

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO



COMPLETACIONES CON GRAVA PARA
FORMACIONES NO CONSOLIDADAS

TESIS

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO DE PETRÓLEO

PRESENTADO POR:

CARLOS MARTÍN RAMÍREZ CASTAÑEDA

PROMOCIÓN 1988 - II

LIMA – PERÚ

2 002

DEDICATORIA

Este trabajo lo dedico a la mujer más importante en mi vida, mi Madre, por la lucha constante en cultivar los valores morales y éticos en la vida, su dedicación y apoyo para terminar mi carrera, y a mis hijos por su motivación.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a mis Padres, hermanos y amigos por haberme apoyado en la elaboración y culminación de este trabajo.

Asimismo, agradezco a mis maestros de esta casa de estudios por haberme instruido y encaminado en la carrera de mi profesión.

COMPLETACIONES CON GRAVA PARA FORMACIONES NO CONSOLIDADAS

1. **SUMARIO**
2. **INTRODUCCION**
3. **FLUJO EN MEDIO POROSO**
 - 3.1 **Flujo Radial**
 - 3.2 **Daño de Formación**
 - 3.3 **Tipos de Daño de Formación**
4. **CAUSAS Y EFECTOS DE LA PRODUCCION DE ARENA**
 - 4.1 **Naturaleza de la producción de Arena**
 - 4.2 **Efectos de la producción de Arena**
 - 4.3 **Factores que inciden a la producción de Arena en un pozo**
5. **PREDICCIÓN DE LA PRODUCCION DE ARENA**
 - 5.1 **Introducción**
 - 5.2 **Influencias operativas y Económicas**
 - 5.3 **Resistencia de la formación**
 - 5.4 **Otros medios para determinar la posible producción de Arenas**
6. **TECNICAS PARA EL CONTROL DE ARENA**
 - 6.1 **Métodos de Control**
 - 6.2 **Forros Ranurados y Rejillas**
7. **DISEÑO DE LA ARENA PARA EMPAQUE CON GRAVA**
 - 7.1 **Muestreo de la arena de Formación**
 - 7.2 **Análisis de Tamizado**
 - 7.3 **Dimensionamiento de la Arena con Empaque**
 - 7.4 **Características de la Arena de Empaque**

8. FORROS RANURADOS Y REJILLAS

8.1 Forros Ranurados

8.2 Rejillas

8.3 Rejillas Pre-empacadas

8.4 Calibre de Forros Ranurados y Rejillas

9. EQUIPOS DE COMPLETACION CON EMPAQUE DE GRAVA Y HERRAMIENTAS DE SERVICIO

9.1 Equipo de Completación

9.2 Herramientas de Servicio del Empaque con Grava

10. EMPAQUE CON GRAVA EN HUECO ABIERTO

10.1 Introducción

10.2 Pautas para la selección de candidatos al Empaque con Grava

10.3 Ventajas y desventajas de los Empaques con Grava

10.4 Empaque con grava tipo "Top Set"

11. TRABAJO DE CONTROL DE ARENA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA

11.1 Trabajo de control de Arena

11.2 Parte Económica

12. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

13. ANEXOS

14. BIBLIOGRAFÍA

CAPITULO 1

SUMARIO

El objetivo primario del presente Estudio es definir los conceptos básicos que nos permitan identificar cuando un pozo tiene problemas de control de arena, así como también seleccionar el diseño adecuado. Como resultado de esto, se conseguirá un pozo que maximice su productividad y longevidad de manera segura hasta que los recursos de hidrocarburos se agoten. Como se perfora o complete el pozo inicialmente influye en su desempeño a largo plazo. Por lo tanto, el perforar y completar un pozo utilizando en las operaciones, los procedimientos y técnicas mas avanzadas, se conseguirán un efecto importante en la productividad del pozo.

Los problemas de producción de arena en los pozos de gas y petróleo han existido desde que se inició la producción de petróleo. Durante la vida productiva de un pozo la arena fina de la formación empieza a venir junto con la producción del pozo en cantidades pequeñas, en formaciones deleznable la producción de arena es de todo el espesor productivo, que luego van en aumento hasta llegar a causar una variedad de problemas que son enumerados tales como:

- Deterioro del equipo de subsuelo, bombas, desgaste de varillas de producción.
- Entrampamiento de las herramientas tipo Packer, originando problemas de pesca.
- Debilitamiento de las paredes del casing por la erosión, se puede producir colapso del mismo.

- En pozos productores de gas, por efecto de presión, la arena actuaría como cortador.
- Acción abrasiva deteriorando las líneas de producción.
- Formación de puentes en el Tubing ocasionando que no halla producción en superficie.
- Deterioro de componentes de la Bateria, tanques de almacenamiento, manifold de producción.
- En ciertos lugares, al deshecho de la arena producida no se le puede eliminar fácilmente creando problemas de tipo ecológico.
- Excesivo número de servicios de pozos con la consiguiente pérdida económica tanto en barriles como en dólares, ya que cada vez que el pozo se arena requiere la utilización de un equipo para realizar trabajos de limpieza (Extraer equipo de subsuelo, varillas y tubing).

Para esto se ha desarrollado el siguiente trabajo de tesis, el cual se inicia con una introducción de los conceptos de Flujo Radial y daño a la formación, que es importante comprender en todo diseño de completación, posteriormente se hace un estudio de las causas, efectos de la producción de arena, que nos ayudará a definir el origen del aporte de arena y su solución; ya identificado el problema, se hace mención de las técnicas para el control de arena, y el diseño de la arena para el empaque, se muestran los Equipos, Herramientas y componentes utilizados en el trabajo a efectuar, para finalmente hacer la evaluación económica de un pozo el cual fue seleccionado para realizar este tipo de completación con empaque de grava.

CAPITULO 2

INTRODUCCION

2.1 OBJETIVOS

- ◆ Identificar pozos con problemas de producción de arena que dificulta la producción de hidrocarburos.
- ◆ Seleccionar los métodos de perforación y completación adecuados que permitan maximizar la recuperación técnico-económica de las reservas de hidrocarburos existentes.
- ◆ Describir el procedimiento de empaque con grava y las técnicas y procedimientos para su implementación.
- ◆ Señalar procedimientos para su evaluación económica y análisis de sensibilidad.

2.2 IMPORTANCIA DEL DISEÑO DE LA COMPLETACION

La importancia del diseño de la completación se manifiesta en el desempeño del Pozo a lo largo de su vida productiva. Mientras que el incentivo inicial es producir el pozo a la tasa de producción diseñada, la completación tiene que dar la flexibilidad para ejecutar reacondicionamientos futuros. Con los costos de perforación y acondicionamiento rutinariamente excediendo los miles de dólares en algunos casos, es imperativo que el diseño del pozo y su completación sea estructuralmente sensato y capaz de producir las reservas de forma segura y a tasas de producción adecuadas, mientras cumple con regulaciones de las compañías y del gobierno.

La perforación típicamente envuelve aquellas operaciones requeridas para penetrar los estratos hasta el intervalo productor y sentar la Tubería de revestimiento, mientras que la completación involucra las operaciones posteriores a la sentada del revestimiento de producción. Las completaciones generalmente consisten en la porción interna del pozo. El equipo de completación consiste de la tubería de producción, packers, niples de asiento, válvulas de seguridad y otro equipo de fondo relacionado. El baleo para comunicar el pozo con la formación circundante también se considera una operación de completación. Adicionalmente, la región inmediata al borde del pozo se puede incluir también, si se requieren tratamientos de estimulación o de remoción del daño para aumentar la productividad.

Una completación con empaque de grava incluye la mayoría del equipo mencionado anteriormente, desde que hay consideraciones de equipo, baleo y daño a la formación. El empaque con grava requiere varias operaciones relacionadas con el interior del revestimiento, para instalar un filtro de fondo que permita el flujo de fluidos del yacimiento, pero restrinja la entrada de la arena de la formación al pozo. El diseño y la ejecución de una completación de empaque con grava pueden afectar considerablemente la productividad, y la longevidad del pozo. Además, el pozo debe ser diseñado para permitir operaciones futuras que son necesarias para mantener la productividad, como instalar levantamiento

artificial, tratamientos de estimulación y operaciones de reacondicionamiento.

CAPITULO 3

FLUJO EN MEDIO POROSO

La fase de las operaciones de completación en el pozo se inicia cuando finaliza la perforación y culmina cuando el pozo se lleva a producción. Las operaciones tradicionales de completación comprenden, sin limitarse al baleo, la instalación de los empaques con grava, la acidificación, el fracturamiento, el asentamiento de la tubería de producción, los packer.

El objetivo de estas operaciones consiste en obtener un pozo cuya productividad no resulte limitada por la completación en sí. Si bien esto parece sencillo de lograr, en muchas partes del mundo se emplean regularmente técnicas de completación que restringen la productividad del pozo.

El problema de la productividad reviste particular importancia en aquellos pozos que requieren control de arena. Los pozos que han sido empacados con arena son especialmente susceptibles de tener problemas de productividad sumamente baja si se emplean técnicas inadecuadas de completación. Por otra parte, es posible lograr niveles muy aceptables de productividad en pozos empacados con grava cuando se aplican técnicas de completación reconocidas y cuyos resultados han demostrado ser los más satisfactorios.

3.1 FLUJO RADIAL

El flujo de fluidos que se dirige hacia un pozo se rige por los principios del flujo de fluidos a través de medios porosos. La ley Darcy establece que el flujo de fluidos que atraviesa materiales porosos se encuentra controlado por la gradiente de presión desde la formación hasta la cara de la

formación, la viscosidad del fluido y el área disponible para el flujo en la formación. La constante de proporcionalidad entre la caída de presión y la tasa de flujo se denomina permeabilidad.

La permeabilidad de una formación es la medida del área de flujo disponible en una sección transversal determinada de material poroso. En una situación de flujo lineal, el área de flujo es constante, por lo que la caída de presión que se requiere para inducir una tasa de flujo determinada también es constante. Sin embargo, los fluidos que fluyen hacia un pozo no conforman una situación de flujo lineal y suelen representarse más acertadamente como flujo radial. En condiciones de flujo radial, el área disponible para el flujo disminuye constantemente a medida que el fluido se aproxima a la cara de la formación, tal como lo ilustra la Gráfico.3.1

A medida que el fluido se acerca al pozo, la disminución del área disponible para el flujo incrementa progresivamente a la velocidad del mismo, lo que aumenta la caída de presión. La ecuación que se presenta a continuación constituye la Ley de Darcy para el flujo radial, expresada en unidades de campo petrolero. Dicha ecuación puede utilizarse para examinar los cambios de presión que se producen alrededor de un pozo en producción.

$$P_i = P_e - \frac{141.2 * q * B * \mu *}{K * h} \left(\ln \frac{R_e}{R_i} \right)$$

Donde:

Pi	= Presión en el punto de interés	Psi
Pe	= Presión en el radio de drenaje del pozo	Psi
q	= Tasa de producción STB	
B	= Factor de volumen de formación del petróleo	Bbl/STB
u	= Viscosidad de los fluidos producidos	cp
K	= Permeabilidad de la formación	md
h	= Espesor del yacimiento	
Re	= Radio de drenaje del pozo	Pies
Ri	= Distancia radial desde el pozo hasta el punto de interés	Pies

Los resultados que se obtienen al utilizar esta fórmula se muestran en los gráficos de la fig. 3.2 para el caso de un pozo petrolero que posee una permeabilidad de formación de 200 md y que fluye a 5000 STB/día. El gráfico de la derecha es una representación detallada de la que se presenta la izquierda y muestra que la caída total de presión es igual a la presión del yacimiento (Aproximadamente 2700 Psi) menos la presión en la cara de la formación (Aproximadamente 2070 Psi), lo que arroja una pérdida total de presión a través de la zona cercana a la cara de la formación de 630 Psi. Cabe destacar que casi la mitad de las 630 Psi de pérdida total de presión se produce en los 10 Pies más cercanos al pozo y que más de 100 Psi de caída de presión ocurre dentro de un pie de radio del pozo.

3.2 DAÑO DE FORMACIÓN

Debido a que la mayor parte de la caída de presión se produce en un área muy cercana a la cara de la formación, esta zona es aquella donde cualquier restricción Adicional que experimente el flujo generará el efecto más perjudicial. Dos factores que afectan el aumento de esta caída de presión son la magnitud de la reducción en la permeabilidad y el espesor radial de área afectada o dañada. Si se emplea la ecuación que se presenta a continuación para calcular la caída adicional de presión

asociada con una restricción de flujo que se produce en un área cercana a la cara de la formación, la fig. 3.3 muestra la caída adicional de presión que se crea cuando disminuye la permeabilidad alrededor de un pozo desde 1000 md hasta 100 md.

Las distintas curvas de esta Gráfico representan distancias radiales crecientes de daño a la permeabilidad, desde 6 pulgadas hasta 5 Pies.

$$\Delta P = \frac{141.2 * q * B * \mu *}{K * h} \left(\frac{K}{K_s} - 1 \right) * \ln \left(\frac{R_s}{R_w} \right)$$

Donde:	ΔP	=	Caída de presión a través de la zona dañada	psi
	q	=	Tasa de producción	STB/día
	B	=	Factor de volumen de formación del petróleo	bbI/STB
	μ	=	Viscosidad del fluido producido	cp
	K	=	Permeabilidad de la formación	md
	Ks	=	Permeabilidad de la zona dañada	md
	h	=	Espesor del yacimiento	Pies
	Rs	=	Radio de daño	Pies
	Rw	=	Radio de pozo	Pies

El gráfico indica que como es de esperar, la caída Total de presión del sistema se incrementa a medida que aumenta la profundidad del daño. Sin embargo, el gráfico señala también que la mayor parte de la caída de presión se produce aproximadamente dentro de un pie de distancia del pozo.

El otro factor que determina la magnitud del daño es la permeabilidad de la zona dañada. La fig. 3.4 muestra el aumento de la caída de presión asociado con una zona dañada que tiene una profundidad radial de 2 Pies. La zona dañada está constituida por material cuya permeabilidad es de 100,

50 y 25 md, lo que equivale al 10,5 y 2.5 por ciento de la permeabilidad de la formación virgen. Al comparar la fig. 3.3 con la 3.4 se observa que la reducción severa de permeabilidad que existe cerca de la cara de la formación resulta mucho más perjudicial que el daño moderado que se produce a grandes profundidades en la formación.

La importancia de una reducción severa de la permeabilidad puede demostrarse mediante el cálculo de la productividad dañada de un pozo, expresada como una relación de la productividad no dañada. Esta relación se calcula en función del espesor radial de la zona dañada y del grado de reducción de permeabilidad a partir de la siguiente ecuación.

$$J_s = \frac{\frac{K_s}{K_o} * \text{Log}\left(\frac{R_e}{R_w}\right)}{\text{Log}\left(\frac{R_s}{R_w}\right) + \frac{K_s}{K_o} * \text{Log}\left(\frac{R_e}{R_s}\right)}$$

Donde:	J_s	=	Indice de productividad del pozo dañado STB/psi
	J_o	=	Indice de productividad del pozo no dañado STB/psi
	K_s	=	Permeabilidad de la zona dañada md
	K_o	=	Permeabilidad de la zona no dañada md
	R_e	=	Radio de drenaje del pozo Pies
	R_w	=	Radio del pozo Pies
	R_s	=	Radio de la zona dañada Pies

La fig. 3.5 muestra los resultados que se obtienen cuando se gráfica esta ecuación vs el radio de zona dañada, para distintos grados de daño. La Gráfico confirma además que las reducciones de permeabilidad ejercen una influencia fundamental cuando se producen en zonas sumamente cercanas a la cara de la formación.

La reducción de permeabilidad que se produce alrededor de un pozo se denomina factor de daño, el cual es una representación adimensional de la caída adicional de presión que ocurre a través de la zona cercana a la cara de la formación y que obedece al paso de fluidos a través de una zona dañada cercana al pozo.

La siguiente ecuación ilustra cómo el factor de daño adimensional se relaciona con este aumento en la caída de presión

$$S = \frac{0.00708 * K * h * \Delta P}{q * \mu * B}$$

Donde: S	=	Factor de daño	
K	=	Permeabilidad de la formación	md
h	=	Espesor del intervalo	Pies
DP	=	Caída de presión a través de la zona dañada	psi
q	=	Tasa de flujo	STB/día
u	=	Viscosidad del fluido	cp
B	=	Factor de volumen de formación	Bbl/STB

Si el factor de daño calculado resulta positivo, entonces se ha producido un aumento en la caída de presión alrededor del pozo, por lo que éste se considera dañado. Por el contrario, si los cálculos arrojan un factor de daño negativo, entonces nos encontramos ante una zona de mayor permeabilidad, característica de un pozo estimulado. Los factores de daño pueden oscilar desde 6 hasta cualquier número positivo. No es inusual encontrar factores de daño comprendidos entre +25 y +50 en formaciones que presentan un nivel elevado de permeabilidad.

El efecto del daño a la formación puede apreciarse mejor a través del concepto de eficiencia de flujo, el cual representa una medida del porcentaje relativo de la tasa de flujo teórica que realmente puede fluir a

través de una formación. La ecuación que se describe a continuación presenta un método aproximado que permite calcular la eficiencia de flujo.

El efecto del daño a la formación puede apreciarse mejor a través del concepto de eficiencia de flujo, el cual representa una medida del porcentaje relativo de la tasa de flujo teórica que realmente puede fluir a través de una formación. La ecuación que se describe a continuación presenta un método aproximado que permite calcular la eficiencia de flujo

$$FE = 100 * \left(\frac{Q_s}{Q_o} \right) = 100 * \frac{Ln \frac{Re}{Rw}}{S + Ln \frac{Re}{Rw}}$$

Donde:	FE	=	Eficiencia de flujo	Por ciento
	Qs	=	Tasa de flujo del pozo dañado	STB/día
	Qo	=	Tasa de flujo del pozo no dañado	STB/día
	Re	=	Radio de drenaje del pozo	Pies
	Rw	=	Radio del pozo	Pies
	S	=	Factor del daño	

El factor de daño constituye solamente una medida relativa de la caída adicional de presión que tiene lugar en el sistema en producción. El factor de daño no permite diferenciar entre una zona gravemente dañada cerca de la cara de la formación y una zona más Profunda y con daño moderado.

3.3 TIPOS DE DAÑO DE FORMACIÓN

El factor de daño mide estrictamente el exceso de caída de presión que ocurre en la formación productora a medida que los fluidos fluyen hacia un pozo. Este exceso de caída de presión puede obedecer a una o varias de

un conjunto numeroso de causas conocidas. Los distintos tipos de daño pueden agruparse de acuerdo a las siguientes categorías generales:

- **Perforación:** El lodo de perforación integro puede invadir formaciones extremadamente permeables con fracturas naturales tales como los carbonatos. Estos carbonatos responden a tratamientos ácidos de gran volumen y alto caudal. Inclusive las areniscas de alta permeabilidad (alrededor de 1000 md) pueden ser dañadas por un lodo mal acondicionado. Glenn y Slusser demostraron que las formaciones de alta permeabilidad pueden ser invadidas a profundidad significativa por lodo bentonítico. No obstante, si el lodo contiene partículas taponantes de tamaño apropiado como celofán, cáscaras de nuez, etc., el lodo no invade la arenisca. Los filtrados de lodo dañan algunas areniscas debido al hinchamiento o a la migración de arcillas. Los lodos con alto contenido de calcio pueden causar precipitación de carbonatos de calcio cerca del pozo, si el agua de formación tiene un alto contenido de ion bicarbonato. El daño por lodo integro o por arcillas de formación puede removerse mediante apropiados tratamientos de HF para areniscas y tratamientos de HCl para carbonatos.
- **Cementación:** El daño por filtrado del cemento (que usualmente contiene hidróxido de calcio o formas de silicato de calcio) se reduce mediante un buen control de la pérdida por filtrado de la lechada de cemento. El hidróxido de calcio se puede eliminar con ácido acético o con HCl. Los silicatos de calcio se deben eliminar con HF.

- **Cañoneo o punzado:** El daño puede ser severo cuando se cañonea sobrebalance (overbalance) en el pozo (la presión hidrostática en el pozo es mayor que la presión del yacimiento). La permeabilidad cerca del agujero perforado se puede reducir hasta un 2 a 20% de la permeabilidad original, dependiendo de la naturaleza del fluido de punzado. El cañoneo en sobre-balance reducirá la permeabilidad mediante la compactación y el taponamiento de los poros con finos de formación triturado, residuos del cañoneo, y contaminantes del fluido de punzado. El daño por cañoneo usualmente se elimina con HF en formaciones de areniscas, o con HCl en formaciones con carbonatos.
- **Empaques con grava:** Se puede provocar un daño muy serio en un empaque con grava cuando se bombea a los punzados una lechada gel/grava de alta densidad. El bombeo de esta lechada de gel/grava por una cañería sucia transportará grasa para tubería, residuos de fábrica y otros contaminantes dentro de los punzados. El forzamiento de polímeros deficientemente hidratados dentro de los perforados también puede dañar la formación y la grava. El daño por arcillas de formación se produce cuando los punzados son lavados antes del engravado. Tal daño se puede producir fácilmente en formaciones con capas intercaladas de arena y arcilla. El lavado de los perforados mezclará estas capas y taponará las capas de arena permeable. Si se produce daño por arcillas, se puede usar HF para eliminarlo. En los casos de daño severo por grasa de tubería, el ácido puede no penetrar dentro del punzado taponado.

La mejor práctica es evitar el transporte de la grasa dentro de los perforados. La tubería se puede limpiar mediante el bombeo de ácido y luego reversando a superficie. Todo el ácido sucio y gastado debe enviarse a una pileta o a un tanque antes de que la lechada de grava sea bombeada dentro de los punzados. Los tratamientos de remojo con solvente/surfactante pueden ayudar a desprender la grasa antes de acidificar los punzados, pero si se produce daño por la grasa, será difícil removerlo completamente.

- **Producción:** El daño de un pozo en producción puede ser causado por el colapso de los perforados, formación de incrustaciones (sólidos precipitados), y por pérdidas en el revestimiento. El colapso de los perforados, se puede producir en arenas débiles. Esto se puede corregir mediante un en gravado o algún otro método efectivo de control de arena. También puede ocurrir migración de finos. Los finos se pueden mover a través del yacimiento y taponar los cañoneos o su inmediación dando lugar a tortas de filtrado (taponamiento) in-situ dentro de los poros de arena. Cuando se producen canalización en el cemento, el agua de formación incompatible o los residuos del lodo de perforación pueden contaminar el intervalo cañoneado. El daño por canalización, se trata usualmente con HF en el caso de areniscas, y con HCl en el caso de carbonatos.
- **Daños por acidificación:** Si se bombea el ácido por tubería a la formación, pueden forzarse en la formación la grasa de tubería y/o los

óxidos de hierro (residuos de fábrica) junto con el ácido. El primer ácido que entra en la formación puede estar ya gastado en los óxidos de hierro. Las formaciones con altas concentraciones de minerales de hierro o baja permeabilidad y abundante contenido de arcillas también pueden ser dañadas al inyectar ácido. Las formaciones pueden dañarse fácilmente por el uso inapropiado del HF. El HF gastado precipitará sílice, fluoruro de calcio, y otros compuestos especialmente cuando no se use un preflujo de HCl suficiente para eliminar el carbonato de calcio en la formación antes de bombear el HF.

