido por los pozos con cedazo. Para la justificación de la obra se presenta el análisis económico siguiente:

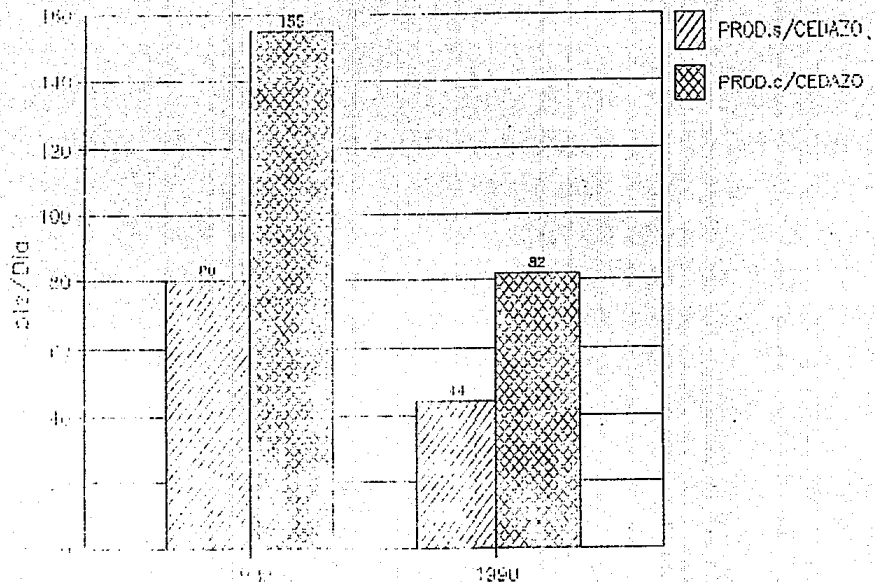


TABLA (A)

RESULTADOS OBTENIDOS CON LA INSTALACION DE CEDAZOS EN EL CAMPO "EL PLAN".

POZO NUM.	TIPO DE INTERV.	MALLA DEL CEDAZO.	ACEITE ACUMULADO (BLS.)	PRODUCCION ANTES DE LA INTERV. (BLS/DIA)	PRODUCCION ACTUAL (BLS/DIA)	FECHA DE INSTALACION.	INTERVALO ABIERTO N.	OBSERVACIONES.
FP-224	RBN	0.012	8 250	19	25	MAYO/89.	560-566	
EP-397	RBN	0.012	1 080	6	6	JUL/89.	1279-1284	PRESENTA POCA RECUPERACION DE NIVEL.
EP-452	RBN	0.012	2 190	19	6	ABR/89.	915-898	PRESENTA PROBLEMA DE PARAFINAMIENTO.
EP-175	CBN	0.012	38 325	30	105	ABR/89.	512-576	
EP-329	RBN	0.012	5 070	13	13	ENE/90.	1686-1695	SE LE COLOCAN 2 MANDRILES WRA.
EP-374	RBN	0.012	26 910	31	69	ENE/90.	627-630	
EP-455	RBN	0.012	2 730	6	13	SEP/89.	955-958	

GRAFICA ( A )  
INCREMENTO DE PROD. POR INST. DE CEDAZO



1. Dias de intervencion con equipo convencional  
de servicio a pozos.  
13 dias \* \$ 4525000.....\$ 58825,000  
N\$ 58825

2. Material utilizado que se  
queda en el pozo.....\$ 10371225  
N\$10371.225

3. Equipo empacar el cedazo.  
Cequipo de PEMEX) costo de operaci3n .....\$3511658  
N\$3511.658

TOTAL .....\$72707883  
N\$72707.883

Los resultados se tienen en un promedio de inversi3n por pozo.