- **Reparaciones de pozo (workover):** Los fluidos de reparación frecuentemente contienen sólidos en suspensión que pueden taponar los poros de la formación. Ciertas aguas de formación producidas contienen inhibidores de corrosión o rompedores de emulsión de tratamientos anteriores, los que tienden a oleohumectar la formación. El bombeo de fluidos fríos a veces puede hacer que las parafinas o los asfaltenos precipiten en ciertas formaciones petrolíferas. El cemento residual de operaciones de reparación de revestimiento (o de operaciones de cementaciones forzadas) puede dañar los punzados. El trabajo de cable puede aflojar los óxidos de hierro o la parafina de la tubería. Contadas estas formas posibles de daño, es importante mantener registros detallados de lo que se bombea al pozo de lo que se produce del pozo durante la reparación. Los sólidos del fluido de reparación sedimentarán en el fondo durante la reparación. Se pueden recoger muestras del pozo con cable y analizarlas en el laboratorio para

verificar las sustancias que han dañado la formación. Una vez determinada la causa más probable del daño, se selecciona la técnica más adecuada para solucionar el problema.

- **Pozos inyectores:** Los pozos inyectores pueden ser dañados por el arrastre de petróleo, productos de la corrosión, incrustaciones por agua incompatible, y por bacterias. El daño por arrastre de petróleo y los contaminantes asociados puede tratarse mediante una dispersión solvente/ácido.

En relación a la completación de pozos, lo fundamental estriba en limitar la generación de daño en aquellos casos en los que sea posible, particularmente el taponamiento severo en la zona cercana a la cara de la formación. Esto implica evitar el taponamiento de las perforaciones en una completación en hoyo revestido, y de la cara de la formación en una completación en hoyo abierto. Además de tomar las medidas necesarias para impedir una reducción severa de la permeabilidad en la zona cercana a la cara de la formación, el siguiente paso de una completación consiste en lograr la mejor comunicación posible del pozo con la formación.

CAPITULO 4

CAUSAS Y EFECTOS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

4.1 NATURALEZA DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

Las condiciones que pueden originar la producción de arena y el estado en que probablemente se encuentre la formación por fuera de la tubería de revestimiento, una vez producida dicha arena, se determinan con base en los factores que inciden en el inicio de la producción de arena. Estos factores deben describir tanto la naturaleza del material de la formación como las fuerzas que ocasionan la falla en la estructura de la misma.

La resistencia de una arenisca está determinada por:

- La cantidad y el tipo de material de cementación que mantiene la cohesión de los granos
- Las fuerzas de fricción existentes entre los granos
- La presión del fluido en los poros de la roca
- Las fuerzas de presión capilar

Diversos investigadores se han dedicado a estudiar el tipo de falla que tiene probabilidades de ocurrir en la arenisca. Algunos trabajos realizados en Exxon señalan que la naturaleza de un perforado colapsado es indicio que reproducirá una falla por cizallamiento cuando se rebase la resistencia a la compresión de la roca. Además, dicho trabajo explica que, en areniscas de consolidación débil, después de un tiempo de producción de arena, se crea un vacío detrás de la tubería de revestimiento, el cual puede llenarse con arena

del empaque de grava durante la operación de colocación de dicho empaque. Exxon concluyó que la resistencia a la compresión de la roca debería constituir un buen indicador del potencial de producción de arena

En general, la resistencia a la compresión de una roca se encuentra determinada fundamentalmente por las fuerzas de fricción intergranulares, por lo que la resistencia de la roca se incrementará a medida que aumente el esfuerzo de confinación que se ejerza sobre la misma.

En caso de que falle la matriz de la roca alrededor de un túnel perforación, la roca se encontrará en un estado no confinado de esfuerzo, por lo que la producción de arena debería relacionarse con la resistencia a la compresión no confinada de la roca. El grado de consolidación (cementación intergranular) será más importante que las fuerzas de fricción intergranulares. Los esfuerzos que provocan la falla de la roca, en este caso, son el esfuerzo mecánico que se deriva del material de sobrecarga y las fuerzas de arrastre vinculadas al flujo de fluidos viscosos que circulan a través de la matriz de la roca. El esfuerzo de sobrecarga es sustentado parcialmente por la presión de poro de la roca. Por lo tanto, el esfuerzo que realmente actúa para ocasionar la falla de la roca (a saber, el esfuerzo efectivo) es la diferencia entre el esfuerzo de sobrecarga y la presión del poro.

La falla mecánica de la roca no consolidada alrededor de un perforado es análoga a la falla de un material suelto que rodea un túnel en tierra blanda. El mecanismo que rige la transferencia de carga alrededor de un túnel en una situación como ésta fue descrito por Terzaghi en 1943. A medida que cede la tierra que se encuentre sobre el túnel, el esfuerzo que originalmente existía en dicho material se alivia y se transfiere al material más rígido que rodea el túnel. Sin embargo una parte de los esfuerzos originales apoya en la fricción intergranular que existe por encima del túnel. En las operaciones de formación de túneles, si no se pretende reforzar el túnel internamente entonces se suele excavar uno cuya altura aproximadamente duplique su ancho, con el fin de crear un arco estable que no permita que el material que se encuentra encima del túnel colapse. Gráfico 4.1 el arco adquiere mayor estabilidad por la presencia de fuerzas de cohesión, así como de los esfuerzos de tensión en la superficie, si el material granular está mojado.

El material que se halla por encima del túnel presenta un estado alterado de esfuerzo. Dicho estado se extiende por encima del túnel hasta una altura que equivale aproximadamente a cinco veces su ancho. El material que se encuentra en el área que es cinco veces mayor que el ancho de la base del túnel no experimenta ninguno de los efectos de la excavación y conserva su estado original de esfuerzo.

En cierta medida, la utilización del concepto de arcos en la excavación de túneles se aplica a la roca no consolidada que rodea una perforación. Después que se produce algo de arena en la zona que rodea un perforado, se

forma un arco que posee resistencia suficiente como para sustentar el peso del material circundante. En determinadas condiciones, puede tolerarse la producción de una cantidad limitada de arena de formación, para que permita el desarrollo de un arco, tras lo cual cesa la producción de arena de formación. La fig. 4.2 muestra el concepto de arco estable alrededor de un perforado. Sin embargo, la estabilidad del arco se complica, porque el estado de esfuerzo existente alrededor de la perforación se transforma constantemente debido a los cambios que registra la tasa de flujo, la presión del yacimiento, el corte de agua en la producción, etc.

4.2 EFECTOS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

Los efectos de la producción de arena son casi siempre perjudiciales para la productividad a corto y/o a largo plazo del pozo. Si bien algunos pozos normalmente experimentan una producción de arena dentro de límites “manejables”, estos pozos constituyen la excepción y no la regla. En la mayoría de los casos, tratar de manejar los efectos de una producción severa de arena a lo largo de la vida del pozo no representa una opción operativa económicamente atractiva o prudente.

4.2.1 Acumulación en los equipos de superficie: Si la velocidad de producción es lo suficientemente rápida para transportar arena hacia arriba por la tubería de producción, esta arena podría quedar atrapada en el separador, el calentador-tratador o la tubería de producción. Si el volumen de arena que permanece atrapada en

alguna de estas áreas es suficientemente grande, será necesario efectuar la limpieza para que el pozo pueda producir eficazmente. Con el fin de restablecer la producción, habrá que cerrar el pozo, abrir el equipo de superficie y extraer manualmente la arena. En este caso, no sólo deberán considerarse los costos de limpieza, sino también aquellos que genera el diferir la producción. Si un separador se llena parcialmente con arena, se reduce su capacidad para manejar crudo, gas y agua. Por ejemplo, un pie cúbico de arena que se deposite en un separador crudo/agua con un tiempo de residencia de 2 minutos disminuirá la capacidad de manejo del líquido del separador en 128 STB diarias. Si la relación petróleo/agua que ingresa al separador es de uno a uno (Es decir un corte de agua del 50%), el separador manejará 64 STB menos de crudo vendible por día. A un precio de \$ 18 por barril, la cantidad de crudo al año que no se desplaza a través del separador ascendería aun valor de \$ 420,480.00

4.2.2 Acumulación en el fondo: Si la velocidad de producción no es suficientemente elevada como para arrastrar arena hasta la superficie, ésta podría quedar bloqueada en la tubería de producción o caer y empezar a llenar el interior de la tubería de revestimiento. Tarde o temprano, el intervalo productor podría quedar totalmente cubierto de arena. Cualquiera que sea el caso, la tasa de producción disminuirá hasta que el pozo esté totalmente arenado y la producción se detenga. En situaciones como ésta, se requiere adoptar medidas correctivas

para limpiar el pozo y restablecer la producción. Una técnica de limpieza consiste en correr un achicador al final del cable de acero para extraer la arena de la tubería de producción o de revestimiento. Dado que el achicador extrae sólo un pequeño volumen de arena a la vez, será necesario correr el cable de acero numerosas veces para poder limpiar el pozo por completo. Otra operación de limpieza consiste en correr una sarta de tubería de poco diámetro o tubería flexible de diámetro menor a través de la tubería de producción, con el fin de levantar la arena y sacarla del pozo mediante fluidos en circulación. La sarta interior se va bajando mientras se hace circular arena hasta sacarla del pozo. Esta operación debe ejecutarse cuidadosamente para descartar la posibilidad de que la sarta interior quede atascada en la tubería de producción. Si la producción de arena es continua, es probable que las operaciones de limpieza deban realizarse rutinariamente, mensual o incluso semanalmente, lo cual se traducirá en pérdida de producción y mayores costos de mantenimiento del pozo.

4.2.3 Erosión del equipo de fondo y de superficie: En pozos altamente productivos, los fluidos que circulan a gran velocidad y transportan arena pueden erosionar excesivamente tanto el equipo de fondo como el de superficie, lo que implica la necesidad de efectuar trabajos frecuentes de mantenimiento para reemplazar equipos dañados. Si la erosión es intensa y ocurre durante un lapso suficiente de tiempo, el equipo de superficie y/o de fondo podría llegar a fallar totalmente, lo

que generaría problemas graves de seguridad, medio ambiente y diferir la producción. En algunos casos de falla de equipo, podría requerirse una rehabilitación asistida con Equipo para reparar el daño.

4.2.4 Colapso de la formación: Los fluidos producidos podrían arrastrar consigo grandes volúmenes de arena hacia fuera de la formación. Si la velocidad de producción de arena es suficientemente elevada y el proceso se extiende por un lapso largo de tiempo, se desarrollará un vacío detrás de la tubería de revestimiento, el cual continuará ampliándose a medida que se produzca más arena. Cuando el vacío se torna lo suficientemente grande, la lutita subyacente o la arena de formación que se encuentra por encima de dicho vacío podrían colapsar hacia él, debido a la falta de material que proporcione soporte. Cuando se produce este colapso, los granos de arena se reordenan para crear un nivel de permeabilidad inferior al que originalmente existía. Esto resulta especialmente cierto en el caso de una arena de formación que posea un contenido elevado de arcilla o una amplia variedad de tamaños de grano. En una arena de formación que tenga una distribución reducida de tamaños de grano y/o muy poco contenido de arcilla, el reordenamiento de los granos modificará la permeabilidad de una forma que podría resultar menos evidente. Cuando colapsa la lutita subyacente, es probable que se pierda totalmente la productividad. En la mayoría de los casos, la producción continua a largo plazo de arena de formación generalmente reduce la productividad del pozo y su recuperación final. El colapso de la formación reviste particular

relevancia cuando el material de la misma llena total o parcialmente los túneles de perforación. Incluso una cantidad pequeña de material de formación que llene los túneles de perforación incrementará significativamente la caída de presión a través de la formación cerca del pozo, para una tasa de flujo determinada.

4.3 FACTORES QUE INCIDEN EN LA PRODUCCIÓN DE ARENA

El material sólido que se produce en un pozo puede constar tanto de finos de formación como de sólidos que soportan la carga. Generalmente, la producción de finos no puede evitarse y, más bien resulta beneficioso. Es preferible que los finos se desplacen libremente a través de la formación o de un empaque de grava instalado, en lugar de que éstos se taponen. El factor crítico para evaluar el riesgo de producción de arena de un pozo en particular consiste en definir si la producción de partículas que soportan la carga puede mantenerse por debajo de un nivel aceptable a las tasas de flujo y condiciones de producción que, de acuerdo a lo previsto, harán que la producción del pozo sea la deseada.

La lista que se presenta a continuación resume muchos de los factores que inciden en la tendencia de un pozo a producir arena:

- Grado de consolidación
- Reducción de la presión de poro a lo largo de la vida del pozo
- Tasa de producción
- Viscosidad del fluido de yacimiento
- Aumento de la producción de agua durante la vida del yacimiento

Estos factores pueden clasificarse en dos categorías:

Efectos de la resistencia de la roca y efectos de flujo de fluidos. Nos dedicaremos a analizar cada uno de estos factores y el papel que desempeñan en la prevención o inicio de la producción de arena.

4.3.1 Grado de consolidación: La capacidad de mantener túneles de perforación abiertos depende estrechamente del nivel de cohesión existente entre los granos de arena. La cementación de la arenisca suele constituir un proceso geológico secundario y, por lo general, los sedimentos más antiguos tienden a estar más consolidados que los más recientes. Esto significa que la producción de arena constituye normalmente un problema cuando se origina en formaciones sedimentarias Terciarias que son superficiales y geológicamente más jóvenes. Las formaciones Terciarias jóvenes suelen poseer poco material de matriz (material de cementación) que mantenga unidos los granos de arena, por lo que estas formaciones suelen calificarse de “poco consolidadas” o “no consolidadas”. Una característica mecánica de la roca que se asocia al grado de consolidación se denomina “resistencia a la compresión”. Las formaciones de arenisca poco consolidadas suelen tener una resistencia a la compresión inferior a 1000 lbs por pulgada cuadrada. Además incluso las formaciones de arenisca bien consolidadas pueden modificarse al degradarse el material aglomerante, lo que se traduciría en producción de arena. Esto puede ocurrir por la aplicación de tratamientos de estimulación con

ácidos o de técnicas de recuperación mejorada por inyección de vapor a altas temperaturas.

4.3.2 Reducción de la presión de poro: Tal como se señalara anteriormente, la presión del yacimiento sustenta parte del peso de la roca subyacente. A medida que se agota la presión del yacimiento a lo largo de la vida productiva de un pozo, se pierde parte del soporte que poseía la roca subyacente. La disminución de la presión del yacimiento genera una cantidad creciente de esfuerzo en la arena de formación. En un momento determinado, los granos de arena de formación podrían separarse de la matriz y triturarse, lo cual generaría finos que se producen conjuntamente con los fluidos del pozo. La compactación de la roca yacimiento por reducción de la presión de poro podría ocasionar la subsidencia de la superficie. Por ejemplo, se ha determinado que la plataforma central Ekofish del Mar del Norte se ha hundido diez pies en sus primeros diez años de existencia debido a la subsidencia.

4.3.3 Tasa de Producción: La producción de fluidos de yacimiento genera un diferencial de presión y fuerzas de arrastre friccional que pueden combinarse para vencer la resistencia a la compresión de la formación. Esto significa que existe una tasa de flujo crítica para la mayoría de los pozos por debajo de la cual el diferencial de presión y las fuerzas de arrastre friccional no son lo suficientemente grandes como para exceder la resistencia a la

compresión de la formación y ocasionar la producción de arena. La tasa de flujo crítica de un pozo podría determinarse aumentando lentamente la tasa de producción hasta que se detecte producción de arena. Una técnica que se emplea para minimizar la producción de la misma consiste en reducir la tasa de flujo hasta llegar a la tasa de flujo crítica a la cual no se produce arena o el nivel de producción es aceptable. En numerosos casos, esta tasa de flujo se encuentra por debajo de la tasa de producción aceptable para el pozo.

4.3.4 Viscosidad del fluido del yacimiento: La fuerza de arrastre friccional que se ejerce sobre los granos de arena de la formación es creada por el flujo de fluido del yacimiento. Dicha fuerza es directamente proporcional a la velocidad del flujo de fluido y la viscosidad del fluido de yacimiento que se está produciendo. La fuerza de arrastre friccional sobre los granos de arena de formación es mayor en el caso de fluidos de yacimiento de elevada viscosidad, en comparación con los de viscosidad baja. La influencia de arrastre por viscosidad induce la producción de arena en yacimientos de crudo pesado, donde se encuentran crudos altamente viscosos de poca gravedad incluso a velocidades de flujo bajas.

4.3.5 Aumento de la producción de agua: La producción de arena podría incrementarse o iniciarse cuando comience a producirse agua o

aumente el corte de agua debido, posiblemente, a dos razones. En primer lugar, en el caso de una formación de arenisca mojada en agua, parte de la cohesión existente entre los granos se deriva de la tensión superficial del agua de formación que rodea a cada grano. Al inicio de la producción de agua, el agua de formación tiende a adherirse al agua producida, lo que disminuye las fuerzas de tensión superficial y, por ende, la cohesión intergranular. Se ha demostrado que la producción de agua restringe severamente la estabilidad del arco de arena que rodea una perforación, lo que a su vez da inicio a la producción de arena.

El segundo mecanismo mediante el cual la producción de agua afecta la producción de arena está asociado a los efectos de la permeabilidad relativa. A medida que aumenta el Corte de Agua, disminuye la permeabilidad relativa al crudo, por lo cual se requiere un diferencial de presión mayor para producir crudo a la misma velocidad. Todo aumento de diferencial de presión en la zona cercana a la cara de la formación genera una fuerza de cizallamiento mayor en los granos de arena de la formación. También en este caso, el aumento de los esfuerzos puede desestabilizar el arco de arena alrededor de cada perforación, y por ende, iniciar el proceso de producción de arena.

CAPITULO 5

PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN DE ARENA

5.1 INTRODUCCIÓN

Poder predecir si un pozo producirá fluidos sin producir arena o si se requerirá algún tipo de control de arena ha constituido la meta de muchos ingenieros de completación y proyectos de investigación. A pesar de que existen algunas técnicas de análisis y pautas que se han diseñado para ayudar a determinar si el control de arena es necesario, ninguna ha demostrado ser universalmente aceptada o completamente precisa. En algunas regiones geográficas, se aplican pautas y reglas empíricas que revisten poca validez en otras áreas del mundo. Actualmente predecir si una formación producirá o no arena no constituye una ciencia exacta, por lo que se necesita mejorar los métodos. En tanto no se disponga de técnicas de predicción más exactas, la mejor manera de definir si se requiere controlar la producción de arena en un pozo en particular consiste en efectuar una extensa prueba de producción con una completación convencional y observar si se produce arena. Los pozos referenciales que producen en la misma formación, en el mismo campo y en condiciones similares son también un buen indicador de la necesidad de aplicar controles a la producción de arena.

5.2 INFLUENCIAS OPERATIVAS Y ECONÓMICAS

La dificultad que implica determinar si un pozo requiere control de arena se incrementa cuando el mismo se perfora en un área donde existe poca o ninguna experiencia de producción y donde los diversos factores de yacimiento son ligeramente distintos de los que se manifestaron en regiones explotadas con anterioridad. Incluso cuando las propiedades del yacimiento y la formación son prácticamente idénticas a otras explotaciones, las condiciones operativas y los riesgos podrían exigir la utilización de estrategias distintas. Ejemplo de ello es un proyecto submarino comparado con el de desarrollo de una plataforma. En este caso, las consecuencias y los riesgos asociados a la producción de arena son significativamente distintos debido a los costos y riesgos derivados de las operaciones para reacondicionar el pozo. Por consiguiente, la decisión de utilizar una técnica de control de arena es de naturaleza tanto económica como operativa y se tiene que tomar con base en una información limitada. Dicha decisión se complica por el hecho de que las técnicas de control de arena, tal como la colocación de empaques con grava, son costosas y pueden restringir la productividad del pozo si no se utilizan adecuadamente. Por consiguiente, los empaques con grava no pueden emplearse indiscriminadamente cuando se desconoce si el pozo pudiese producir arena. Tomar la decisión de usar un empaque con grava no representa demasiado riesgo ni resulta excesivamente difícil si el material de formación es muy duro o muy débil. La dificultad surge cuando la resistencia del material en la formación no es ni fuerte ni débil, sino que oscila entre estos dos extremos. En ese momento, la decisión

deja de representar fundamentalmente un problema técnico para transformarse más en un ejercicio económico y de manejo de riesgo.

5.3 RESISTENCIA DE LA FORMACIÓN

El procedimiento general que sigue la mayoría de los operadores que deben determinar si el control de arena es necesario o no, consiste en definir la dureza de la roca de formación (es decir, la resistencia a la compresión de la roca). Dado que la resistencia a la compresión de la roca se expresa en las mismas unidades que el diferencial de presión o drawdown del yacimiento, los dos parámetros pueden compararse, para así establecer límites de drawdown para cada pozo. Las investigaciones realizadas en Exxon a principios de la década de los 70 demuestran que existe una relación entre resistencia a la compresión e incidencia de falla de roca. Estos estudios señalan además que la roca fallaba y comenzaba a producir arena cuando la presión de drawdown equivalía a 1.7 veces la resistencia a la compresión. Por ejemplo, una arena de formación cuya resistencia a la compresión es de 1000 libras por pulgada cuadrada no falla ni comienza a producir arena sino hasta que el drawdown alcanza aproximadamente las 1700 libras por pulgada cuadrada. Las pruebas descritas se efectuaron en el equipo que se ilustra en la fig. 5.1. Por otra parte, la correlación de los datos obtenidos en la investigación aparece en la fig. 5.2. Otros operadores emplean la dureza Brinnell de la roca como indicador para determinar si es necesario aplicar el control de arena. En realidad, la dureza Brinnell de la roca se asocia con la resistencia a la compresión, pero su uso no resulta tan convincente, puesto que las

unidades de dureza son adimensionales y no pueden relacionarse con el drawdown de manera tan sencilla como la resistencia a la compresión

5.4 OTROS MEDIOS PARA DETERMINAR LA POSIBLE PRODUCCIÓN DE ARENA

5.4.1 Registro Sónico: Puede utilizarse como medio para determinar el potencial de producción de arena de los pozos. Los registros sónicos llevan cuenta del tiempo que requieren las ondas sonoras para propagarse a través de la formación en microsegundos. Por otra parte, la porosidad se asocia al tiempo de propagación sónica. Los tiempos de propagación cortos (por ejemplo, 50 microsegundos) indican la presencia de roca dura, densa y de baja porosidad, mientras que los tiempos de propagación largos (por ejemplo, 95 microsegundos o más) se relacionan con roca más blanda, de menor densidad o/y mayor porosidad. Una técnica que suele emplearse para determinar si se requiere controlar la producción de arena en una zona geológica determinada consiste en correlacionar las incidencias de producción de arena con las lecturas de los registros sónicos. Esto permite definir de manera amplia rápida y sencilla la necesidad de controlar la producción de arena, pero la técnica puede no ser confiable y no es aplicable rigurosamente en áreas geológicas que no sean aquella donde fue desarrollada.

5.4.2 Registro de Propiedades de la formación: Algunos registros de pozo, tales como los sónicos (analizados anteriormente), de densidad y neutrónicos son indicadores de porosidad y dureza de la formación. En el caso de una formación específica, una lectura de baja densidad representa un nivel elevado de porosidad, los registros neutrónicos constituyen fundamentalmente un indicador de porosidad. Diversas compañías que efectúan registros con cable de acero ofrecen un registro de las propiedades de una formación efectuando un cálculo para el cual utilizan los resultados de los registros sónicos, de densidad y neutrónicos con el propósito de determinar las probabilidades de que una formación produzca material de formación a niveles específicos de drawdown de presión. Dicho cálculo identifica cuáles intervalos son más fuertes y cuáles más débiles y propensos a producir material de formación. Aunque el registro de propiedades de formación ha sido utilizado por algunas compañías durante más de 15 años, la opinión general concuerda en que este tipo de registro suele ser conservador en sus predicciones acerca de la necesidad e efectuar el control de arena.

5.4.3 Porosidad: La porosidad de una formación puede utilizarse como orientación para determinar la necesidad de aplicar alguna técnica de control de arena. Si la porosidad de la formación es superior al 30% las probabilidades de que se requiera el control de arena son mayores, mientras que si, por el contrario, la porosidad es inferior

al 20% las probabilidades de que se necesite dicho control son menores. El intervalo de porosidad comprendido entre el 20% y el 30% es el que suele plantear incertidumbre. Intuitivamente, se asocia la porosidad al grado de cementación existente en una formación, por lo que las razones que justifican la utilización de esta técnica son comprensibles. Es posible obtener información sobre la porosidad a partir de los registros de pozos o de los análisis de núcleos en laboratorio.

5.4.4 Análisis de elementos finitos: Probablemente, el enfoque más sofisticado para predecir la producción de arena consiste en utilizar modelos numéricos geomecánicos que se han diseñado para analizar el flujo de fluidos a través del yacimiento en relación con la resistencia de la formación. Los efectos del esfuerzo de la formación asociados al flujo de fluidos en la región inmediata que rodea la cara de la formación se calculan simultáneamente con el análisis de elementos finitos. Si bien este enfoque es el más riguroso, exige que se conozca con precisión la resistencia de la formación en las regiones elástica y plástica, donde la formación comienza a colapsar. Esta información resulta difícil de determinar con un grado elevado de exactitud en las condiciones reales de fondo, lo que constituye la principal dificultad que plantea este enfoque. El método de análisis de los elementos finitos resulta conveniente cuando se compara un intervalo con otro, aunque los

valores absolutos calculados podrían no reflejar el comportamiento real de la formación.

5.4.5 Dependencia del tiempo: En algunas ocasiones, se considera un problema determinar si el tiempo incide en la producción de arena de formación. No obstante, no se dispone de información alguna que indique que el tiempo constituya por sí mismo un factor. Se ha alegado de manera no fundamentada que los fluidos producidos podrían disolver los materiales de cementación naturales de la formación, pero no se dispone de datos que permitan sustentar tales afirmaciones.

CAPITULO 6

TECNICAS PARA EL CONTROL DE ARENA

6.1 METODOS DE CONTROL

Existen muchas técnicas para controlar la producción de arena en pozos, las cuales van desde simples cambios en las prácticas de operación hasta costosas completaciones, tales como consolidación de arena y empaque con grava. El método de control seleccionado depende de las condiciones específicas del sitio, las prácticas operativas y factores económicos. Algunas de las técnicas existentes para el control de arena son:

- Mantenimiento y rehabilitación de pozos
- Modificación de la tasa de flujo
- Prácticas selectivas de completación
- Consolidación plástica
- Grava recubierta con resina

6.1.1 MANTENIMIENTO Y REHABILITACIÓN DE POZOS

La Técnica de mantenimiento y rehabilitación de pozos constituye un enfoque pasivo del control de arena. Este método consiste básicamente en permitir la producción de arena y controlar sus efectos cuando y como sea necesario. Para emplear esta técnica se deben achicar, lavar y limpiar diariamente las instalaciones de superficie, con el fin de mantener la productividad del pozo. Este enfoque puede dar resultado en ambientes específicos de

fomación y operación. Este método se utiliza principalmente en aquellos casos en los que la producción de arena es limitada, cuando las tasas de producción son bajas y el riesgo de realizar algún servicio también es reducido y económicamente factible, o en pozos marginales en los que no se pueda justificar el gasto en otras técnicas de control de arena. Las características de la formación son de gran importancia, ya que éstas determinan cuánta arena se produce y sus efectos sobre la seguridad y la productividad.

6.1.2 MODIFICACIÓN DE LA TASA DE FLUJO

Uno de los métodos utilizados por algunos operadores consiste en modificar la tasa de flujo del pozo para llegar a un nivel que permita disminuir la producción de arena. El procedimiento reduce o aumenta secuencialmente la tasa de flujo hasta que se obtiene un valor aceptable de producción de arena. El objetivo de esta técnica de control es tratar de establecer la mayor tasa de flujo posible junto con un arco estable en la formación. Este es un enfoque por ensayo y error que podría ser necesario repetir eventualmente a medida que cambian la presión del yacimiento, la tasa de flujo y el corte de agua. El problema que presenta la modificación de la tasa como técnica de control de arena es que la tasa de flujo requerida para establecer y mantener un arco estable suele ser menor que el potencial del flujo del pozo y podría

representar una pérdida significativa desde el punto de vista de la productividad y las ganancias.

Para la producción a tasas altas, este enfoque poco práctico, poco económico e inaceptable.

6.1.3 PRACTICA DE COMPLETACIÓN SELECTIVA

Tal como se discutió en la sección sobre resistencia de la formación, el diferencial de presión o drawdown requerido par la producción de un pozo puede ocasionar la producción de arena si la magnitud de tal diferencia es aproximadamente 1.7 veces mayor que la resistencia de la formación a la compresión. La aplicación de esta técnica sería sólo para los casos de producción en secciones del yacimiento capaces de soportar los diferenciales esperados.

Balear únicamente las secciones de la formación que tienen mayor resistencia a la compresión permite obtener una mayor diferencial de presión. Estas secciones tienden a tener el mayor grado de cementación y, desafortunadamente, la menor permeabilidad, por lo tanto, la formación debe presentar una buena permeabilidad vertical con el fin de permitir el drenaje del yacimiento. Fig. 6.1

6.1.4 CONSOLIDACIÓN PLÁSTICA

Este proceso en la inyección de resinas plásticas, las cuales son atraídas hacia los granos de arena de la formación. La resina se endurece y forma una masa consolidada, uniendo los granos de arena en sus puntos de contacto. De ser exitoso el empleo de esta técnica, el aumento en la resistencia a la compresión de la formación será suficiente para soportar las fuerzas de arrastre mientras se continúa produciendo a las tasas deseadas.

Existen tres tipos de resinas disponibles a nivel comercial: Las Epóxicas, Furanos (Incluyendo mezclas furano/fenólicas) y Fenólicas puras. Cuando se introducen en la formación, las resinas se encuentran en forma líquida y para endurecerlas se requiere un catalizador o un agente de endurecimiento. Algunos sistemas utilizan catalizadores internos que se mezclan con la solución de resina en la superficie y requieren tiempo y/o temperatura para endurecer la resina. Otros sistemas utilizan catalizadores externos que se inyectan después que la resina está en su lugar.

Los catalizadores internos tienen la ventaja de mayor seguridad, ya que toda la resina estará en contacto con el catalizador requerido para un endurecimiento eficiente. Una de las desventajas que presentan los catalizadores internos es la posibilidad de a que se produzca un endurecimiento prematuro en

la sarta de trabajo. Las cantidades tanto de resinas como de catalizadores deben seleccionarse y controlarse cuidadosamente según las condiciones específicas del pozo. Las resinas epóxicas y fenólicas pueden ser utilizadas con cualquier catalizador, interno o externo, sin embargo, los rápidos tiempos de endurecimiento de los furanos (y de las mezclas furano/fenólicas) requieren el uso de catalizadores externos.

Existen dos tipos de sistemas de consolidación plástica; éstos se conocen como sistemas de separación de fases y sistemas de sobre desplazamiento. Los primeros contienen sólo de 15 a 25% de resina activa en una solución que sería inerte. La resina es atraída preferiblemente hacia los granos de arena, dejando que la porción inerte, que no se endurece, llene los espacios porales. Estos sistemas utilizan un catalizador interno que se mezcla con la solución en la superficie. Para colocar la resina en las perforaciones, es necesario tener un control muy preciso del desplazamiento; el sobredesplazamiento dará como resultado arena no consolidada en el área crítica cercana al pozo.

Los sistemas de separación de fases podrían resultar ineficientes en formaciones que contengan más de 10% de arcillas. Las arcillas, que también atraen a la resina, tienen un área superficial extremadamente grande en comparación con las arenas. Las arcillas atraen más la resina y, dado que los sistemas de

separación de fases contienen sólo un pequeño porcentaje de esta última, podría no haber suficiente resina como para consolidar los granos de arena.

Los sistemas de sobredesplazamiento contienen un alto porcentaje de resina activa. Cuando se inyecta por primera vez, los espacios porales se llenan completamente con resina y se requiere un sobredesplazamiento para empujar el exceso de resina fuera del área del pozo con el fin de restablecer la permeabilidad. Después del sobredesplazamiento sólo debe quedar una cantidad residual de saturación de resina concentrada en los puntos de contacto de la arena. La mayoría de los sistemas de sobredesplazamiento utilizan un catalizador externo, a pesar de que algunos emplean un catalizador interno.

Todo sistema de consolidación plástica requiere un buen trabajo de cementación primaria con el fin de evitar que la resina se filtre por detrás de la tubería de revestimiento. La densidad de perforaciones debe ser mínima de 4 disparos por pie con el objeto de reducir el diferencial de presión y mejorar la distribución del plástico. Las zonas lutíticas no deben balearse. Para emplear tratamientos de consolidación plástica es indispensable contar con sistemas limpios, ya que todos los sólidos que se encuentren en el sistema para el momento del tratamiento quedarán adheridos en su lugar. Las perforaciones deben lavarse y limpiarse por contra flujo, los tanques del Equipo deben depurarse y los fluidos deben

filtrarse a 2 micrones. Las sartas de trabajo deben limpiarse con una solución diluida de HCl que contenga agentes secuestrantes, y el lubricante de tubería debe usarse en pequeñas cantidades y sólo con el pin. Se recomienda aplicar tratamiento de ácido de matriz, que incluye HF y HCl par areniscas sucias.

Tanto los sistemas de separación de fases como los de sobredesplazamiento requieren un preflujo de etapas múltiples para remover los fluidos del yacimiento y para que el aceite moje los granos de arena. La primera etapa, generalmente con diesel, sirve para desplazar el aceite del yacimiento. Las resinas epóxicas son incompatibles con el agua, y por lo tanto, se debe continuar con alcohol isopropílico después del diesel, con el fin de remover el agua de formación. La última etapa incluye un espaciador que evita que el alcohol isopropílico se ponga en contacto con la resina.

La principal ventaja de la consolidación plástica es que ésta permite que el pozo quede completamente abierto, factor importante cuando se requieren equipos de completación de fondo que tengan diámetros exteriores grandes. Asimismo, la consolidación plástica es apropiada para aplicaciones a través de tuberías y puede emplearse en pozos con tuberías revestidas de diámetro pequeño. Para muchas aplicaciones, los problemas asociados con la consolidación plástica superan las posibles

ventajas. La permeabilidad de una formación siempre disminuye con la consolidación plástica en un 20 a 30% de la permeabilidad original. Incluso en tratamientos exitosos, la permeabilidad al aceite se reduce debido a que la resina ocupa una porción del espacio poral original y porque la resina está oleohumectada. La cantidad de resina utilizada se basa en la cobertura uniforme de todas las perforaciones. Sin embargo, el taponamiento de las perforaciones o las variaciones de permeabilidad suelen causar que algunas perforaciones acepten más plástico que otras.

Aquellas perforaciones que recibieron exceso de plástico pueden taponarse, y en las perforaciones que no reciben resina ocurrirá un pequeño reforzamiento, si acaso ocurre alguno. En los sistemas que emplean catalizadores externos, no habrá control de arena en las áreas que no son contactadas ni por la resina ni por el catalizador.

La primera dificultad cuando se utilizan sistemas de resinas es completar e incluso colocar los químicos en la formación. Por esta razón, la consolidación plástica sólo es apropiada para longitudes de intervalo menores que 10-15 pies. Los intervalos mayores pueden tratarse utilizando Packers para aislar y tratar, una por una, secciones más pequeñas de la zona, pero estas operaciones resultan difíciles y consumen mucho tiempo. Los sistemas de consolidación plástica tampoco funcionan bien en formaciones que

presenten permeabilidades menores que 50 md aproximadamente y/o con temperaturas mayores que 225 grados Fahrenheit.

La consolidación plástica se utilizó mucho entre finales de los años 50 y mediados de los 70 para la completación de pozos en el Golfo de México; sin embargo, esta técnica representa en la actualidad menos del 1% aproximadamente de todas las completaciones de control de arena a nivel mundial. Entre las razones que explican la reducción en el uso de esta técnica se encuentran las dificultades de colocación descritas anteriormente, así como exigentes normas en el manejo de químicos, que resultan por lo general muy tóxicos (siendo los furanos los menos tóxicos de los tres). Además, estos tratamientos tienden a ser muy costosos. La consolidación de arena se utiliza con buenos resultados en algunos campos de África, donde las formaciones cumplen con los criterios generales de selección.

6.1.6 GRAVA CON RECUBRIMIENTO DE RESINA

La grava con recubrimiento de resina es una arena de empaque con grava de alta permeabilidad, la cual está recubierta por una capa delgada de resina. Cuando se expone al calor, la resina se endurece, convirtiéndose en una masa de arena consolidada. El uso de grava con recubrimiento de resina como una técnica de control de arena consiste en bombear dicha grava dentro del pozo para llenar por completo las perforaciones y la tubería de

revestimiento. La temperatura de fondo del pozo o la inyección de vapor hace que la resina se endurezca y forme un empaque consolidado. Después de endurecerse, la arena consolidada del empaque con grava puede limpiarse de la tubería de revestimiento dejando un pozo sin obstrucciones. La grava consolidada que queda en las perforaciones actúa como un filtro permeable para evitar la producción de arena de formación.

A pesar de que el concepto es simple, el uso de grava con revestimiento de resina puede ser una operación compleja. Lo primero y más importante es tener en cuenta que un trabajo exitoso requiere que las perforaciones estén completamente llenas de grava recubierta de resina, y la grava debe endurecerse. Llenar por completo las perforaciones se hace aún más difícil a medida que aumentan la longitud de la zona y la desviación.

En segundo lugar, el endurecimiento de la grava con recubrimiento de resina depende de que exista suficiente resistencia a la compresión.

Este factor, a su vez, depende de la temperatura y el tiempo. Existen sistemas que se endurecen a temperaturas mayores que 180 grados Fahrenheit después de aproximadamente 14 días, sin

embargo, la resistencia a la compresión es baja. Para alcanzar altas resistencias a la compresión se requieren temperaturas mayores que 300 grados Fahrenheit durante varias horas, estas temperaturas son difíciles de alcanzar en el fondo del pozo, a menos que éste se encuentre en un campo en el que se utilizan técnicas de recuperación térmica. Desafortunadamente, existe muy poca información acerca del uso, éxito o fracaso de la grava con recubrimiento de resina como técnica de control de arena.

6.2 FORROS RANURADOS Y REJILLAS

En algunos casos, se utilizan forros rasurados o rejillas sin empaque de grava o con empaque de grava para controlar la arena de formación.

6.2.1 FORROS RANURADOS O REJILLAS SIN EMPAQUE DE GRAVA

A menos que la formación tenga una arena bien distribuida y limpia, con un grano de tamaño grande, este tipo de completación podría tener una vida productiva corta, y los forros rasurados o la rejilla terminarán taponándose. Cuando se emplean solos, como dispositivos de exclusión de arena, los forros rasurados o rejillas se colocan a través del intervalo productor y la arena de formación mecánicamente forma puentes sobre las ranuras o aberturas de la rejilla. La teoría del puenteo muestra que las partículas forman puentes sobre una ranura siempre y cuando el ancho de ésta no exceda dos diámetros de partícula. Asimismo, las partículas

formarán un puente contra un agujero si el diámetro del mismo no es mayor que tres diámetros de partícula, aproximadamente.

Generalmente, el ancho de la ranura o el calibre de la rejilla deberían dimensionarse de manera tal que se ajusten al tamaño de grano de la arena de formación, para el 10% más grande. Más adelante se especifica la manera de determinar el tamaño del grano de la formación. Dado que el 10% de los granos de arena mayores serán detenidos por las aberturas de la rejilla, el 90% restante de la arena de formación será detenido por la arena de granos más grandes. Los puentes que se han formado no serán estables y pueden romperse cuando cambie la tasa de producción o cuando se cierre el pozo. Ahora bien, debido a que los puentes pueden romperse, es posible que la arena de formación se reorganice, lo cual, con el tiempo, tiende a ocasionar la obstrucción de los forros ranurados o rejillas. Cuando se utiliza esta técnica para controlar la arena de formación, el diámetro del forro rasurado o rejilla debe ser lo más grande posible, con el fin de minimizar la magnitud de la reorganización que pueda ocurrir. Otra desventaja de los forros ranurados y las rejillas en pozos de altas tasas es la posibilidad de que ocurra una falla del forro rasurado o rejilla por erosión antes de que se forme el puente.

No se recomienda el uso de un forro rasurado o rejilla sin empaque con grava como una buena técnica de control de arena,

ya que eventualmente puede presentarse obstrucciones que casi siempre reducen la capacidad de producción del pozo. Esta reducción es causada por la mezcla de arenas de formación, lutitas y arcilla cuando la arena de formación está llenando los alrededores de la rejilla. La mezcla de arena, arcilla y lutita puede presentar mucho menos permeabilidad que la arena de formación nativa. Es importante hacer notar que esta técnica de control de arena se utiliza ampliamente en pozos horizontales.

6.2.2 FORROS RANURADOS O REJILLAS CON EMPAQUE DE GRAVA

El empaque con grava se basa en la formación de puentes de arena de formación contra la arena de granos más grandes, siendo esta última retenida por el forro rasurado o rejilla. La arena de granos más grandes (llamada arena de empaque con grava o, simplemente, grava) se dimensiona para que sea 5 a 6 veces más grande que la arena de formación. El empaque con grava crea un filtro permeable que permite la producción de los fluidos de formación, pero restringe la entrada y producción de arena de formación. La fig. 6.3 muestra los esquemas de un empaque con grava en un hueco abierto y en un hoyo entubado. Debido a que la grava está empacada de manera bien apretada entre la formación y la rejilla, los puentes que se forman son estables, lo cual evita el desplazamiento y la reorganización de la arena de formación. Si se diseña y se ejecuta apropiadamente, el empaque

con grava mantendrá su permeabilidad en un amplio intervalo de condiciones de producción.

Los empaques con grava se realizan corriendo el forro rasurado o rejilla en el hoyo y circulando la grava hacia su posición, utilizando un fluido de acarreo. Para obtener óptimos resultados, todo el espacio entre la rejilla y la formación debe estar completamente empacado con arena de empaque con grava de alta permeabilidad. Realizar un empaque completo es relativamente simple en completaciones en hoyo abierto, pero puede resultar más difícil en completaciones de hoyos revestidos perforados. A pesar de ser costosos, se ha demostrado que los empaques con grava constituyen la técnica de control de arena más confiable entre las que se dispone y por lo tanto, es el enfoque más comúnmente utilizado.

CAPITULO 7

DISEÑO DE LA ARENA PARA EMPAQUE CON GRAVA

Tal como se explico anteriormente, un empaque con grava no es más que un filtro de fondo diseñado para prevenir la producción no deseada de arena de formación. Esta arena de formación se mantiene en su sitio gracias a la acción de una arena de empaque con grava debidamente dimensionada, la cual, a su vez, se mantiene en su lugar con ayuda de una rejilla de medidas adecuadas. Para determinar qué tamaño de arena de empaque con grava se requiere, deberán evaluarse muestras de la arena de formación, con el fin de determinar el diámetro medio de los granos y la distribución del tamaño de los mismos. Con esta información, puede seleccionarse una arena de empaque con grava utilizando la técnica descrita por Saucier. La calidad de arena utilizada es tan importante como su dimensionamiento adecuado. El API ha establecido en sus Prácticas Recomendadas 58 las especificaciones mínimas que de be cumplir toda arena de empaque con grava.

7.1 MUESTREO DE LA ARENA DE FORMACIÓN

La utilización de técnicas inadecuadas de muestreo de formación puede traducirse en empaques con grava que fallen debido al taponamiento de los mismos o a la producción de arena. Como el tamaño de la arena de formación reviste tanta importancia, la técnica empleada para obtener una muestra de formación resulta también importante. Conociendo las distintas técnicas de muestreo, es posible efectuar compensaciones al

seleccionar el tamaño de la arena del empaque con grava, si es necesario.

7.1.1 MUESTRAS PRODUCIDAS

En un pozo que produce arena, puede obtenerse fácilmente una muestra de la arena de formación en la superficie. Si bien dicha muestra puede analizarse y utilizarse para determinar cuál debe ser el tamaño de la arena del empaque con grava, las muestras producidas probablemente indicarán un tamaño medio de grano más pequeño que el que realmente posee la arena de formación. La tasa de flujo del pozo, las características del fluido producido y el diseño de los tubulares de la completación son factores que determinan que un tamaño específico de grano de arena de formación se produzca hacia la superficie o se deposite en el fondo del pozo. En numerosos casos, los granos de arena más grandes se asientan en el fondo, por lo que una muestra que se produce hacia la superficie contiene una proporción mayor de los granos de arena de menor tamaño. Esto significa que la muestra de superficie probablemente no constituya una adecuada representación de los distintos tamaños de arena de formación existentes. De igual modo, el transporte de un grano de arena a través de la tubería de producción y de las líneas de flujo superficiales podría ocasionar la ruptura de las pequeñas esquinas de los granos, lo que da lugar a más finos y granos más pequeños. Esto es lo que en algunas ocasiones se denomina

fragmentación de los granos, la cual es también causa de una reducción en la cantidad de granos más grandes de arena de formación, por lo cual se puede llegar a pensar que el tamaño medio del grano obtenido como muestra, es más pequeño que el que la arena de formación realmente posee. Utilizar muestras de arena producida podría inducir el uso de arena de empaque con grava más pequeña que la requerida.

7.1.2 MUESTRAS OBTENIDAS MEDIANTE BELEO

Las muestras que se toman del fondo de un pozo utilizando bombas de arena enganchados al cable de acero son también fáciles de obtener, pero probablemente éstas tampoco resulten representativas de la verdadera arena de formación. Las muestras obtenidas mediante achique generalmente están constituidas por los granos de arena de mayor tamaño, suponiendo que la mayoría de los granos más pequeños se producen hacia la superficie. Las muestras obtenidas por beleo pueden ser también engañosas en lo que respecta a la distribución del tamaño de los granos.