4. Resultados de las erogaciones.  
Se han empacado 7 pozos en el campo de 1989 a 1990, con un  
promedio de N\$ 72707.883, los cuales nos da una erogaci3n de :

7 pozos \* N\$ 72707.883= N\$ 508955.180

Las utilidades se determinaran haciendo la diferencia entre el  
valor del volumen que se recuperar3 de hidrocarburos, de dichos  
pozos y las erogaciones por intervenci3n de los pozos.

5. Valor de la recuperaci3n adicional.  
237 bl/dia \* N\$ 3.100= N\$ 734.7 \$/dia  
dias para pagar la inversi3n de engravamiento.

N\$ 508955.180/734700 \$/día = 692.7 días

#### 6.Utilidades.

Por lo tanto un pozo empezará a obtener utilidades a los 98.9 días de operación con una utilidad de N\$735 por día

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

### CONCLUSIONES:

1. Con la instalación de cedazos disminuye la producción de arena, así como también los problemas en todas las instalaciones por donde pasa el aceite.
2. Los problemas de limpieza en las instalaciones se reducen en gran escala, disminuyendo el servicio de mantenimiento a pozos.
3. La compra y reposición de las piezas de las instalaciones disminuye en forma considerable.
4. La declinación de la producción del campo se logrará controlar cuando se sigan abarcando los problemas de arenamiento de todos aquellos pozos problema.
5. Con la instalación adecuada de cedazos en pozos problema de arenas, se logrará disminuir considerablemente la producción de esta, obteniéndose lo siguiente:
  - La vida productiva del pozo aumente y el equipo subsuperficial, se verá menos afectado por la erosión de la arena.
  - los trabajos de eliminación de arena en las instalaciones como líneas de escurrimiento separadores tanques, etc. serán menos frecuentes, lo cual trae un gran ahorro económico para PEMEX.

## RECOMENDACIONES.

1. Para establecer un control de arenamiento, es necesario:
  - Utilizar fluidos de control adecuados, durante la perforación y terminación del pozo, para evitar daños a la perforación.
  - Que los disparos no se encuentren obturados, ya que de esto depende en gran parte el éxito de cualquier método de control.
  - Obtener muestras de arenas de los pozos y considerar a cada uno como un problema diferente, ya que las condiciones dentro de cada pozo difieren entre sí.
2. Con las muestras de núcleos obtenidos efectuar el análisis granulométrico, para determinar la medida del cedazo adecuado y la grava.
3. Para mantener la producción del Campo, es necesario seguir utilizando los procedimientos de empacamiento con grava de los pozos que aportan arena.
4. Se recomienda engravar los pozos desde su terminación, además usar lodos para el control de la presión de la formación, como los que se especifican en el capítulo III de este trabajo, para evitar daños a la permeabilidad original.

BIBLIOGRAFIA.

BAKER; Sand.

Control Technology.

CEPSA.

Técnica de la limpieza de las formaciones y estimulaciones arenas (página 1 a 7 ).

COBERLY, C. J;

"Selección of Openin for Unconsolidable Sands" Drill and Prod. Prac. API 1973.

COBERLY, C. J. AND

WAGNER, E. M.

selection

"Some considerations in and instalation of gravel packs for oil wells", Petroleum Technology, AIME TECH, Pub num. 960 (aug. 1939).

DE VARGAS, Lourdes;

"Good sand control requiere propar fluid, gravel selection World Oil octuber 1982.

EXPEDIENTES DE POZOS

Expedientes del departamento de ingria. de produccion Sector operativo El Plan, ver.

HISA, HERRAMIENTAS

México D.F. 1985

INTERAMERICANAS, S. A.

MATTOX C. C. AND

CLOTHIER: AT.

Core analysis of unconsolidated  
and friable sands. SPE 4986,  
Houston October 1972.

NEAL, MARVIN R.

'Gravel Pack Evaluation',  
Journal of Petroleum Technology  
september 1983.

REPORTE DIARIO DE OPERACION

Reporte del departamento de  
Servicios a pozos  
Sector operativo El Plan, ver.