Cuando se cierra el pozo para obtener una muestra, los granos de arena más grandes serán los primeros que se asienten en el fondo, mientras que los más pequeños caerán posteriormente encima de los primeros. Esto da lugar a una organización de los granos de arena de formación en una muestra que no es

representativa de la arena de formación. El uso de muestras obtenidas por achique podría conducir al diseño de arena de empaque con grava más grande que la requerida, lo que a su vez podría ocasionar la producción de arena (partículas de formación pequeñas que atraviesan el empaque con grava) o el taponamiento del empaque (pequeñas partículas de formación que llenan los espacios existentes entre los granos de arena del empaque con grava).

7.1.3 MUESTRAS DE NÚCLEOS DE PARED

Las muestras de núcleos de pared se obtienen disparando proyectiles huecos desde un cañón que se hace descender por el pozo con un cable eléctrico, hasta la profundidad deseada. Los proyectiles permanecen unidos al cañón mediante cables de acero, de manera tal, que cuando se extrae el cañón del pozo, se recuperan los proyectiles con una pequeña muestra de formación en su interior. La toma de muestras de núcleos de pared es una práctica que suele incluirse en las etapas de evaluación de pozos en formaciones no consolidadas y éste es el tipo de muestra más utilizado para diseñar arenas de empaque con grava. Si bien son más representativas que las muestras producidas u obtenidas por achique, las muestras de núcleos de pared también pueden producir resultados engañosos. Cuando los proyectiles chocan contra la cara de la formación, se produce una trituración localizada e los granos de arena, lo que genera granos rotos y

más partículas finas. La muestra de núcleo también podría contener sólidos de lodo de perforación que podrían ser confundidos con material de la formación. Los analistas de laboratorio experimentados pueden separar los granos triturados y los sólidos del lodo, en cierta medida, antes de evaluar la muestra, con lo que mejoraría calidad de los resultados.

7.1.4 MUESTRAS DE NÚCLEOS CONVENCIONALES

La muestra de formación más representativa es la que se obtiene a partir de núcleos convencionales. En el caso de formaciones no consolidadas, podría ser necesario correr toma-núcleos convencionales de forro de goma para garantizar la recuperación de muestras. Aunque los núcleos convencionales constituyen la muestra de formación más deseable, no se encuentran fácilmente disponibles debido al costo de las operaciones de extracción de núcleos. De ser factible, pueden tomarse pequeños tapones en condiciones controladas en distintas secciones del núcleo, con el fin de determinar de manera absoluta y precisa el tamaño medio de los granos de la formación y la distribución del tamaño de los mismos.

7.2 ANÁLISIS DE TAMIZADO

El análisis de tamizado es la rutina de laboratorio que suele realizarse con una muestra de arena de formación con el propósito de seleccionar el tamaño adecuado de arena de empaque con grava. El análisis de

tamizado consiste en colocar una muestra de la formación encima de una serie de rejillas cuyos tamaños de malla son progresivamente más pequeños. Los granos de arena de la muestra original del pozo atravesarán las rejillas hasta encontrar una a través del cual ese tamaño de granos no pueda pasar porque las aberturas son demasiado pequeñas. Al pesar las rejillas antes y después del tamizado, podrá determinarse el peso de muestra de formación que cada tamaño de rejilla ha tenido. El porcentaje de peso acumulado de cada muestra retenida puede graficarse como una comparación de los tamaños de malla de las rejillas, en coordenadas semilogarítmicas, con el fin de obtener un gráfico de distribución de tamaños de arena como el que se muestra en la Gráfico 7.1. La lectura del gráfico al peso acumulado del 50% permite definir el diámetro medio de los granos de la formación. Este tamaño de grano, que suele conocerse como D50, constituye la base para los procedimientos de selección del tamaño de la arena de empaque de grava. El cuadro 7.1 presenta información acerca de tamaño de malla vs abertura del tamiz.

Las muestras que se utilizan en el análisis de tamizado deben ser representativas de la formación, si se espera que los datos del análisis proporcionen información precisa acerca del empaque con grava. De ser posible, deberá tomarse una muestra cada dos o tres pies dentro de la formación o cada vez que se produzca un cambio litológico. El tamaño mínimo de muestra de formación que ser requiere para el análisis de tamizado es de 15 centímetros cúbicos. El tamizado puede llevarse a

cabo en húmedo o en seco. En el tamizado en seco (técnica más común), se prepara la muestra extrayendo los finos (es decir, arcillas) y secándola en un horno. De resultar necesario, se muele la muestra en un mortero, para asegurar que el material que vaya a pasar por el tamizado sean granos sueltos y no conglomerados de los mismos. Seguidamente, se coloca la muestra en el tamizado que emplea vibración mecánica para ayudar a las partículas a moverse a través de las distintas rejillas. El tamizado en húmedo, por su parte, se utiliza cuando la muestra de formación contiene granos de tamaño extremadamente pequeño. De acuerdo a esta técnica, se vierte agua sobre la muestra mientras se hace el tamizado, con el fin de asegurar que las partículas no queden unidas.

7.3 DIMENSIONAMIENTO DE LA ARENA DEL EMPAQUE CON GRAVA

Se han publicado diversas técnicas que permiten seleccionar el tamaño adecuado de arena de empaque de grava para controlar la producción de arena de formación. La técnica que más se emplea en la actualidad fue desarrollada por Saucier. El trabajo de Saucier parte de la premisa básica de que el control óptimo de arena se logra cuando el tamaño medio de los granos de arena del empaque con grava es no más de seis veces mayor que el tamaño medio de los granos de la arena de formación. Saucier estableció esta relación en una serie de experimentos con flujo a través de núcleos. En otros trabajos, la mitad del núcleo estaba constituido por arena de empaque con grava y la otra mitad era arena de formación, tal como se ilustra en la Fig. 7.2. La

relación tamaño medio de los granos de arena de empaque con grava/tamaño medio de los granos de arena de formación se modificó a lo largo de un rango comprendido entre dos y diez, para determinar dónde se lograba el control óptimo de arena.

El procedimiento experimental consistió en establecer una tasa de flujo estabilizada y una caída de presión iniciales a través del núcleo y calcular la permeabilidad inicial efectiva K_i . Se incremento la tasa de flujo y se mantuvo así hasta que se estabilizó la caída de presión, después de lo cual se produjo una disminución de la tasa de flujo para regresar a su valor inicial. Una vez más, se permitió que la caída de presión se estabilizara y se calculo la permeabilidad final efectiva K_f del núcleo. Si la permeabilidad final resultaba ser la misma que la inicial, se concluía que se había logrado un control de arena eficaz sin menoscabo de la productividad. Por otra parte, si la permeabilidad final era menor que la inicial, se establecía que la arena de formación estaba invadiendo y taponando la arena de empaque con grava. En este caso, podría lograrse el control de arena, pero a expensas de la productividad del pozo. La Fig. 7.3 muestra los resultados de los experimentos con flujo a través de núcleos. Tal como se observa en el gráfico, la relación K_f/K_i disminuye a medida que aumenta por encima de seis la Relación tamaño medio de la arena del empaque con grava/tamaño medio de la arena de formación. Destaca el hecho de que, a medida que aumenta dicha relación, K_f/K_i comienza a incrementarse una vez más, lo cual refleja que el tamaño de la arena de formación es tan pequeño que los granos de la

formación comienza a fluir a través de la arena del empaque con grava sin obstrucción. Se sabe que este fenómeno ocurre, pero Saucier no lo verificó como parte de su trabajo.

En la práctica, se selecciona el tamaño correcto de arena del empaque con grava multiplicando el tamaño medio de los granos de la arena de formación por cuatro y por ocho, con el fin de lograr un rango de tamaños de arena de empaque con grava cuyo promedio sea seis veces mayor que el tamaño medio de los granos de arena de formación. Dicho rango calculado se compara con los grados comerciales disponibles de arena de empaque con grava. Se escoge la arena disponible que corresponda al rango calculado de tamaños de arena de empaque con grava. En el caso de que este rango calculado se ubique entre los rangos de tamaño de la arena de empaque con grava disponible en el mercado, se seleccionará por lo general la arena de empaque con grava más pequeña. La tabla 7.2 contiene información acerca de los tamaños de arena de empaque con grava disponible en el mercado.

Cabe destacar que la técnica de Saucier se basa exclusivamente en el tamaño medio de los granos de la arena de formación sin tomar en consideración el rango de diámetros de los granos de arena o el grado de organización de los granos dentro de la formación. El gráfico anterior, que ilustra el análisis de tamizado, puede utilizarse para obtener indicios acerca del grado de organización de los granos en una muestra particular de formación. Un gráfico de análisis de tamizado que sea casi vertical,

representa un grado elevado de organización de los granos (la mayoría de la arena de formación se encuentra dentro de un rango de tamaños sumamente estrecho), mientras que un gráfico prácticamente horizontal, refleja poca organización de los granos, tal como lo muestran las curvas “A” y “D”, respectivamente en la Gráfico 7.1. El factor de organización de los granos, o coeficiente de uniformidad, puede calcularse de la siguiente manera:

$$C_{\mu} = \frac{D_{40}}{D_{90}}$$

Donde: Cu = Factor de organización de los granos o coeficiente de uniformidad
 D40= Tamaño de los granos en el nivel acumulado del 40% derivado del gráfico del análisis de tamizado.
 D90= Tamaño de los granos en el nivel acumulado del 90% derivado del gráfico del análisis de tamizado.

Si Cu es mayor que cinco, se considerará que los granos de arena están poco organizados, lo que podría justificar la utilización del tamaño de arena de empaque con grava inmediatamente inferior al calculado mediante la técnica de Saucier. Otro método que puede aplicarse cuando los granos de arena están poco organizados consiste en utilizar el tamaño D75 de grano en lugar del D50 para calcular el tamaño adecuado de arena de empaque con grava.

7.4 CARACTERÍSTICAS DE LA ARENA DE EMPAQUE

La productividad de un pozo provisto de un empaque con grava depende de la permeabilidad de la arena de dicho empaque. Si se desea garantizar el nivel máximo de productividad del pozo debería utilizarse

sólo arena de empaque con grava de elevada calidad. La norma API RP58 establece especificaciones estrictas en relación con las propiedades que debe poseer toda arena que se emplee en los empaques con grava. El propósito fundamental de dichas especificaciones consiste en garantizar la permeabilidad y longevidad máximas de la arena en condiciones típicas de producción de pozo y tratamiento. Las especificaciones definen niveles mínimos aceptables para el tamaño y forma de los granos, la cantidad de finos e impurezas, la solubilidad en ácido y la resistencia a la trituración. La tabla 7.3 presenta un resumen de procedimientos y especificaciones para las pruebas con grava el API. Son muy pocas las arenas naturales que logran cumplir con las especificaciones API sin tener que ser sometidas a un procesamiento excesivo.

Estas arenas poseen un contenido elevado de cuarzo y gran uniformidad en el tamaño de los granos. La mayor parte de la arena de empaque con grava que se utiliza en el mundo se extrae de la formación Ottawa, que se encuentra en la región norte de los Estados Unidos. El cuadro 7.4 presenta la permeabilidad de los tamaños comunes de arena de empaque con grava que se ajustan a las especificaciones API RP 58.

CAPITULO 8

FORROS RANURADOS Y REJILLAS

Los forros ranurados y las rejillas se emplean en las completaciones en hoyo revestido para evitar la producción de arena del empaque con grava. Estos forros y rejillas son, básicamente, tuberías porosas, donde el tamaño de los poros (es decir, el ancho de las ranuras o el tamaño de las aberturas en el alambrado) se controla rigurosamente, de manera tal que la arena del empaque con grava pueda quedar retenida en las aberturas de los poros. El ancho de las ranuras y el tamaño de las aberturas en la rejilla es lo que suele llamarse calibre. El calibre de una ranura o rejilla es, simplemente, el ancho de la abertura en pulgadas multiplicado por 1000. Por ejemplo, una rejilla con calibre de 12 tiene aberturas de 0.012 pulgadas.

8.1 FORRO RANURADO

Los forros ranurados se fabrican con los tubulares estándar que se utilizan en los campos petroleros, abriendo una serie de ranuras longitudinales a través de la pared del tubo con hojas de sierra, más recientemente, cortadores de rayos láser. El ancho de la ranura se dimensiona para que sea un poco menor que el grano de arena de empaque más pequeño. Las ranuras pueden ser rectas o en forma de trapecio, como se muestra en la Fig. 8.1. La ranura en forma de trapecio es más estrecha en la cara exterior del tubo, en comparación con la parte interior. Las ranuras de este tipo poseen un área de sección transversal en forma de "V" invertida y presentan una tendencia menor a taponarse,

pues las partículas que pasan a través de la ranura en el diámetro exterior de la tubería siguen fluyendo y no se quedan alojadas dentro de la ranura.

La longitud de las ranuras individuales se calibra en el diámetro interior del tubo. La práctica usual aconseja tener ranuras de 1 ½ pulgadas de longitud para anchos de 0.030 "y menos, ranuras de 2" de largo para anchos entre 0.03" hasta 0.06" y ranuras de 2 ½" par ancho de 0.06" y más Fig. 8.2. La tolerancia para el ancho de las ranuras suele ser de ± 0.003 " para anchos de 0.040" y más y ± 0.02 " para anchos menores que 0.04".

Los forros ranurados pueden ser fabricados en diferentes geometrías, como se muestra en la Gráfico 8.3. El patrón en zigzag de ranura sencilla suele ser el preferido, pues permite conservar más de la resistencia original de la tubería. El patrón en zigzag también da una distribución de ranuras más uniforme en el área superficial de la tubería. El patrón en zigzag de ranuras sencillas posee un número uniforme de filas alrededor de la tubería. La separación longitudinal entre dichas hileras de ranuras suele ser de 6".

Los forros ranurados se diseñan, generalmente, para tener un 3% de área abierta con relación al área superficial del diámetro exterior de la tubería, si bien en algunos casos es posible tener áreas abiertas de hasta 6%. El número de ranuras por pie, que se requieren para lograr un área abierta dada, se calcula mediante la ecuación que se indica abajo. La

tabla 8.1 muestra valores típicos para el número de ranuras por pie, en el caso de tamaños estándar de tuberías.

$$N = \frac{12 * \pi * D * C}{100 * W * L}$$

Donde:

más	N =	Número de ranuras requeridas /pie (Sí N<32, redondee al múltiplo cercano de cuatro, sí N>32, redondee al múltiplo más cercano de 8)
	D =	Diámetro exterior de tubería (pulgadas)
	C =	Área abierta requerida porcentaje
	W =	Ancho de ranura (pulgadas)
	L =	Longitud de la ranura medida en diámetro interior de tubería (pulgadas)

El proceso para abrir las ranuras reducirá la resistencia a la tensión que presentaba la tubería. Esta resistencia, en un forro rasurado fabricado con un patrón en zigzag de ranuras sencillas, puede estimarse mediante la ecuación siguiente:

$$Tm = R * \pi * \left(\frac{D^2 - d^2}{4} - N * W * \frac{D - d}{4} \right)$$

Donde:

	Tm =	Tensión máxima permitida	libras
	R =	Resistencia a la tensión del material	libras/pulg-sq
	D =	Diámetro exterior de la tubería	
pulgadas	d =	Diámetro interior de la tubería	
pulgadas	N =	Número de ranuras	
pulgadas	W =	Ancho de las ranuras	

El costo es la ventaja principal del forro rasurado en comparación con la rejilla. Las desventajas del primero son el área de flujo limitada (lo cual origina una baja tolerancia al taponamiento) y un tamaño mínimo de

ranura (aproximadamente 0.012 pulgadas). El tamaño mínimo de ranura que realmente resulta práctico es de unas 0.02 pulgadas de ancho, en comparación con 0.006 pulgadas para la rejilla. Para tamaños de ranura por debajo de 0.02", las cuchillas de sierra que se utilizan para cortar los forros se hacen más delgadas y se rompen con más facilidad. Esto significa un mayor tiempo y costo del proceso de fabricación.

Las cuchillas rotas con frecuencia quedan atrapadas en la ranura e interfieren con el área de flujo disponible. Otro problema potencial que se presenta cuando el ancho de la ranura es menor que 0.02 pulgadas, cuando se trabaja con tubería estándar de acero al carbono, es la corrosión que puede obstruir las ranuras o, en algunos casos, aumentar el ancho, de manera tal que el forro ya no puede controlar bien la arena.

Los forros ranurados deben ser limpiados de rebabas en su diámetro interior, removiendo también cualquier otro tipo de desecho. El proceso estándar consiste en un rimador que se mueve a lo largo de todo el diámetro interior de la tubería. Al mismo tiempo, un chorro de agua a alta velocidad y volumen, dirigido desde la parte exterior de la tubería, empuja los ripios hacia el interior de ésta, desde donde serán removidos por el rimador. Este procedimiento permite remover un 95 % de todas las rebabas y virutas. Se puede también realizar un procedimiento adicional cuando se ha planificado la instalación de empacaduras dentro del forro ranurado. Después de la operación usual para la remoción de las rebabas, el diámetro interior se lava con chorro de agua a alta presión

y un abrasivo. Este lavado con chorro a alta presión permite lograr un diámetro interior suave y eliminar todas las rebabas.

8.2 REJILLAS

Las rejillas consisten en una espiral de alambre de acero inoxidable alrededor de una estructura de soporte, formando un tubo. Es posible controlar qué tan apretada está la espiral para así regular el tamaño de las aberturas entre las vueltas. Las rejillas originales consistían de un alambre directamente enrollado alrededor de una base de tubería cañoneada. Estas rejillas no eran eficientes, pues el área de influjo estaba limitada a los espacios entre las vueltas, solo allí donde la vuelta en sí cubría un agujero en la base de la tubería. Además, el alambrado estaba unido a dicha base sólo en la parte superior y en la inferior. Si se producía alguna falla en cualquiera de los puntos de unión, todo el alambrado se soltaba.

Se lograron mejoras en el diseño de este tipo de rejilla añadiendo alambres longitudinales, o nervaduras, entre el alambrado exterior, o camisa, y la base de tubería Gráfico 8.4. Las nervaduras permiten contar con una separación para que el fluido circule por la longitud de la tubería base después de entrar en la camisa de alambre. Esta modificación aumentó enormemente el área de flujo hacia la rejilla. Otras mejoras posteriores incluyeron la soldadura del alambrado en cada punto de contacto con las nervaduras. Estas camisas totalmente soldadas representan lo más moderno en rejillas para campos petroleros. El

proceso de fabricación consiste en enrollar el alambre alrededor de las nervaduras para formar la camisa de la rejilla. Esta camisa se desliza después en la base de tubería perforada y se suelda en la parte superior e inferior.

Una característica de muchas rejillas es el uso de alambre de forma triangular. Al enrollar este alambre con su punta hacia el interior como se observa en la Gráfico 8.4, se forma una abertura de forma trapezoidal. Como se indicó en la explicación sobre los forros ranurados, esta forma trapezoidal reduce la tendencia al taponamiento al permitir el paso de las partículas que se mueven a través del calibre de la rejilla exterior.

La ventaja principal de las rejillas, al compararlas con los forros ranurados, es la mayor área de influjo. El área de influjo de una camisa típica para este tipo de rejilla será 2 a 12 veces mayor que en un forro ranurado, dependiendo del calibre (Ver Tabla 8.2). Debido a que la camisa de la rejilla es de acero inoxidable u otro material de aleación, el taponamiento de las aberturas en el alambrado no es un problema. Estas rejillas, como ya se mencionó, pueden tener un ancho de abertura de 0.006". Las tolerancias de fabricación para las aberturas de las rejillas son, generalmente, +0.001" por encima del ancho requerido y -0.002" por debajo.

Como sucede con los forros ranurados, las bases de tubería utilizadas para las rejillas son el tubular estándar para campos petroleros. El

tamaño y número de orificios varía dependiendo del tamaño de la tubería. El patrón de los orificios está diseñado para minimizar la pérdida de resistencia a la tensión que tiene la tubería base. Esta resistencia, que se pierde al abrir los orificios, es compensada, hasta cierta medida, por la resistencia a la tensión de la camisa que viene unida a la tubería base. En cualquier caso, la resistencia a la tensión de las rejillas pocas veces será inferior a un 80% de la correspondiente a la tubería base sin orificios. Las conexiones empleadas en esta tubería deben tener diámetros que sean lo suficientemente pequeños como para permitir que la camisa se deslice, de manera tal que se emplean conexiones no reforzadas (o sólo ligeramente reforzadas) con tuberías API no reforzadas (LA ALINEACIÓN), y el tipo más común de roscas es el de acoplamiento y rosca corta (STC) y acoplamiento y rosca larga (LTC). También se pueden utilizar roscas Premium no reforzadas. Sin embargo, una obturación hermética al gas a nivel de la rosca no es prioritaria en el caso de las rejillas, de manera tal que este gasto adicional no siempre se justifica.

8.3 REJILLAS PRE-EMPACADAS

Las rejillas pre-empacadas utilizan arena de empaque revestida con resina, como parte de la propia rejilla. Esta arena actúa como un agente que sirve de puente cuando se produce arena de formación. La arena revestida con resina se dimensiona según los criterios que se explicaron anteriormente para detener la arena de formación. Las rejillas pre-empacadas son diseñadas para su uso en aplicaciones con empaque

con grava, como un mecanismo de mayor seguridad en el caso de que falle tal empaque. Si éste es deficiente y hay algún vacío, la rejilla puede terminar expuesta al flujo de arena de formación. La rejilla estándar no ha sido diseñada para detener la arena de la formación, por la cual se producen problemas en el control de arena. Por otra parte, la rejilla pre-empacada es capaz de detener la producción de arena de formación gracias a la capa de grava revestida con resina. Si bien esta arena ha sido diseñada para taponar, este taponamiento localizado aún permite que el pozo produzca libre de arena en secciones donde el empaque con grava es bueno. Las aplicaciones principales de las rejillas pre-empacadas incluyen cualquier situación donde se espera encontrar dificultades en el empaque con grava (zonas largas, pozos muy desviados, formaciones estratificadas heterogéneas). No se recomienda el uso de rejillas pre-empacadas sin que exista empaque con grava, pero sí en el caso de pozos horizontales largos con mucha propensión a la producción de arena. Las rejillas pre-empacadas se emplean algunas veces sin el empaque con grava, en prueba de producción breves.

Existen diferentes diseños de rejillas pre-empacadas. Lo más comunes incluyen Rejillas Pre-empacadas de Rejilla Doble Gráfico 8.6 Rejillas Pre-empacadas de Rejilla Sencilla 8.7y el Slim-Pak Gráfico 8.8. El primero consiste en una rejilla estándar y una camisa adicional sobre la primera camisa. El espacio anular entre las dos camisas se llena con grava revestida con resina. Todo el ensamblaje de la rejilla se coloca en un horno y se calienta para permitir que la grava revestida se consolide.

La rejilla Pre-empacada Sencilla posee, en primer lugar, una rejilla estándar. En este caso, se instala un tubo perforado especial sobre la camisa. Este tubo está envuelto en un papel especial para sellar los orificios de salida, y la región anular entre la camisa y el tubo perforado se llena con grava revestida con resina. El ensamblaje se cura en un horno y se saca el papel que está alrededor del tubo exterior. El diámetro exterior del tubo perforado es menos susceptible al daño que la rejilla y esto tiene sus ventajas cuando el producto debe ser corrido a través de pata de perros muy pronunciados, ventanas fresadas en la tubería revestidora o zapatas guía.

La rejilla Slim-Pak es similar a la rejilla estándar, con dos excepciones importantes. En primer lugar, alrededor de la parte exterior de la base de tubería perforada se enrolla una rejilla de malla muy fina. Esta rejilla se asegura antes de instalar la camisa. En segundo lugar, el espacio entre la rejilla y la rejilla de malla fina se llena con arena de empaque revestida con resina. Después se lleva la rejilla a un horno, para curar la grava revestida y obtener una capa fina de grava consolidada entre la camisa de la rejilla y la tubería base. La ventaja de la rejilla Slim-Pak en comparación con las demás rejillas pre-empacadas consiste en que la primera tiene las mismas dimensiones internas y externas que la rejilla estándar (Tabla 8.3) y permite contar con el mayor diámetro interior posible para flujo, en comparación con las Rejilla Pre-empacadas de Rejilla Doble o Rejillas Pre-empacadas de Rejilla sencilla de diámetro exterior similar.

8.4 CALIBRE DE FORROS RANURADOS Y REJILLAS

En aplicaciones con empaque con grava, el calibre del forro ranurado o rejilla se encuentra determinado por el tamaño de la arena de empaque requerida para controlar la arena de formación. El calibre en el forro ranurado o rejilla debe ser tal que resulte posible retener la arena del empaque y, por lo tanto, dicho calibre debe ser menor que el diámetro más pequeño de la arena del empaque. La regla fundamental consiste en dimensionar el calibre del forro ranurado o rejilla para que no supere el 80% del diámetro más pequeño de los granos de la arena del empaque. También se deben considerar las tolerancias de las aberturas en la rejilla. La Tabla 8.4 presenta tamaños recomendados de aberturas para las arenas de empaque con grava más comúnmente utilizadas.

CAPITULO 9

EQUIPOS DE COMPLETACIÓN CON EMPAQUE DE GRAVA Y HERRAMIENTAS DE SERVICIO

9.1 EQUIPO DE COMPLETACIÓN

El equipo de completación con empaque con grava se define como aquel que permanece en el pozo como parte de la completación, después que finalizan las operaciones de colocación de la grava. El Equipo que se describe más adelante no representa todas las modalidades de equipos existentes en el mercado, sino más bien una completación típica con empaque con grava. Por otra parte, las recomendaciones de diseño de equipos que se mencionan posteriormente son tan sólo eso: recomendaciones. Es importante recordar que las condiciones de ciertos pozos podrían requerir algún tipo de adaptación en lo que respecta a la clase y el diseño del equipo de empaque con grava que puede correrse. Estas adaptaciones deberán efectuarse tomando en consideración los riesgos que plantean, por lo que algunas serán más convenientes que otras. Otro principio importante de recordar consiste en que podrían existir varias maneras distintas, aunque igualmente eficaces, de completar un pozo.

9.1.1 EMPAQUE SUMIDERO

El primer paso que debe darse al instalar una completación con empaque de grava consiste en establecer una base. En el caso de las completaciones en hoyo revestido, el tipo de base más

comúnmente utilizado consta de un Packer sumidero. Generalmente, se corre el Packer sumidero en el pozo con un cable, antes de balear la formación, y se asienta a una distancia específica por debajo de las perforaciones inferiores. La distancia existente por debajo de las Perforaciones debe ser suficiente como para dar cabida a la longitud del ensamblaje de sello, de la rejilla indicadora (en caso se utilice) y de la rejilla de producción. En las completaciones que emplean rejillas indicadoras, el Packer sumidero suele ubicarse de 14 a 20 pies por debajo de la perforación más baja, mientras que, en aquellas perforaciones que no utilizan dichas rejillas, el Packer sumidero generalmente se coloca de 5 a 10 pies por debajo de dicha perforación más baja.

En la mayoría de los casos, el Packer sumidero es una empaadura permanente de interior pulida, como el Modelo "D" de Baker o el Packer de tipo "F" que se muestra en la Gráfico 9.2.

También pueden emplearse Packers recuperables de interior pulido, tales como el Packer Modelo "SC-1". En el caso de los empaques con grava de zonas múltiples, el Packer de la zona inferior puede espaciarse para que actúe como Packer sumidero de la zona superior. La ventaja de emplear un Packer sumidero, a diferencia de otras técnicas, estriba en que el Packer permite tener acceso al fondo del pozo y funge de sumidero para escombros abandonados o que han caído al pozo. Asimismo, el sumidero

facilita la corrida de registros de producción por debajo del intervalo productor, para supervisar los contactos crudo, gas y agua.

Si bien los Packers sumidero constituyen la base preferida para el empaque con grava, también existen quienes consideran que el tapón puente o el tapón de cemento son una opción posible. En las completaciones en pozo abierto, se puede instalar un sumidero de escombros o un acceso de registro pero esto no sucede frecuentemente. Por consiguiente, la base del empaque de grava es simplemente un tapón ciego ubicado en el fondo del pozo. La Gráfico 9.3 ilustra las categorías más comunes de bases de empaque con grava.

9.1.2 ENSAMBLAJE DE SELLOS

El ensamblaje de sellos se requiere para sellar el interior del Packer sumidero e impedir que la arena del empaque con grava llene el fondo del pozo durante la colocación de dicho empaque. En el caso de empaques con grava múltiples, se utiliza el ensamblaje de sellos para que efectúe un aislamiento zonal. El ensamblaje de sellos que se emplea para enganchar el Packer sumidero puede ser del tipo indicador de ubicación, de cierre a presión o de indicación múltiple, tal como se muestra en la Gráfico 9.4.

El ensamblaje de sellos tipo indicador de ubicación proporciona una indicación certera de asentamiento, cuando se engancha al Packer sumidero. Esta indicación puede resultar obstaculizada por la acción del arrastre o de los escombros en la tubería de revestimiento, por lo cual este tipo de ensamblaje de sellos no es de uso común. Por otra parte, el ensamblaje de sellos de cierre a presión posee lengüetas roscadas que se pliegan hacia adentro cuando el ensamblaje entra en contacto con la parte superior del Packer. Cuando el ensamblaje se ha insertado totalmente en el Packer sumidero, las lengüetas roscadas se expanden y encajan en las roscas cuadradas que se encuentran en la parte superior de dicho Packer. Se requieren aproximadamente 2000 lbs de peso de asentamiento para encajar a presión en el Packer y de 8000 a 12000 lbs para desengancharse de la misma. Esta herramienta puede encajarse a presión en el Packer sumidero y desengancharse de la misma a conveniencia, con el propósito de verificar que el ensamblaje del Packer sumidero se encuentre ubicado en la posición correcta. La fuerza de desenganche se reducirá si el ensamblaje se acciona repetidamente.

Por otra parte, el ensamblaje de sellos de indicación múltiple es el dispositivo que ofrece la indicación más certera en cuanto a la posición del Packer. Esta herramienta tiene, en la parte superior, un reborde localizador y, más abajo, a una distancia conocida, un collar indicador. Se requieren aproximadamente 2000 a 4000

libras de peso de asentamiento para insertar el collar indicador a través del interior del Packer. Se hace descender la herramienta hasta que el reborde localizador entra en contacto con la parte superior del Packer sumidero y registra una indicación del peso de asentamiento. Con el fin de corroborar que el ensamblaje de sellos se encuentra en el Packer sumidero, se eleva la herramienta hasta que el collar localizador entra en contacto con la parte inferior del Packer. Se puede ejercer una sobre tracción de 6000 a 15000 libras (dependiendo del tamaño de la herramienta) para obtener una indicación certera del peso de subida. Se puede subir o bajar la herramienta entre las posiciones de indicación superior e inferior, con una carrera predeterminada entre las dos, con el fin de obtener una indicación bastante precisa de que el ensamblaje de sellos está enganchado en el Packer sumidero. El ensamblaje de sellos de indicación múltiple resulta particularmente útil en pozos altamente desviados. El ensamblaje de sellos de indicación múltiple debería utilizarse solamente con empaques permanentes, ya que el collar indicador puede accionar los mecanismos de desenganche en algunas empaques recuperables. Dado que la herramienta se extiende por debajo del empaque cuando se engancha, no se emplea en la zona superior en completaciones con empaque de grava en pozos de zonas múltiples.

9.1.3 REJILLA INDICADORA INFERIOR Y CONEXIÓN DE O-RING

La rejilla indicadora inferior es un tramo corto de rejilla (generalmente de 6 a 10 pies de longitud) que se utiliza conjuntamente con una conexión de O-ring y una tubería de lavado, para establecer una ruta de circulación hasta el fondo del pozo durante las operaciones de colocación de grava. Al forzar la circulación hacia el fondo del pozo, puede efectuarse un empaque más completo cuando se usan fluidos de acarreo de un gel viscoso. No se utilizan ni se recomiendan las rejillas indicadoras inferiores cuando se emplea salmuera como fluido de acarreo. La conexión de O-ring proporciona un punto de obturación para la tubería de lavado. Asimismo, es posible usar una conexión de interior pulido en lugar de la conexión de O-ring.

9.1.4 REJILLA DE EMPAQUE CON GRAVA

El propósito de la rejilla de empaque con grava es el de crear el espacio anular que se llena con la arena de dicho empaque, además de actuar como filtro para garantizar que no haya producción de dicha arena.

- Centralización de la rejilla: Llenar el espacio anular que se crea entre la rejilla y la tubería de revestimiento con arena de empaque con grava resulta esencial para controlar la producción de arena de formación. Con el fin de garantizar que dicho espacio se llene adecuada y completamente

alrededor de la rejilla, ésta deberla estar centrada. En el caso de completaciones en pozo revestido, suelen emplearse centralizadores de aletas soldadas. Las aletas se cortan a partir de planchas de acero de 0.25 a 0.5 pulgadas de espesor y tiene aproximadamente 6 pulgadas de longitud. Los bordes de los centralizadores se biselan para garantizar una corrida fácil. Los centralizadores constan de 4 aletas soldadas a la tubería base de la rejilla con separaciones de 90° entre sí, para así dar lugar a un diámetro externo de 0.25 pulgadas aproximadamente, por debajo del diámetro interno de la tubería de revestimiento del pozo. Los centralizadores se instalan con una separación de 15 a 20 pies entre sí y pueden colocarse en la parte superior, inferior y/o central de un tramo de rejilla según convenga.

En el caso de los empaques con grava en pozo abierto, la centralización se logra utilizando centralizadores de resortes en arco. El mismo consta de un collarín superior y otro inferior, conectados con 4 - 6 resortes de acero. Estos resortes pueden comprimirse (es decir, el centralizador se estira) para poder ser corridos a través de diámetros internos estrechos. Cuando el centralizador entra en un diámetro interno más ancho, los resortes tratan de expandirse hasta alcanzar su posición original, lo que produce una fuerza de centralización o restauración. Se requieren suficientes centralizadores para

que la fuerza combinada de restauración pueda levantar el peso de la rejilla en las condiciones existentes en el pozo.

- Longitud de la rejilla: En las completaciones en pozo revestido, la longitud de la rejilla suele escogerse de manera tal que se obtengan 5 pies de espaciamiento por debajo y por arriba del intervalo total baleado. Este espaciamiento garantiza que la totalidad del intervalo baleado esté cubierto por la rejilla y además compensa cualquier pequeña discrepancia de espaciamiento. A menudo, se utiliza un espaciamiento adicional por encima del intervalo total baleado, pero los beneficios que aporta dicho espaciamiento adicional de la rejilla son debatibles. Por otra parte, en las completaciones en pozo abierto, la longitud de la rejilla se establece de forma tal que pueda cubrir desde el fondo del pozo hasta aproximadamente, cinco pies por encima del zapato de revestimiento, en pozos que no han sido ampliados por debajo de la tubería de revestimiento.

En pozos abiertos ampliados, suele producirse un vacío en la parte superior de la sección ampliada. Este vacío se deriva del aumento en el diámetro interior del pozo ampliado en relación con el diámetro interior del pozo perforado o de la tubería de revestimiento. La parte superior de la rejilla se diseña de manera tal que ésta se encuentre cinco pies por debajo de la

parte superior de la sección ampliada del pozo, con el fin de impedir que este vacío produzca arena.

- **Diámetro de la rejilla:** En el caso de completaciones en pozo revestido, el diámetro exterior de la rejilla debe ser aquel que permita efectuar un empaque de grava anular óptimo y permita la pesca cuando el empaque con grava deba recuperarse del pozo. En la mayoría de los casos, basta con mantener una holgura anular mínima comprendida entre 0.75 y 1.0 pulgada entre el diámetro externo de la rejilla y el diámetro interno de la tubería de revestimiento, para lograr tanto un buen empaque anular como una pesca adecuada. Por otra parte, en las completaciones en pozo abierto ampliado por debajo de la tubería de revestimiento, se recomienda tener una holgura anular mínima comprendida entre 0.75 y 1.0 pulgada entre el diámetro externo de la rejilla y el diámetro interno de la tubería de revestimiento por encima del pozo abierto. en el caso de los pozos abiertos que no han sido ampliados, también se recomienda una holgura anular mínima similar entre el diámetro externo de la rejilla y el diámetro interno del hoyo. Ahora bien, el diámetro externo máximo de rejilla seleccionada podría depender de la tubería de lavado de la que se disponga para efectuar las operaciones de pesca.

9.1.5 TUBERIA LISA

El propósito de la tubería lisa consiste en crear un depósito de arena de empaque con grava que garantice que la rejilla permanecerá completamente empacada en caso de que el empaque se asiente. Durante las operaciones de empaque con grava, es posible que se produzcan pequeños vacíos en el empaque del espacio anular. En efecto, la colocación del empaque con grava con fluidos base gel siempre generará pequeños vacíos, especialmente frente a las secciones cortas de tubería lisa que se encuentran entre tramos de rejilla. Según sea el ángulo de desviación, el empaque que se asienta poco después de la colocación de la grava llenará estos vacíos, pero es importante contar con una reserva suficiente de arena de empaque con grava para que este proceso ocurra sin destapar la parte superior de la rejilla.

- Centralización del tubo liso:

Tal como ocurre con la rejilla, el tubo liso debe ser centralizado para asegurar que la distribución de grava en el espacio anular entre la porción ciega y la tubería de revestimiento sea uniforme. Normalmente, se utilizan centralizadores de aletas soldadas en las completaciones en hueco revestido y hueco abierto, puesto que el tubo liso casi siempre se encuentra ubicado dentro de la tubería de revestimiento. Pueden emplearse centralizadores de resortes en arco si se desea o se requiere.

- Longitud del tubo liso:

Existen varias reglas empíricas que deben seguirse para determinar la longitud de tubo liso que se requiere cuando se utilizan fluidos de acarreo de gel viscoso. Posiblemente, el método más científico consiste en reconocer que los vacíos se producirán en los tramos sin rejilla dentro de la sección de rejilla (por ejemplo, conexiones de tramos de la rejilla). Una normal tradicional en materia de reserva de grava ha sido mantener un mínimo de 30 pies de grava empacada en el tubo liso, por encima de la parte superior de la rejilla. Al sumar esta cifra a la longitud total de tramo sin rejilla que se encuentra dentro de la sección de rejilla, es posible determinar el valor mínimo de tubo liso empacado requerido.

- Diámetro del tubo liso:

Por razones prácticas, se selecciona un diámetro de tubo liso que sea del mismo tamaño que la tubería base de la rejilla. Así, se impide que se produzca un cambio brusco en el área de flujo anular en la interfaz entre el tubo liso y la rejilla. Por otra parte, es posible emplear tubos lisos más anchos para que así el diámetro externo de los mismos se ajuste más al diámetro externo de la rejilla. Esto debería tomarse en consideración cuando se corren rejillas pre-empacadas dobles o sencillas, cuyos diámetros externos son relativamente grandes en comparación con los diámetros internos. Cuando

se utilizan tubos lisos con diámetros externos demasiado pequeños, se puede formar un puente en la parte superior de la rejilla durante la colocación del empaque con grava, debido al cambio severo experimentado por el perfil del diámetro externo y la correspondiente modificación en el área de flujo.

9.1.6 JUNTA DE SEGURIDAD

La junta de seguridad de corte consta de una conexión superior y otra inferior, unidas mediante una serie de tornillos de corte Gráfico 9.5. Este dispositivo se incluye en la mayoría de los ensamblajes de completación con empaque de grava, pues permite recuperar el Packer y la extensión, independientemente del tubo liso y la rejilla. La junta de seguridad de corte se separa con tensión vertical para romper los tornillos mientras se jala el Packer con la herramienta de recuperación (el pescante). Tras extraer el Packer, el tubo liso y la rejilla pueden lavarse y recuperarse utilizando técnicas tradicionales de pesca. Si no se corre una junta de seguridad de corte, el tubo liso que se encuentra por debajo del Packer deberá ser cortado para que pueda recuperarse la misma. Los pernos de corte de seguridad utilizados en la junta de corte deben resistir del peso de tubo liso y de la rejilla con un factor de seguridad amplio. Las limitaciones de la sarta de trabajo que se empleará para recuperar el Packer también deberán tomarse en cuenta cuando se seleccione el valor de corte. Los valores de corte estándar pueden ajustarse entre

44,800 y 80,640 libras, dependiendo del tamaño de la herramienta. Las conexiones superior e inferior se aseguran de manera rotativa para que pueda transmitirse torque de ser necesario. Las juntas de seguridad de corte no se suelen utilizar cuando se corren Packers permanentes o ensamblajes de empaque con grava sumamente largos y pesados.

9.1.7 VALVULA SEPARADORA DE AISLAMIENTO

La válvula separadora de aislamiento consiste en un dispositivo mecánico que impide la pérdida de fluidos de completación y el consiguiente daño a la formación después de efectuarse el empaque con grava. La aleta inferior de cierre de la válvula de aislamiento se mantiene abierta por acción de las herramientas de servicio del empaque con grava, durante la colocación de dicho empaque. Cuando se sacan las herramientas de servicio de la válvula de aislamiento, la aleta se cierra, con lo cual impide que se escape fluido hacia la formación Gráfico 9.6. Las herramientas de servicio del empaque con grava pueden extraerse del pozo, tras lo cual se corre la tubería de completación. En condiciones de producción, la aleta se abre. Otra posibilidad consiste en que la aleta esté elaborada con materiales frágiles y puedan romperse hidráulica o mecánicamente antes de que el pozo produzca.

9.1.8 EXTENSION DE EMPAQUE CON GRAVA

Las extensiones de empaque con grava se utilizan conjuntamente con el Packer y las herramientas de servicio para crear un recorrido de flujo desde la tubería de trabajo por encima del Packer, hasta el espacio anular entre la rejilla y la tubería de revestimiento que se halla debajo del Packer. La extensión de empaque con grava consta de una extensión superior (que tiene orificios de flujo para los fluidos del empaque con grava), el interior pulido (dimensionado para que se ajuste al interior pulido del Packer) y la extensión inferior (para dar cabida a la herramienta de cruce del empaque con grava en todo su rango de movimiento). La longitud de la extensión de empaque con grava se diseña cuidadosamente para que funcione con un Packer y una herramienta de cruce específicas. Las extensiones de empaque con grava se encuentran disponibles en dos categorías, es decir, perforadas y de camisa deslizante Gráfico 9.7. En una extensión de empaque con grava perforada, la extensión superior simplemente posee orificios perforados por donde sale el fluido. Estos orificios deben aislarse durante la producción del pozo con un ensamblaje de sellos como medida de precaución, con el fin de impedir la producción de grava. Por su parte, en una extensión de camisa deslizante, los orificios de la extensión superior están abiertos durante la colocación de la grava, pero se encuentran aislados mediante una camisa deslizante. Esta camisa se cierra

con una herramienta accionadora cuando las herramientas de servicio del empaque con grava se sacan del pozo.

9.1.9 PACKER PARA EL EMPAQUE CON GRAVA

En la parte superior del ensamblaje del empaque con grava se encuentra el Packer, la cual puede ser permanente o recuperable, aunque se recomienda emplear Packers Recuperables para las aplicaciones con empaque con grava. Dado que la colocación del empaque con grava constituye una compleja operación de completación, puede producirse fallas durante la colocación inicial de la grava o a lo largo de la vida del yacimiento. Un Packer Recuperable acelera las actividades de rehabilitación de pozos, sin los costos y riesgos potenciales del fresado de un Packer permanente. Los Packer Recuperables que se utilizan para la colocación del empaque con grava son Packers de interior pulido, tales como el Modelo "SC-1" Gráfico 9.8. Además de facilitar las operaciones de empaque con grava, el Packer puede utilizarse en producción, por lo que debe diseñarse de acuerdo a las condiciones de temperatura, presión y ambiente existentes en el pozo.

Las características estándar de un Packer Recuperable son:

- Recuperable con herramienta de liberación por tracción vertical.

- Soporta presiones diferentes de hasta 6000 lb/ sq-pulg desde arriba o abajo y temperaturas de hasta 250°F.
- Se asienta □hidráulicamente sin rotación.
- Puede modificarse fácilmente para ser utilizada en ambientes hostiles y aplicaciones térmicas.
- Puede fresarse fácilmente en situaciones de emergencias a su construcción de hierro fundido por encima de las cuñas.
- El elemento de empaque sencillo, tipo copa, facilita el fresado eliminando los espaciadores metálicos que se encuentran en otras empaaduras recuperables.
- Disponible para la mayoría de los tamaños de tubería de revestimiento.

9.2 HERRAMIENTAS DE SERVICIO DEL EMPAQUE CON GRAVA

Las herramientas de servicio del empaque con grava se definen como el equipo necesario para ejecutar el empaque con grava y que se extrae del pozo una vez colocado dicho empaque. En la mayoría de los casos, las herramientas de servicio que se requieren para un empaque con grava dependen del tipo de equipo de empaque se utilice. A continuación, se presenta un análisis más detallado acerca de las herramientas de servicio.

9.2.1 HERRAMIENTA HIDRÁULICA DE ASENTAMIENTO

La herramienta hidráulica de asentamiento consiste básicamente en un pistón hidráulico que genera la fuerza requerida para

asentar el Packer (Gráfico 9.9). Está sujeta a la parte superior de la herramienta de cruce y posee una camisa que se apoya en la camisa de asentamiento del Packer. Se deja caer una bola de asentamiento sobre el asiento de bola de la herramienta de cruce, para taponar el diámetro interno de la sarta de trabajo. La presión que se aplica a la sarta de trabajo actúa sobre un pistón en la herramienta hidráulica de asentamiento, para hacer descender la camisa hasta comprimir las cuñas y el elemento de empaque.

9.2.2 HERRAMIENTA DE CRUCE DE EMPAQUE CON GRAVA

La herramienta de cruce de empaque con grava crea los distintos recorridos de circulación de los fluidos durante la operación de colocación del empaque con grava. Consta de una serie de sellos moldeados que rodean un orificio de empaque con grava hacia el centro de la herramienta y un orificio de retorno cerca de la parte superior de esta Gráfico 9.10. El diseño de tubo concéntrico que presenta esta herramienta, conjuntamente con el Packer y la extensión del empaque con grava, permiten que el fluido que es bombeado hacia abajo por la sarta de trabajo por encima del Packer, efectúe un cruce hacia el espacio anular entre la rejilla y la tubería de revestimiento por debajo del Packer. De igual modo, los fluidos de retorno que fluyen en sentido ascendente por la tubería de lavado por debajo del Packer, pueden cruzar hacia el espacio anular entre la sarta de trabajo y la tubería de revestimiento por encima del Packer.

Mecánicamente, la herramienta de cruce soporta el peso del ensamblaje de empaque con grava mediante una conexión de rosca izquierda cuadrada, la cual se encuentra unida a la parte superior del interior pulido del Packer. La herramienta de cruce contiene también el asiento de bola, el cual permite ejercer presión sobre la sarta de trabajo para sentar el Packer. Una vez asentado el Packer, se incrementa la presión de la sarta de trabajo, para lanzar la bola hacia un área sumidero por debajo de los orificios del empaque con grava de la herramienta de cruce. Después de esto, puede desengancharse la herramienta de cruce de la rosca izquierda cuadrada del Packer. Las herramientas de cruce pueden ser liberadas por rotación o de manera hidráulica. El desenganche mecánico requiere entre 10 a 12 vueltas hacia la derecha en el punto donde se encuentra el Packer, con una ligera tracción hacia arriba. El mecanismo hidráulico de desenganche es accionado por la presión ejercida en el espacio anular comprendido entre la sarta de trabajo y la tubería de revestimiento. El mecanismo de liberación mecánica puede funcionar como apoyo al mecanismo hidráulico.

Las herramientas de cruce del empaque con grava poseen tres o cuatro posiciones: Inyección, Circulación Inferior, Circulación Superior y Circulación Inversa, tal como lo muestra la Gráfico 9.11. La posición de inyección se logra asentando peso sobre el Packer

para sellar los orificios de retorno en el interior de ésta. Dicha posición permite que todos los fluidos bombeados por la sarta de trabajo, en sentido descendente, sean dirigidos hacia la formación, y se utiliza para llevar a cabo tratamientos de empaque con grava con forzamiento y/o inyectar tratamientos con ácido en la formación. Por su parte, la posición de circulación inferior se logra recogiendo la herramienta de cruce aproximadamente un pie por encima de la posición de inyección. Esta posición trabaja conjuntamente con una rejilla indicadora inferior para generar un recorrido de flujo que permite la circulación de la arena del empaque con grava hasta su sitio apropiado. El flujo sigue el siguiente recorrido: Desciende por la sarta de trabajo, penetra por la herramienta de cruce, sale por la extensión de empaque con grava, baja por el espacio anular comprendido entre la rejilla y la tubería de revestimiento, atraviesa la rejilla indicadora inferior sube por la tubería de lavado, ingresa nuevamente a la herramienta de cruce y sube por el espacio anular entre la sarta de trabajo y la tubería de revestimiento. La posición de circulación inferior sólo existe cuando se utiliza una rejilla indicadora inferior (por ejemplo, en empaques con geles viscosos). La posición de circulación superior, por su parte, se logra levantando la herramienta de cruce aproximadamente tres pies por encima de la posición de la circulación inferior. Este movimiento ascendente de la herramienta de cruce tiene como objetivo separar la tubería de lavado de la conexión O-ring y permitir que los fluidos que

retornan puedan tomarse de la rejilla principal y no de la rejilla indicadora inferior.

Finalmente, la posición de circulación inversa se logra ejerciendo presión sobre el espacio anular entre la sarta de trabajo y la tubería de revestimiento, hasta llegar a unas 500 lb/sq-pulg, y levantando lentamente la herramienta de cruce del empaque con grava hasta que el fluido comience a circular en sentido ascendente por la sarta de trabajo. La posición de circulación inversa permite que el exceso de arena del empaque con grava salga por la sarta de trabajo al finalizar las operaciones de empaque. Una bola de presión de fondo baja, revestida en caucho, o una bola de inversión, colocada en la conexión inferior de la herramienta de cruce, son los elementos que actúan como una válvula de retención, para impedir pérdidas de fluido hacia la formación mientras se produce la circulación inversa. En realidad, las posiciones de la herramienta de cruce se ubican, y la sarta de trabajo se marca, en superficie par facilitar la referencia antes de iniciar el empaque con grava.

Existen variaciones de la herramienta de cruce del empaque con grava para aplicaciones especiales. Una variación incorpora un dispositivo seguro rotacional que permite aplicar rotación hacia la derecha al ensamblaje del empaque con grava mientras éste se corre en el pozo. Este dispositivo se utiliza fundamentalmente en

pozos altamente desviados donde podría existir un elevado arrastre por fricción. Otras variaciones remiten la circulación a través de la herramienta de cruce mientras se está entrando en el pozo. Esta característica permite remover el relleno sin necesidad de efectuar un viaje especial de limpieza de pozo. Otras variaciones pueden adaptarse para funcionar conjuntamente con equipos de perforación flotantes.

9.2.3 HERRAMIENTA ACCIONADORA

La herramienta accionadora se corre por debajo de la herramienta de cruce del empaque con grava y se utiliza para abrir y cerrar la camisa deslizante de la extensión de empaque con grava Gráfico 9.12. La herramienta consiste básicamente en un collar diseñado para atrapar lengüetas de la camisa deslizante y cerrarlo con un movimiento ascendente o abrirlo con un movimiento descendente. La herramienta accionadora se necesita sólo cuando se corre la extensión de empaque con grava con una camisa deslizante.

9.2.4 TUBERÍA DE LAVADO

La tubería de lavado se corre por debajo de la herramienta de cruce del empaque con grava o de la herramienta accionadora, por dentro del tubo liso y la rejilla, con el fin de garantizar que el punto de circulación de retorno para el fluido de acarreo del empaque con grava se encuentre en la parte inferior de la rejilla. Esto permite hacer llegar la arena del empaque con grava a la

parte inferior de la rejilla y efectuar la operación de empaque tipo “Fondo Arriba”. En los empaques con grava que utilizan fluidos de acarreo de gel viscoso y rejillas indicadoras inferiores, la parte inferior de la tubería de lavado está provista de un niple pulido que sella la conexión de O-ring. Por su parte, en los empaques con salmuera, la rejilla indicadora inferior no se utiliza y el final de la tubería de lavado debería colocarse lo más cerca posible de la parte inferior de la rejilla.

CAPITULO 10

EMPAQUE DE GRAVA EN HUECO ABIERTO

10.1 INTRODUCCIÓN

Como se explicó anteriormente, el enfoque con grava en hueco revestido está orientado a empacar completamente las perforaciones con arena de alta permeabilidad. La productividad del pozo y la longevidad de la completación se ven afectadas cuando las perforaciones no se empacan completamente. Los empaques con grava en hueco abierto permiten evitar todas las dificultades y preocupaciones asociadas con el empaque de las perforaciones y reducen las operaciones de colocación de grava a la tarea, relativamente simple, de empacar la región anular rejilla/hueco abierto. Debido a que estos empaques no tienen túneles de perforaciones, los fluidos de formación pueden converger hacia y a través del empaque con grava radialmente desde 360°, eliminando la elevada caída de presión relacionada con el flujo lineal a través de los túneles de perforación. Esta menor caída a través de un empaque en hueco abierto garantiza prácticamente una mayor productividad que en el caso del empaque en hueco revestido para la misma formación. La Gráfico 10.1 muestra las caídas de presión teóricas en empaques con grava de hueco revestido y hueco abierto. Como la Gráfico indica, los empaques con grava en hueco abierto no originan prácticamente ninguna caída de presión adicional, y los fluidos de formación convergen en el pozo.

10.2 PAUTAS PARA LA SELECCIÓN DE CANDIDATOS AL EMPAQUE CON GRAVA EN HUECO ABIERTO

A pesar de su potencial para lograr pozos de alta productividad, los empaques con grava en hoyo abierto no son apropiados para todos los yacimientos ni formaciones. La mayor desventaja de la completación en hoyo abierto (incluyendo los empaques con grava en hoyo abierto) es la imposibilidad de aislar fácilmente la producción no deseada de agua y/o gas. A diferencia de las completaciones en hoyo revestido, las cuales pueden ser cañoneadas de manera precisa y selectiva sólo en las zonas de interés, las completaciones en hueco abierto ofrecen un control bastante menor sobre los fluidos (agua, crudo o gas) que están expuestos a la cara de la formación. Además, en un pozo de hueco revestido, las operaciones complementarias (como la cementación forzada, el taponamiento o empaques dobles), para aislar la producción no deseada de fluido, pueden llevarse a cabo con una probabilidad de éxito razonablemente buena. Estas operaciones en un hueco abierto (con la posible excepción del taponamiento) son más arriesgadas y con mayores probabilidades de fracaso. Considerando esto, las completaciones en hueco abierto son más apropiadas para las formaciones que producirán un fluido monofásico (crudo o gas) durante un período largo de tiempo, con bajo riesgo de que se requiera el reacondicionamiento para eliminar la producción no deseada de fluidos. Las completaciones en hueco abierto también son apropiadas para las formaciones que producirán con una elevada relación agua-crudo o gas-crudo, independientemente del tipo de completación (en hueco revestido

o abierto) que se decida emplear. En este caso, la mayor productividad que se logra en la completación en hueco abierto es el factor decisivo.

Un requerimiento esencial de los empaques con grava en hueco abierto es mantener la estabilidad del hueco durante a fase de perforación y completación. La falta de estabilidad del hueco es una razón principal por lo cual no se utilizan los empaques en hueco abierto con mayor frecuencia en formaciones no consolidadas y que se dilatan. Los huecos inestables dificultan la corrida del ensamblaje para el empaque con grava y pueden evitar una colocación apropiada de la grava si la formación se derrumba alrededor de la rejilla. Afortunadamente, los fluidos de perforación más avanzados como el Perflow, pueden ser bastantes efectivos en cuanto a mantener la estabilidad del hueco en formaciones que se dilatan y que se han presentado problemas en el pasado.

Es necesario evitar los empaques con grava en hueco abierto para las formaciones con intercalaciones de arena y lutitas, especialmente si las últimas tienden a hincharse y/o derrumbarse. Durante la colocación de la grava, la lutita podría mezclarse con la arena del empaque, lo cual reduce la permeabilidad de la grava y afecta el comportamiento del pozo. También en este caso, el fluido de perforación apropiado puede aliviar algunos de los problemas asociados con formaciones que tienen intercalaciones de arena y lutita.

10.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS EMPAQUES CON GRAVA EN HUECO ABIERTO

El siguiente es un resumen de las ventajas y desventajas de los empaques con grava en hoyo abierto y las pautas para la selección de candidatos a este tipo de empaque:

Ventajas de los empaques con grava en hueco abierto:

- Drawdown bajo y alta productividad
- Excelente longevidad
- No hay gastos asociados con tubería revestidora y baleo.

Desventajas de los empaques con grava en hueco abierto:

- Es difícil excluir fluidos no deseables como agua y/o gas
- No es fácil en formaciones que se dilatan
- Requiere fluidos especiales para perforar la sección de hueco abierto

Pautas para la selección de candidatos al empaque con grava en hueco abierto:

- Formaciones donde el empaque en hueco revestido no presenta una productividad aceptable
- Situaciones donde se requiere una mayor productividad
- Yacimientos donde se espera un flujo de hidrocarburos monofásico, sostenido y largo

- Situaciones donde no será frecuente el reacondicionamiento para aislar gas o agua
- Pozos donde se toleran elevadas relaciones agua-crudo o gas-crudo
- Yacimientos con arenas únicas y uniformes (evitar las arenas múltiples intercaladas con capas de lutitas que resultan problemáticas)
- Formaciones que pueden ser perforadas y completadas manteniendo la estabilidad del hoyo en el intervalo de completación
- Situaciones donde las completaciones en hoyo revestido son bastantes más costosas (es decir, pozos horizontales)

10.4 EMPAQUE CON GRAVA TIPO "TOP SET"

El tipo más común de completación en hoyo abierto es la que se denomina "Top Set" Gráfico 10.2. En esta completación, la tubería revestidora de producción se asienta en la parte superior del intervalo de completación, para aislar los estratos subyacentes. Una vez que la tubería revestidora se cementa, la formación productora se perfora hasta la profundidad total y se instala el empaque con grava. Los aspectos críticos en este tipo de empaque incluyen la selección del asiento para la tubería revestidora, la perforación del hueco abierto, la ampliación por debajo de la tubería de revestimiento y el empaque con grava.

Selección del Asiento de tubería de revestimiento:

La selección del asiento a la profundidad apropiada puede tener un impacto importante en el éxito y costo de una completación en hueco abierto. Generalmente, la tubería revestidora debe asentarse en la parte superior del yacimiento y entrar muy poco en el intervalo productor. Si la formación subyacente es inestable o presenta lutitas que se derrumban y no se logra aislar estas lutitas por detrás de la tubería revestidora, se pueden presentar problemas y demoras durante el resto de la completación e incluso durante toda la vida del pozo. Es necesario correr registros de pozo para asegurar que se hayan penetrado todos los estratos problemáticos y que éstos serán revestidos antes de correr la tubería revestidora. En algunos casos, se pueden requerir varias corridas de registro, a medida que el pozo se hace más profundo, para determinar exactamente cuándo se debe correr la tubería revestidora. También se puede perforar el pozo hasta la profundidad total y después se hace el registro, para determinar la profundidad apropiada de la tubería revestidora. Deberá colocarse un tapón de arena a través del intervalo productor, antes de cementar la tubería revestidora, para evitar contaminar la cara de arena de la formación con sólidos del cemento y/o filtrado.

Perforación del Hueco Abierto:

Existen varias opciones para la perforación del intervalo de completación en el caso del hueco abierto. Cómo se lleva esto a cabo, y el tipo de fluidos utilizados, depende del contenido de minerales de la formación

(es decir, si es sensible al fluido de perforación y/o completación). Otro factor es si el hueco abierto será ampliado por debajo de la tubería revestidora, como se explicó anteriormente. El fluido para la perforación del hueco abierto es crítico en el éxito de la completación. Los siguientes son los requerimientos generales de un fluido de perforación ideal:

- Compatible con la roca yacimiento (no dañino)
- Buenas propiedades de suspensión
- Baja pérdida por fricción
- Baja pérdida de fluido
- La densidad se controla fácilmente
- Fácilmente disponible
- Poco costoso
- Se mezcla y manipula sin problemas
- No es tóxico
- Se remueve fácilmente de la formación

Si bien la mayoría de los fluidos no cumplen con todas estas propiedades, algunos de ellos como los sistemas base agua y saturados con sal y los de carbonato de calcio, han presentado buenos resultados como fluidos de perforación y ampliación. Perflow es un ejemplo de fluido base agua con carbonato de calcio que ha sido utilizado como fluido de perforación. El aspecto crítico es que el fluido de perforación debe causar un daño irreversible mínimo a la cara de la formación. Los fluidos cargados de sólidos deben formar un revoque rápidamente, para así minimizar las pérdidas de filtrado. Es necesario que el revoque se

remueva fácilmente, antes o después del empaque con grava. En algunos casos, se ha trabajado bien con salmueras limpias como fluidos de perforación no dañinos. Si el hueco abierto va a ser ampliado, se puede utilizar el lodo estándar como fluido de perforación, siempre y cuando la operación de ampliación remueva la porción de la formación invadida por el lodo y dañada.

Ampliación:

Esta es la operación que permite aumentar las dimensiones del hueco por debajo del zapato guía. La razón fundamental que justifica esta operación en un hoyo abierto es la remover el daño presente en el hoyo piloto. El hueco de mayor diámetro también aumenta la productividad del pozo, al tener una permeabilidad mayor que la formación alrededor del pozo. Esta ampliación se puede llevar a cabo simplemente para lograr una mayor holgura entre la rejilla y el hueco abierto. En cualquier caso, sólo deberá realizarse con un fluido no dañino. Los lodos de perforación tradicionales sólo se utilizarán como la última alternativa y se deberán planificar tratamientos para la remoción del daño antes de empacar con grava o poner el pozo a producir. Los problemas de la ampliación tienen más que ver con la operación, que con aspectos de tiempo y costos, siempre que estos no excedan el límite económico, pues la completación en hueco revestido requiere cambiar a un fluido limpio antes de balear, esta última operación por supuesto, no es necesaria en las completaciones en hueco abierto. Con relación a

los costos generalmente se considera que el costo de ampliación y el de baleo se compensan mutuamente.

En el caso de correr un forro a través del intervalo de completación, en una fecha posterior, sea una opción para aislar los fluidos no deseados, es preferible evitar la ampliación. La camisa de cemento en un hueco ampliado será mucho más gruesa que lo normal, interferirá con el baleo efectivo o lo dificultará. Estas dificultades o un baleo no efectivo afectan negativamente las operaciones de empaque con grava y, como consecuencia, también limitan la productividad del pozo.

Equipo para el empaque con grava:

Correr e instalar el equipo para empaque con grava en un hueco abierto es, básicamente, igual a hacerlo en un hueco revestido. Como se indico en el capítulo anterior, se requieren centralizadores de resorte en arco, especialmente si el intervalo de completación está ampliado. Se ha debatido mucho la interferencia de los centralizadores de resorte en la colocación de la grava. Sin embargo, no hay otras opciones disponibles para la centralización, excepto en intervalos muy cortos, no se requieren centralizadores de resorte en arco. Aquí se logra centralizar mediante la ampliación hasta 10 a 15 pies antes de la profundidad total. El intervalo no ampliado, a la profundidad total permite la centralización para el fondo de la rejilla. El obturador, en la parte superior de la rejilla, logra su centralización en esta área.

En el caso del hueco abierto, donde no hay obturador sumidero, correr la rejilla es un poco diferente. La rejilla se asienta, generalmente, a un pie o dos del fondo del pozo. Se debe evitar asentar esta rejilla en condiciones de compresión para evitar su alabeo, el cual sería perjudicial para la centralización. En estos empaques en hueco abierto, no se suelen utilizar juntas de seguridad rompibles. Si la rejilla no se asiente en el fondo, o si el fondo del pozo es "blando", las presiones hidráulicas creadas durante la colocación de la grava pueden generar una fuerza suficiente como para hacer que la rejilla se desplace hacia abajo y se rompa la junta de seguridad.

Colocación de la Grava:

Las operaciones de colocación de la grava en los hoyos abiertos son casi idénticas al caso con huecos revestidos, excepto que no se requieren operaciones especiales para llenar las perforaciones. El volumen de grava requerido para este tipo de empaque se calcula con base en el volumen entre la rejilla y el hueco abierto. El volumen del hueco abierto se obtiene con un registro de calibración. En base a la experiencia en cierto campo o formación, es posible que se requiera una cierta cantidad de grava en exceso, pues los volúmenes calibrados con frecuencia subestiman el volumen de hueco real, debido a las irregularidades en el hueco y los derrumbes.

Tratamiento de la Formación:

Es posible que, en algunos casos, se requiera tratar la formación para remover el daño. Si el revoque del fluido de perforación o el material para pérdida de fluido es soluble en ácido, generalmente es suficiente realizar un tratamiento ácido con KCl (7.5 a 15%) para disolver el material taponante y restaurar la producción.

CAPITULO 11

TRABAJO DE CONTROL DE ARENA Y EVALUACION ECONOMICA

11.1 TRABAJO DE CONTROL DE ARENA:

POZO PALOMA -D1

FORMACIÓN LOWER PETACA TOP

A. RESUMEN EJECUTIVO

La formación Petaca tiene como característica que a altos rates de producción aporta arena, lo que causa arenamiento en los pozos, además ocasionando daños en los equipos de levantamiento artificial y superficie generando costos adicionales por la intervención de un equipo de servicio de pozos.

El presente trabajo de "Gravel Pack" que se realizó, tuvo como objetivo hacer una completación a la formación Lower Petaca, evaluar selectivamente la formación y optimizar la producción del pozo, controlando el aporte de arena de formación, de tal manera que permita estabilizar la producción del pozo a los rates deseados y minimizar futuras intervenciones para rehabilitarlo.

B. DATOS DEL POZO

1. Estado real del Pozo
 - Tipo de Formación : Arena, arenisca
 - Conductora : 13 3/8 pulg. N-80, 72#/ ft BTC a 100 m
 - Casing de Superficie : 9 5/8 pulg. K-55, 40#/ ft BTC a 1795 m
 - Casing de Producción : 7 pulg. 26#/ft, N-80, BTC, ID- 6.27 pulg.
 - Fluido en el Casing : KCl 8.6 ppg.
 - Hueco Abierto : 8.5 pulg. TD a 3980 m
 - TOC en anular : +/- 3360 m
 - Tubing spool y X-tree : Cameron single 7 1/16 pulg. 5000 psi, 2 9/16", 5000psi
2. Información General
 - Formación : Lower Petaca
 - Colchón para el baleo : Underbalanced
 - Tipo de baleado : TCP, 12 tiros por pie, cañón de 4 5/8", 30° de fase
 - Carga del baleo : Big Hole (0.75"), RDX (200°F-500hrs), 5.51" penetración.
 - Presión del Reservorio : +/- 4850 psi
 - Gradiente de Fractura : +/- 0.7 psi/ ft
 - Temperatura : 212 °F, máxima desviación 38.4° a TD
 - Tubería de Producción : 2 7/8, 6.5 #/ ft, 8rd ID -2.441, drift 2.34"
 - Fluido de Reservorio : Petróleo, gas condensado con bajo corte de agua.
 - Producción de arena : Si, antes del empaque con grava
 - Porosidad : +/- 20 %
 - Permeabilidad : +/- 22 md

C. DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO

El trabajo consistirá en bajar un conjunto de herramientas de Gravel-Pack Schlumberger 7"x4" QUANTUM (26 -29#) ubicada frente a los punzados de la formación Lower Petaca Top (3777-3783 m), luego se bombeará una lechada compuesta de una salmuera y grava, a una determinada concentración en libras/galón, la cual será colocada dentro de los punzados y en el anular del casing con el elemento filtro, de esta manera quedará colocado un empaque de grava para evitar el flujo de arena de formación hacia el pozo.

D. PROCEDIMIENTO PARA LA LIMPIEZA DEL POZO (WELL BORE CLEAN UP)

1. La limpieza del pozo consiste en bajar un escariador y escobilla para limpiar las paredes interiores del casing de 7", después se hace un cambio de fluido por una salmuera de KCl 8.6 ppg y filtrado 20 NTU grado de turbidez para dejar en óptimas condiciones el pozo de manera que se puedan asentar el Sum Packer, el Champ Packer del TCP y el Quantum Packer del ensamblaje empaque con grava, para esto se bajo un BHA compuesto por lo siguiente:

- Broca 6 1/8 HTC de dientes sin jets.
- 02 scraper de 2" x 7" para casing de 26 ppg
- 01 Casing Brush
- 02 Drill Collars de 4 3/4" x 2"
- 01 tubing tester
- tubing 3 1/2 RTS-8 hasta superficie

2. Bajamos el BHA hasta llegar al Collar Flotador y levantamos hasta 100 m encima del tope del intervalo que se va a balear. Bajamos la Tubería escariando barra por barra hasta el tope del collar flotador.
3. Después de escariar y limpiar el casing bombeamos fluido limpiador por tubing a un rate máximo de 7 bpm y una velocidad anular de +/- 300 fpm para eliminar la suciedad retornando por anular hacia la fosa.
 - 25 Bbls de Hi-Vi-Pill
 - +/- 10 Bbls de agua fresca como espaciador
 - 25 Bbls de Hi-Vi-Pill 100 Seg. de viscosidad.
 - Espaciamos con 50 Bbls de agua fresca limpia.

E. EVALUCIÓN DE LA CALIDAD DEL CEMENTO Y SENTADO DEL SUM PACKER.

1. Armar unidad de Wire Line contratista Baker Atlas y se baja un registro CBL- VDL para evaluar la calidad del cemento en la zona donde se va hacer el baleo.
2. Se baja con unidad de wire line un registro CCL, una canasta limpiadora con un anillo calibrador para casing de 7" 26 ppf, ID 6.27 pulg. Drift 6.15 pulg. Hasta una profundidad de 3793 m bajo la profundidad de asentamiento del Sum Packer.
3. Se baja Sum Packer de 7" (SBL-Modelo 18, ID 3.75 pulg, OD 5.88 pulg.) y se sienta a 3785 m.

F. PUNZADO DE LA FORMACION CON UNDERBALANCED TCP/DST

1. Baleo con cargas "Big Hole" a 12 tiros por pie:

Debido a que el pozo se introduce un sistema de filtros (grava + filtro), existe una caída de presión adicional, que ocasiona una disminución del índice de productividad y consecuentemente una caída de producción diaria. Para minimizar este efecto se recomienda realizar un baleo de la zona productiva con cargas de de agujero de entrada +/- 1/2" a 1" de diámetro y de 6" a 8" de profundidad para optimizar el área de flujo.

2. Se ensambla la herramienta TCP de la Compañía Halliburton del fondo hacia arriba con los siguientes componentes principales:

- Loaded Gun 4 5/8", 12 tiros por pie
- Mechanical Firing Head
- 01 tubing 2 7/8 8RD
- Vertical shock Absorber 7"
- Radial Shock Absorber 7"
- Champ Packer 7", 17-38 #/FT
- RTTS Safety Joint
- Big John Hydraulic Jar 4 5/8"
- instream running case (2 Gauges) 5 1/4"
- MPV Valve 5"
- Select Tester Valve 5"
- 01 Drill Collar 4 3/4" x 2 1/4"
- OMNI Valve 5"

- 01 Drill Collar 4 ¾" x 2 ¼"
 - RD Circulating valve
 - 01 Drill Collar 4 ¾" x 2 ¼"
 - Radioactive Marker Sub Lower
 - 03 Drill Collar 4 ¾" x 2 ¼"
 - Tubing de 3 ½" hasta superficie
3. A medida que se va armando el TCP, se hacen las pruebas de Presión a las conexiones y los crossover de los principales componentes MPV, OMNI valve, y el último stand de Drill Collar, con 3000 psi por 10 minutos, si es satisfactoria la prueba se continúa armando el BHA con tubería 3 ½" hasta llegar al tope del Sum Packer donde se hace la prueba final de presión.
 4. Se registra el peso de la sarta hacia arriba 132,000 lbs y hacia abajo 94,000 lbs y se pone el Packer aproximadamente a profundidad de asentamiento.
 5. Sin retirar la sarta del pozo, compañía de Wire Line baja registro GR/CCL a través de la tubería, para correlacionar la profundidad verdadera de asentamiento del Packer de 7" y no sentar sobre un collar del casing de 7".
 6. Se sienta el Champ Packer 7" a +/- 3761 m, con 8 vueltas a la derecha y un peso de 25,000 lbs sobre el peso de la sarta.

7. Se arma el Cabezal de prueba Halliburton en la mesa de trabajo del equipo de workover, esta contiene la barra detonadora, además de las líneas y el Manifold con sus chockes de prueba, se presuriza todo el sistema la sarta de la tubería y estos componentes con 5000 psi por 10 minutos, si la prueba es satisfactoria se descarga la presión en la sarta hasta 500 psi y presuriza la presión en el anular a 1500 psi, esto abre la válvula MPV y cierra los orificios del autollenado automático de la tubería.
8. Se cicla la válvula OMNI a su posición de circulación, presurizando por anular con 1500 psi, descarga a cero, se hace el cambio de fluido reemplazando la salmuera KCL por 92 Bbls de Diesel para crear una presión Underbalanced de +/- 850 psi.
9. Cicla válvula OMNI a posición de Prueba, presurizando anular con 1500 psi, descarga a cero, cicla válvula STV a posición de Prueba, presurizando anular con 2500 psi, encontrándose lista la sarta para efectuar el punzado.
10. Se suelta la barra detonadora y procede al baleo del intervalo 3777-3783 m, se mantiene la presión del anular con 2500 psi por 10 minutos, y se permite el flujo de fluido de la formación a través de la tubería hasta el manifold de prueba, donde se regula el flujo con un chocke de 8/64 , se registran presiones, temperaturas y volúmenes en superficie, esto seria la primera apertura, posteriormente se descarga la presión del anular a cero, esto cierra la válvula STV, el primer cierre de la prueba.

Se mantiene cerrada la válvula de prueba STV por espacio de una hora para registrar el build-up de la presión.

11. Cicla la válvula OMNI a posición de bloqueo, y llenar la tubería con KCL, presurizar el anular con 2500 psi para ciclar la válvula STV a su posición de prueba, después de 10 minutos desfogar la presión a cero esto mantendrá la válvula STV abierta y asegurada.
12. Se desancla el Packer y se hace la circulación por reversa con fluido KCL filtrado con 20 NTU, para normalizar el pozo dos volúmenes de tubería, se para la circulación si se observa que hay pérdida de fluido en el pozo de 10 Bbls/Hr por el baleo efectuado, Spotear una píldora viscosa de Max Seal 4 gal/ ft perforado.

G. PROCEDIMIENTO DE OPERACIONES PARA EL EMPAQUE CON GRAVA CONVENCIONAL

1. Se ensambla la Herramienta de Empaque con Grava QUANTUM 4" X 7" Schlumberger del fondo hacia arriba con los siguientes componentes principales:
 - Self positioning indexing guide shoe
 - Lower zone multiseal Assembly
 - Lower zone snap latch locator
 - 12 m Production Screen w/ centralizer 4 ½" OD, j - 55 x 0.008" Ga AWSS
 - 12 m Blank Pipe w centralizer 4 ½" OD, p - 110 11.6#/ft

- Bajar concéntrica mente 26 m de tubería de 2 3/8" Hydrill 4.7#/ft que sirve como tubería lavadora y guía.
 - Long Stroke Locked Safety Shear Sub 60K, 4" OD fishing neck
 - Circulating Housing with Port Closure Sleeve 7" x 4"
 - QUANTUM Gravel Pack Packer (26 -29 #)
 - QUANTUM Service Tool
 - Work String 3 1/2" RTS - 8 hasta superficie
2. Bajar la herramienta a moderada velocidad de 60 Ft / min, un stand antes de llegar al tope del Sum Packer registrar el peso de la sarta de trabajo hacia arriba 140,000 lbs y hacia abajo 93,000 lbs.
 3. Enchufar el Lower zone seal Assy en el Quantum Packer asentado 20,000 lbs sobre su peso, en esta acción los hilos del seal Assy encajan en los hilos del Packer, levantamos la sarta de trabajo con 15,000 lbs sobre su peso se libera la sarta, esto nos confirma la posición correcta de la herramienta que se ha bajado, volvemos a enchufar y dejamos sentada la sarta con 5,000 lbs sobre su peso, esto nos dejara el Packer en la profundidad de asentamiento 3754.15 m.

ASENTAMIENTO DEL PACKER Y PRUEBA

4. Se lanza dentro de la sarta de trabajo una bola de 1 3/8" por gravedad, esta se asentará en la herramienta de servicio (Service Tool).

5. Schlumberger arma líneas de presión de la sarta de trabajo a los equipos de bombeo y manifold de control, prueba sus componentes a 5000 psi.
6. Sienta Packer de 7" a 3754.15 m con el siguiente procedimiento:
 - Presurizar la tubería con 1600 psi para sentar el Packer hidráulicamente, mantener la presión por 10 minutos para permitir a los elementos energizarse, descargar la presión a cero.
 - Cerrar Hydrill y efectuar prueba de Packer, presurizar por anular con 1000 psi y mantener por 5 minutos, desfogar a cero.
 - Abrir BOP anular Hydrill, se desarrolla una prueba mecánica levantando la tubería con 15,000 lbs sobre su peso, esto nos indica que esta sentado el Packer.
 - Se deja sarta de tubería con 10,000 lbs sobre su peso posición SQUEEZE de la herramienta y se presuriza tubería con 2400 psi esto liberará la herramienta de servicio.

DETERMINANDO POSICIONES DE CIRCULACION EN LA HTA DE SERVICIO

7. De la posición SQUEEZE se levanta la herramienta con 15,000 lbs sobre su peso este cambio se notará en el Indicador de peso (Martín Decker) se marcará como posición de circulación C_1 , se continua levantando la sarta de trabajo y el cambio de peso en el Indicador se marcará como posición de circulación C_2 .

8. De la posición de circulación C₂ levantar la sarta de trabajo 6 ½" ft, esto se marcará como posición de Circulación REVERSA.

- Presurizar la sarta de trabajo con 3600 psi, para romper el asiento de la bola en la herramienta de servicio y abrir los orificios de circulación en la herramienta de Cruce.

LIMPIEZA DE LA TUBERIA ANTES DE BOMBEAR EL FLUIDO DE EMPAQUE

9. Con la herramienta de Servicio en posición de reversa se bombea una píldora viscosa seguido de un tratamiento ácido en el interior de la sarta de trabajo como sigue:

- 30 Bbls de PAD salmuera filtrada de KCl
- 10 Bbls de píldora viscosa HEC-40 a 3 bpm
- 10 Bbls de ácido al 7.5 % a 3 bpm
- Desplazar con 80 Bbls de KCl a 3 bpm hasta 2 Bbls antes de llegar al tope del packer.

10. Reversar el tratamiento ácido hacia la superficie a 4 bpm hacia un tanque donde se neutralizará con Soda Cáustica.

11. Con la herramienta de servicio en posición de circulación reversa, establecer las presiones de circulación a rates de 1, 2, 3, 4 y 5 bpm.

- 1 bpm 50 psi
- 2 bpm 200 psi
- 3 bpm 500 psi
- 4 bpm 800 psi

PRUEBA DE INYECTIVIDAD

12. Con la herramienta de servicio en posición Squeeze hacemos la prueba de inyectividad a rates de $\frac{1}{4}$, $\frac{1}{2}$, $\frac{3}{4}$, 1, $1\frac{1}{2}$, 2 bpm

- $\frac{1}{4}$ bpm 600 psi
- $\frac{1}{2}$ bpm 1800 psi

13. Si la diferencia de presión en la prueba entre la posición Squeeze y la posición de circulación a 1 bpm es mayor de 500 psi se desarrolla un tratamiento matricial con ácido. Como se observa la diferencia de presiones es alta considerando que a $\frac{1}{2}$ bpm es 1800.

TRATAMIENTO MATRICIAL CON ACIDO A LA FORMACIÓN

14. Con la herramienta de servicio en posición de circulación C_1 bombear el tratamiento ácido como sigue:

- Pre-Flush 14 Bbls de HCl al 10% a 3 bpm
- Mud Ácido 23 Bbls de HCl + FH (Mud Acid 6:1.5) a 3 bpm
- Over-Flush 5 Bbls de HCl al 10 %
- Espaciador 10 Bbls de NH_4 Cl al 4%

15. Desplazar con 70 Bbls de fluido de completación KCl, dejar el Mud Acid frente a los punzados por media hora.

16. Ubicar la herramienta de Servicio en posición Squeeze y comenzar el bombeo para inyectar el Mud Acid a la formación

con un rate de $\frac{1}{4}$ bpm, máxima presión 1800 psi observando el manómetro, la presión disminuye lentamente hasta llegar a 20 psi, esto nos indica que se ha removido el daño en la formación.

BOMBEO DE LA GRAVA

17. Con la herramienta de servicio en posición de circulación C_1 y el BOP anular cerrado bombear el fluido de empaque con la grava de la siguiente manera:

- 10 Bbls de KCl como PAD a 4 bpm, el retorno por anular durante todo el bombeo debe estar regulado con una válvula chocke.
- 35 Bbls de fluido de empaque KCl mezclado con 997 lbs de grava 40 / 60 y 0.7 PPG a 4 bpm, máxima presión permitida en superficie de 3500 psi.
- Desplazar la mezcla de grava con 102 Bbls de KCl, a 4 bpm la presión inicial fue de 1000 psi, cuando la mezcla alcanzó el tope del packer la presión empieza a incrementar será un indicativo que el filtro empieza a cubrirse (inicio de empaquetamiento) la presión final fue 3200 psi.
- Una regla de campo es, cuando se alcanza una sobrepresión de 1500 psi sobre la presión de circulación inicial al mismo caudal nos indica que hemos alcanzado la presión de empaque (Screen-Out), y se baja el caudal a 0.5 -1 bpm, hasta terminar el desplazamiento, en nuestro trabajo la presión inicial a 4 bpm

fue 1000 psi y alcanzamos el arenamiento a 3200 psi, estamos en el rango adecuado.

- Bombear la grava con una contrapresión por anular de 300 psi para que la grava se empaquete homogéneamente en la formación (Pre-Pack).

GRAVEL PACK SCHEDULE - REFERENCE TABLE

Stage Name	Pump Rate Bpm	Fluid Name	Stage Fluid Bbls	Sand Type	Stage Sand Lbs	Sand Conc. PPG	Back Pressure psi
Pad	4.0	KCI	10 Bbls				
Slurry 0.7 PPG	4.0	KCI	35 Bbls	40 /60	997 Lbs	0.7	300
Flush	4.0	KCI	102 Bbls				

Pre-Pack: 25 #/ Ft punzado 492 lbs - 5 Sx 40 / 60 US Mesh
Annular Pack for Screens 11.2 #/ Ft 440 lbs - 4 ½ Sx 40 / 60 US Mesh
Annular Blank Pipe 50% 13.6 #/ Ft 273 lbs - 3 Sx 40 / 60 US Mesh
Arena en exceso 25% 300 lbs - 3 Sx
Total de Arena 40 / 60 Teórico: 1500 lbs - 15 Sx

18. Una vez que se alcanzó la presión de empaque (Screen-Out), parar la circulación cerrar el BOP anular y presurizar con +/- 500 psi por anular para evitar que la grava sobrante del tubing por efecto de caída libre caiga sobre el Packer y arene la herramienta de servicio.

19. Se levanta la sarta de trabajo tensionando la tubería @ 235,000 lbs, se libera la herramienta de servicio, dejando la herramienta en posición de circulación reversa, se empieza a circular el pozo con KCI, a 5 bpm para limpiar el sistema del excedente de arena, parar

la circulación cuando el retorno por zarandas el fluido se muestre limpio sin arena, se recupero 50 lbs de grava 40 / 60.

CONFIRMACIÓN DEL EMPAQUETAMIENTO DE LA GRAVA

20. Una vez limpio el sistema, se levanta la herramienta de servicio fuera del packer, se continua circulando por espacio de 5 minutos, se para la circulación.

21. La herramienta de servicio se enchufa en el packer y se fija en la posición de circulación C_1 , se empieza a probar el empaquetamiento de la grava circulando con +/- 0.5 bpm se observa que la presión sube hasta 2500 psi lo cual nos indica que el Empaque con grava ha sido satisfactorio.

H. RECOMENDACIONES TÉCNICAS PARA EL DISEÑO DEL TRATAMIENTO

1. El agua a utilizar como fluido de completación deberá ser filtrada a 3 micrones.
2. De acuerdo al análisis de mallas de la muestra obtenida del fondo del pozo se recomienda el uso de una grava malla 40 / 60 y el filtro tendrá que ser de una Malla US 80.
3. Se ha considerado un "Blank Pipe" de 12.24m, y en el trabajo de engravado quedará cubierto de 6.12m
4. La longitud del filtro es de 12 m.
5. Estimamos 25 lbs/ft adicional de grava por pie perforado (punzado).

6. La concentración de la grava en la lechada es de 0.7 ppg.

I. RECOMENDACIONES DE SEGURIDAD

1. La operación se planificará para ser realizada en forma segura, tomando como prioridad la integridad del personal involucrado en el trabajo, y como principio de los procedimientos de operación la filosofía STOP.

2. Todo EL personal involucrado en la operación deberá contar con los elementos de seguridad:

- Guantes
- Máscaras protectora para polvo
- Lentes de seguridad
- Botas de jebe
- Overall
- Protector de oídos

J. PERSONAL ASIGNADO

TRABAJO	PERSONAL
Bombeo de Gravel Pack	Ingeniero Supervisor Operador Operador de P.G. Mecánico Ayudante

K. EQUIPO DE BOMBEO REQUERIDO

ITEM	PERSONAL
1	Unidad de Bombeo de alta presión
2	Batch Mixer - 100 Bbl
3	Tanque de 100 Bbl
4	Filtros de Agua
5	Skid de líneas de alta presión
6	Canasta de mangueras de 4"
7	Caja de repuestos

11.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA

El pozo que estuvo en estudio produce de la formación Petaca, tiene en promedio una producción ≈ 500 Bbls/día de Petróleo, pero declinan aproximadamente su producción en un 10 % mensual por aporte de Arena, lo cual da como resultado que al cuarto mes resulte ineficiente el trabajo de la instalación artificial, como consecuencia el pozo se para, y por lo tanto se requiere el trabajo de un equipo de Work-Over para retirar la instalación de producción y hacer la limpieza de Arena, esto lleva aproximadamente un tiempo de un mes, en que el pozo está inactivo.

Por lo que se decidió hacer el trabajo de empaque de grava, para los futuros pozos a completar de esta formación.

El Costo total de la Inversión para el trabajo adicional de empaque de la completación del pozo fue de \$ 130,000 dólares, para nuestro caso un pozo nuevo.

Después de hacer el trabajo de Empaque con Grava el pozo empezó a producir a un rate de inicial de ≈ 400 Bbls/día el cual va decreciendo en un 1 % mensualmente.

Finalmente el resumen del análisis económico nos da los siguientes resultados:

Inversión (M \$)	130.00
Margen de Ganancia (\$)	8.00
Tasa de descuento (%)	15.00
VAN (\$)	50,335.91
TIR Anual (%)	37.00
Relación B / I	1.39

CAPITULO 12

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

12.1 CONCLUSIONES

- El trabajo de control de arena se considera satisfactorio en la formación Petaca, luego del trabajo de empaque con grava no se ha presentado problemas de arenamiento.
- De la evaluación económica se puede concluir que es factible el control de arena utilizando Empaque con grava

12.2 RECOMENDACIONES

- Proponer la realización de estos trabajos a otros pozos con condiciones similares.
- Hacer un estudio detallado de la muestra obtenida de la formación para lo cual se recomienda el muestreo convencional.
- Hacer una prueba de producción extensa al pozo en estudio para determinar características de aporte de arena.

CAPITULO 13

ANEXOS

13.1 GRAFICOS

- Gráfico 3.1 : Geometría de flujo radial
- Gráfico 3.2 : Distribución de presión alrededor de un pozo
- Gráfico 3.3 : Caída de presión adicional asociada con el incremento de penetración del daño.
- Gráfico 3.4 : Efecto de la severidad del daño en la magnitud del incremento de la caída de presión.
- Gráfico 3.5 : Pérdidas de productividad causadas por daño de formación
- Gráfico 4.1 : Carga del soporte de un túnel con arena
- Gráfico 4.2 : Geometría de un arco estable rodeando una perforación
- Gráfico 5.1 : Aparato para probar la falla de una roca con Drawdown
- Gráfico 5.2 : Correlación de resultados de pruebas de inicio de producción de arena
- Gráfico 6.1 : Control de arena utilizando prácticas de completación selectiva
- Gráfico 6.2 : Consolidación plástica con catalización Externa
- Gráfico 6.3 : Empaques con grava en hueco abierto y revestido
- Gráfico 7.1 : Distribución de los tamaños de arena a partir del tamizado
- Gráfico 7.2 : Núcleo experimental de Saucier
- Gráfico 7.3 : Resultados de Saucier sobre el tamaño de la grava
- Gráfico 7.4 : Relación entre la arena de formación y la grava
- Gráfico 7.5 : Cuadro para la estimación visual de la esfericidad y redondez de los granos de arena
- Gráfico 8.1 : Ranuras Recta y Trapezoidal
- Gráfico 8.2 : Longitudes de Ranura estándar
- Gráfico 8.3 : Geometrías de los forros ranurados
- Gráfico 8.4 : Rejilla
- Gráfico 8.5 : Standard Select-A -Flow Screen Assy
- Gráfico 8.6 : Pre-empacadas de rejilla doble
- Gráfico 8.7 : Pre-empacadas de rejilla sencilla
- Gráfico 8.8 : Standard Slim-Pack screen Assy
- Gráfico 9.1 : Equipo tradicional de completación con empaque con grava en hueco revestido y hueco abierto
- Gráfico 9.2 : Packer sumidero Modelo "D"
- Gráfico 9.3 : Tipos de bases para empaques con grava
- Gráfico 9.4 : Ensamblajes de sellos que se enganchan en el Pkr sumidero

- Gráfico 9.5 : Junta de seguridad de corte modelo "GPR6"
- Gráfico 9.6 : Válvula separadora de aislamiento modelo "C"
- Gráfico 9.7 : Extensiones para empaque con grava
- Gráfico 9.8 : Packer modelo "SC-1"
- Gráfico 9.9 : Herramienta de asentamiento hidráulico modelo "SC"
- Gráfico 9.10 : Herramienta de cruce modelo "S2H"
- Gráfico 9.11 : Posiciones de la herramienta de cruce
- Gráfico 9.12 : Herramienta accionadora modelo "S-1"
- Gráfico 10.1 : Comparación de los diferenciales de presión (drawdown) para los empaques con grava en hueco revestido y abierto
- Gráfico 10.2 : Completación en hueco abierto con empaque con grava tipo "Top Set"
- Gráfico 11.1 : Configuración del TCP/DST String Tool en el pozo
- Gráfico 11.2 : Configuración del Gravel Pack Tool

13.2 TABLAS

- Tabla 7.1 : Aberturas del tamiz Standard
- Tabla 7.2 : Tamaños de grava disponibles comercialmente
- Tabla 7.3 : Especificaciones API para la arena del empaque con grava
- Tabla 7.4 : Permeabilidad de las arenas para empaque con grava
- Tabla 8.1 : Ranura por pie requeridas para 3% y 6% de área de flujo
- Tabla 8.2 : Áreas efectivas de entrada en las camisas de las rejillas
- Tabla 8.3 : Dimensiones de las rejillas Standard y pre-empacadas
- Tabla 8.4 : Tamaños recomendados de grava y rejilla.
- Tabla 8.5 : Evaluación Económica

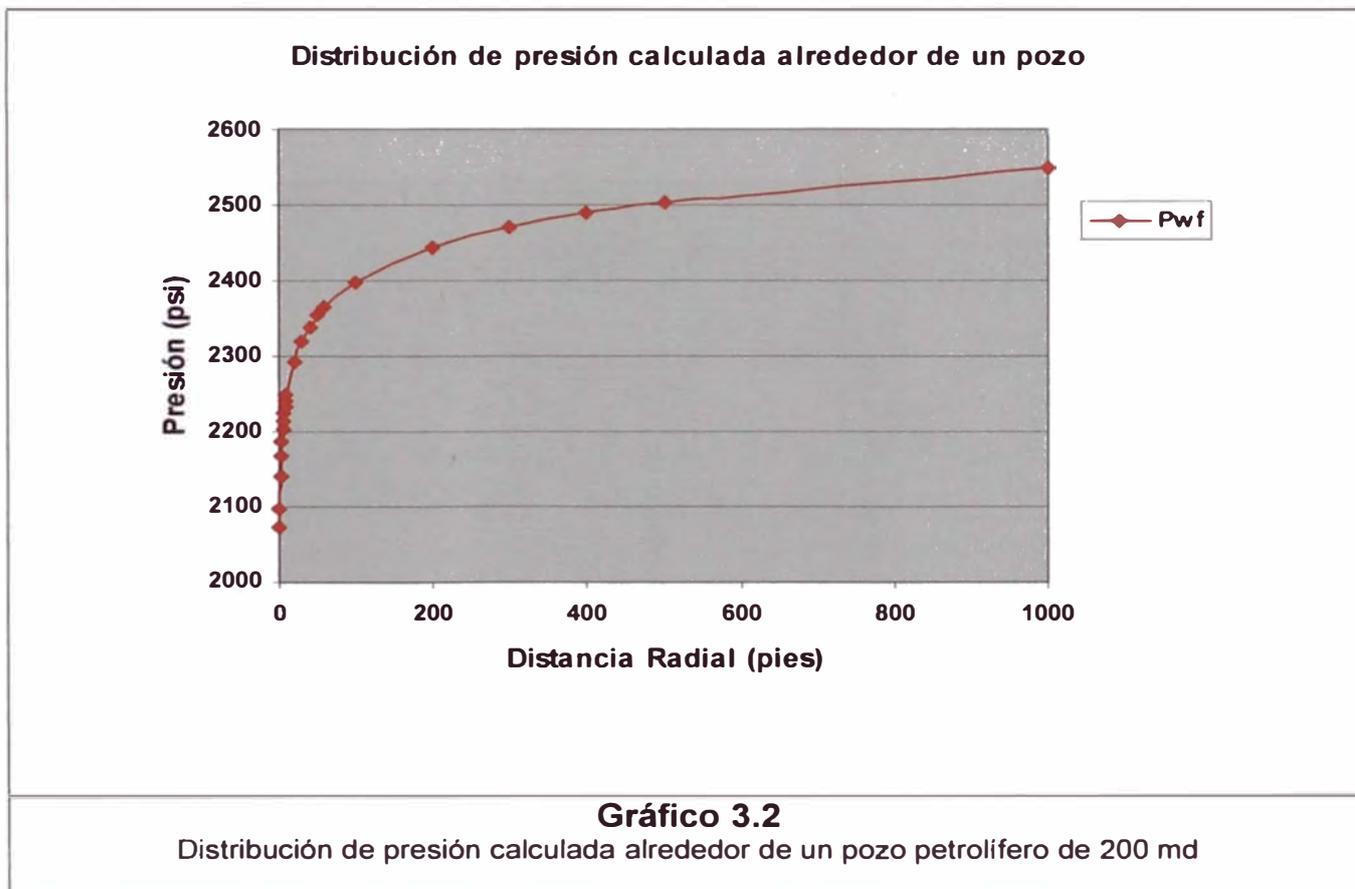
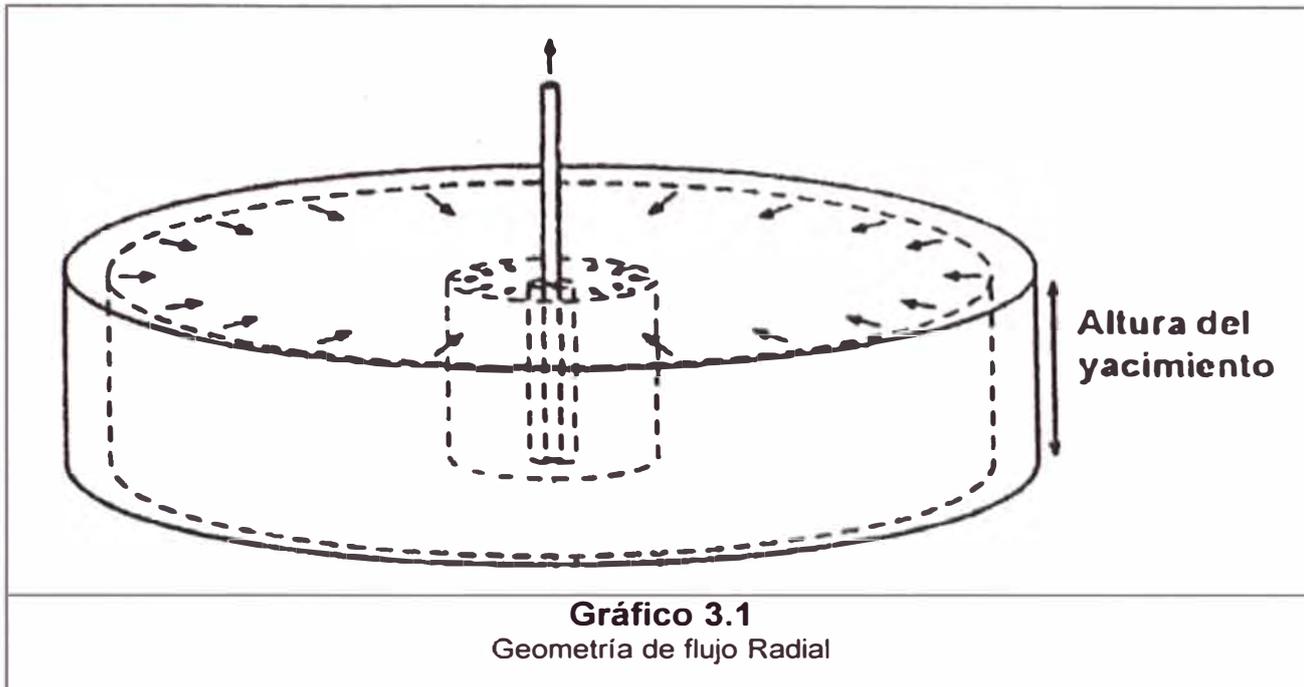
CAPITULO 14

BIBLIOGRAFIA

- Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros : T.E. W. Nind
- Acidificación matricial JPT 1984 : Harry O. McLeold
- Well Testing, Serie SPE Volumen I 1982 : J. Lee
- Sand Control, Serie SPE Volumen I 1992 : Penberthy W.L y Shaugshnessy C.M.
- Estimation of Formation Strength from the G.W. The mechanical-Properties Log JPT 1975 : Tixier M.P., Loveless
- Control de arena en pozos de petróleo PetroPeru- Pucallpa 1983 : Segundo Castro B.
- Considerations in Gravel Pack Design SPE Paper 4030- 1974 : Saucier, R.J.
- Recommended Practices for Testing Sand Used In Gravel Pack Operations API 58 (RP 58) 1986 : American Petroleum Inst.
- Petroleum Well Construction- Sand Stabilization And Exclusion 1988 : Michael J.Economides Larry T. Watters
- Gravel Pack Systems Catalog 1998 : Baker Hughes Inteq
- Gravel Placement in Wells SPE Paper 22793 Echols E. 1993 : Penberthy, W.L. y

ANEXOS

GRAFICOS



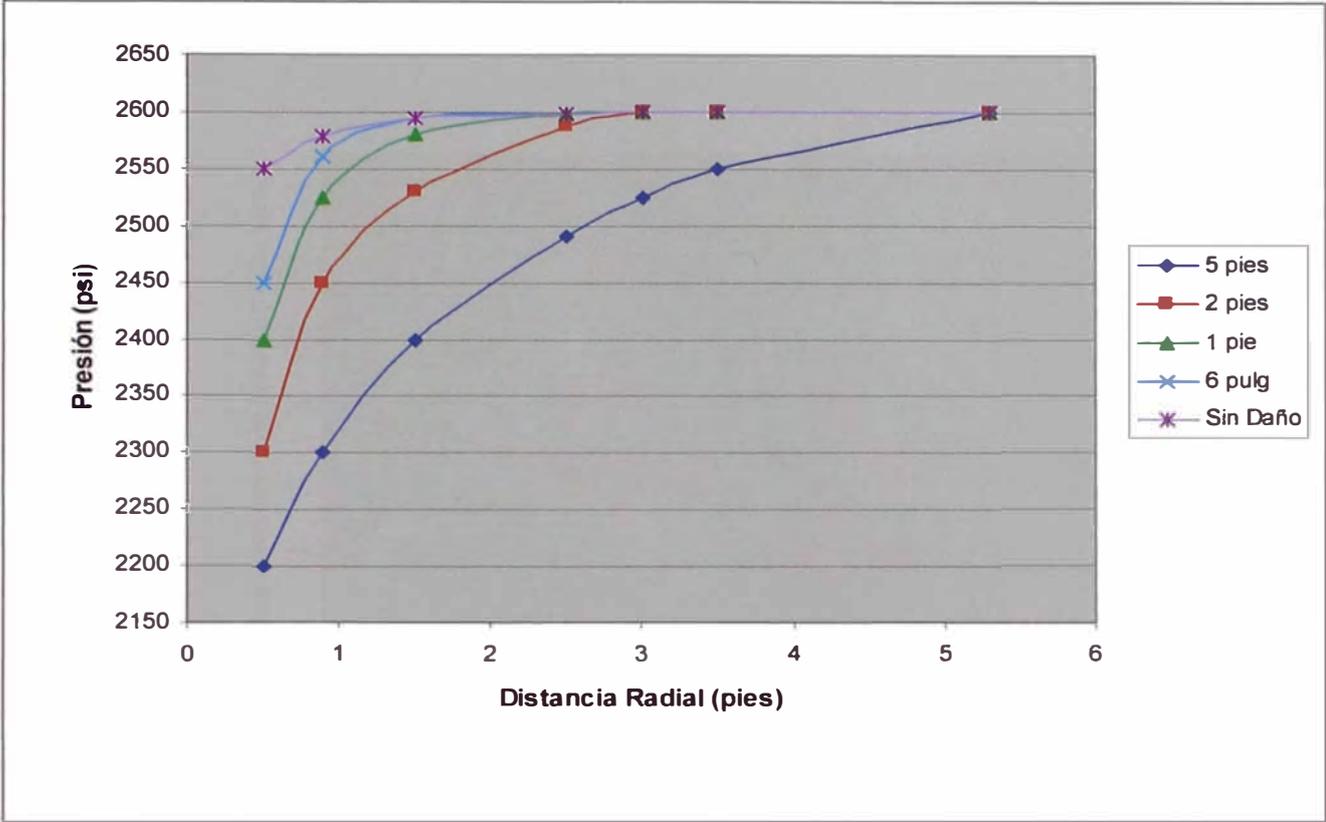


Gráfico 3.3

Caída de presión adicional asociada con el incremento de penetración del daño

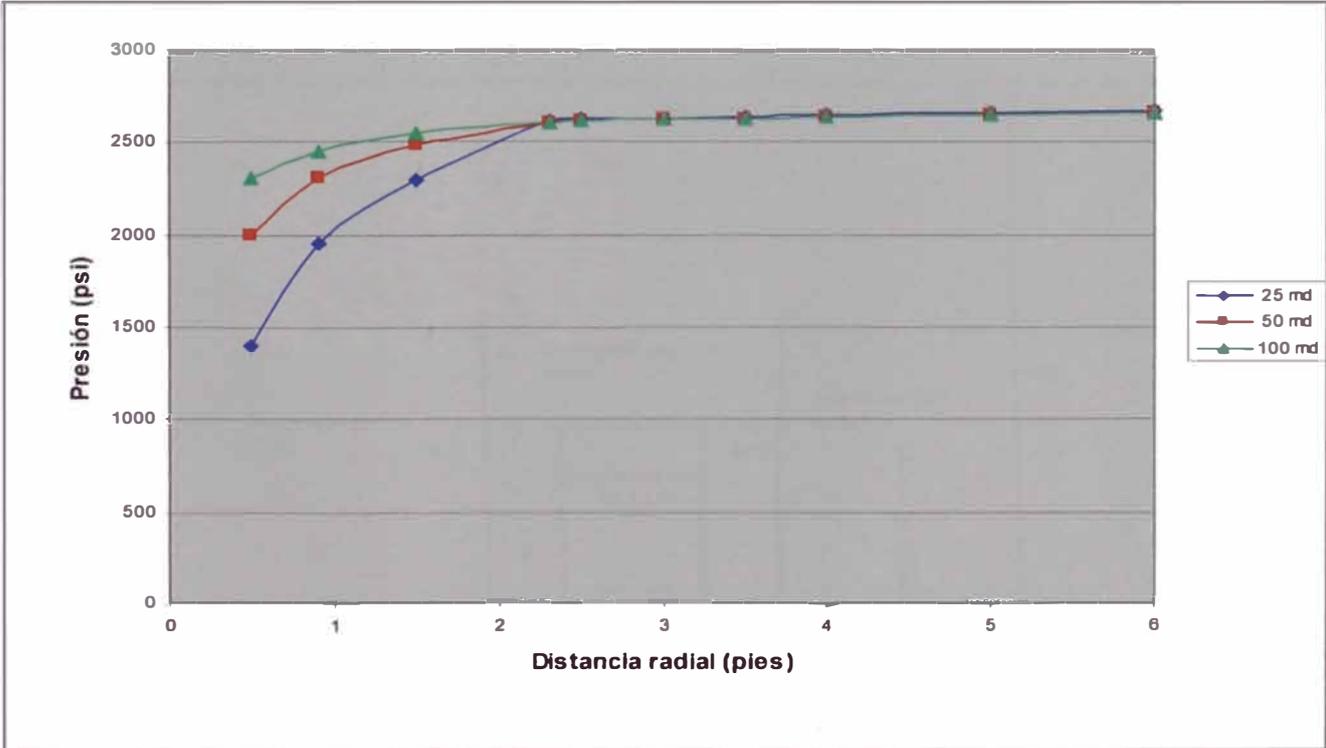


Gráfico 3.4

Efecto de la severidad del daño en la magnitud del incremento de la caída de presión

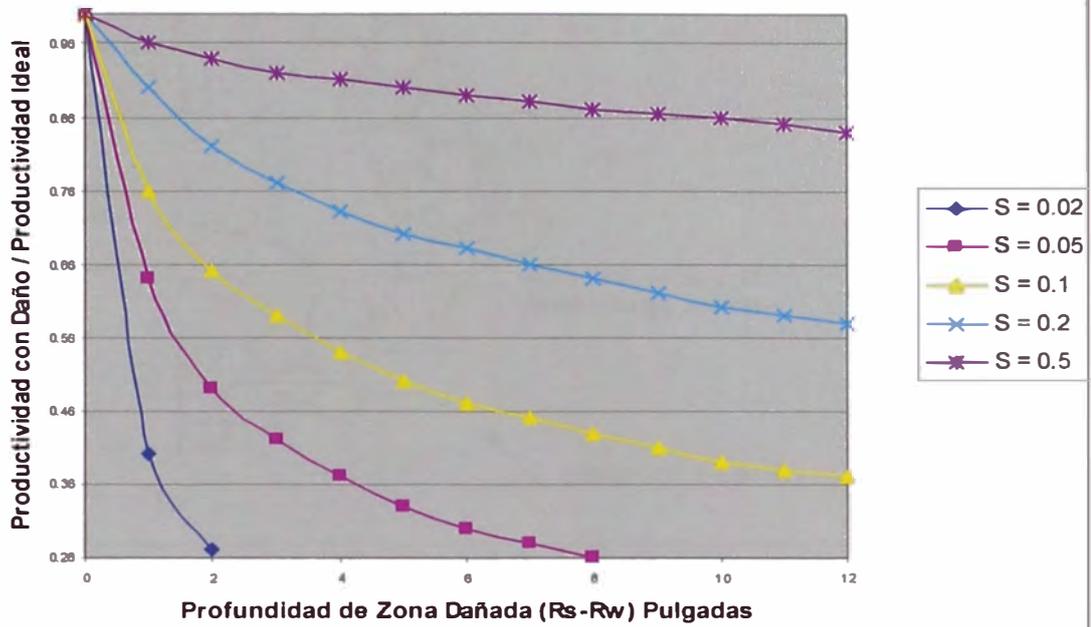


Gráfico 3.5

Pérdidas de productividad causadas por daño de formación

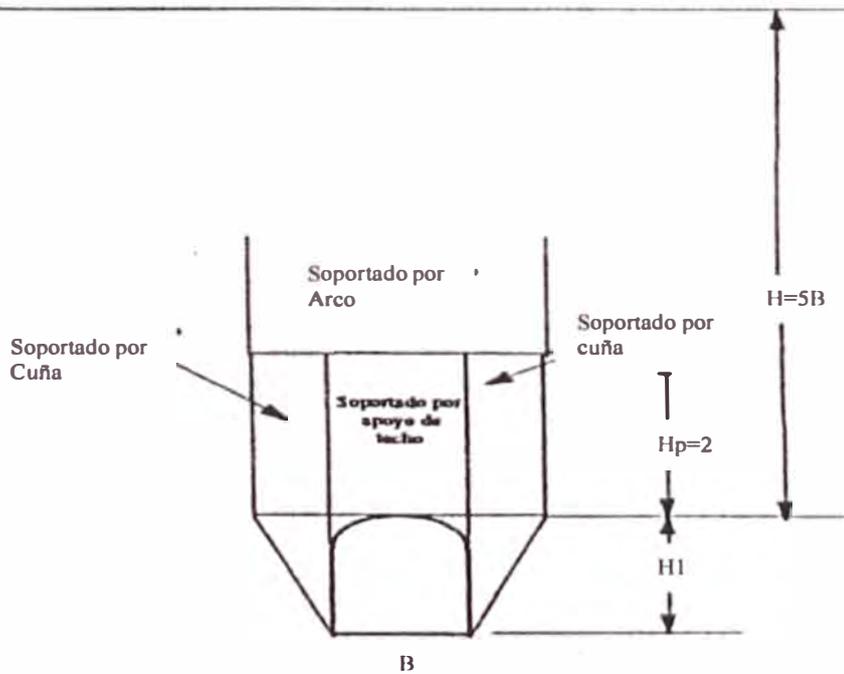


Gráfico 4.1

Carga del soporte de un túnel de arena

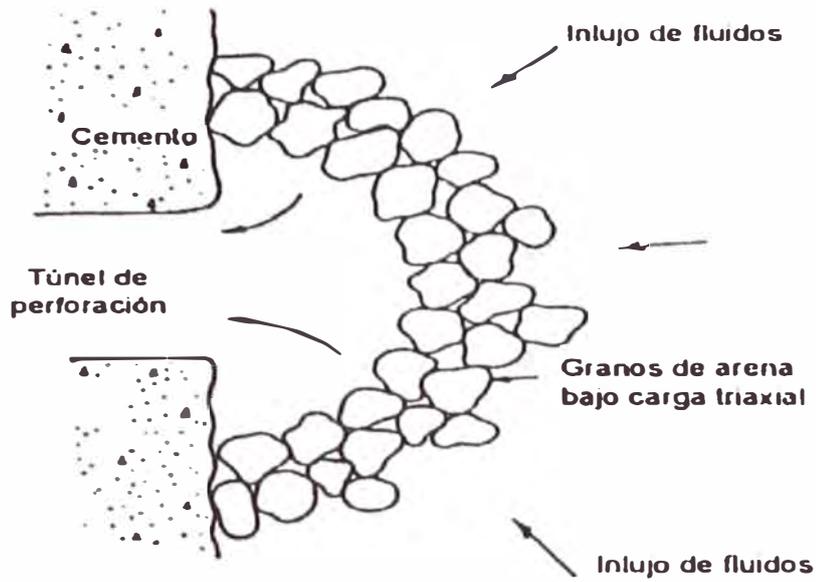


Gráfico 4.2

Geometría de un arco estable rodeando una perforación

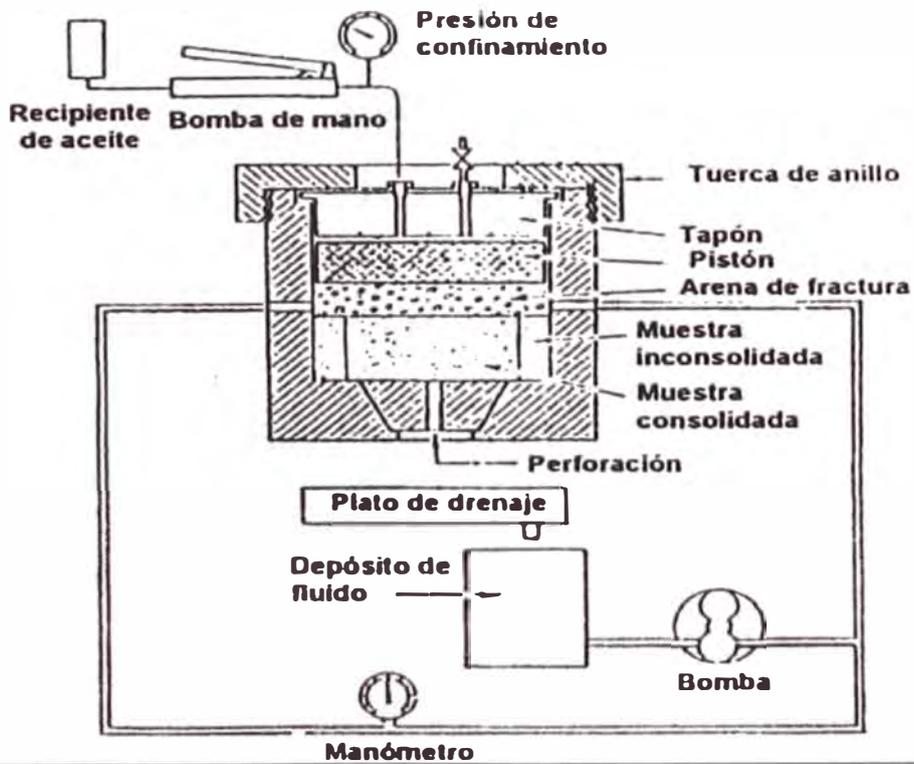


Gráfico 5.1

Aparato para probar la falla de una roca con Drawdown

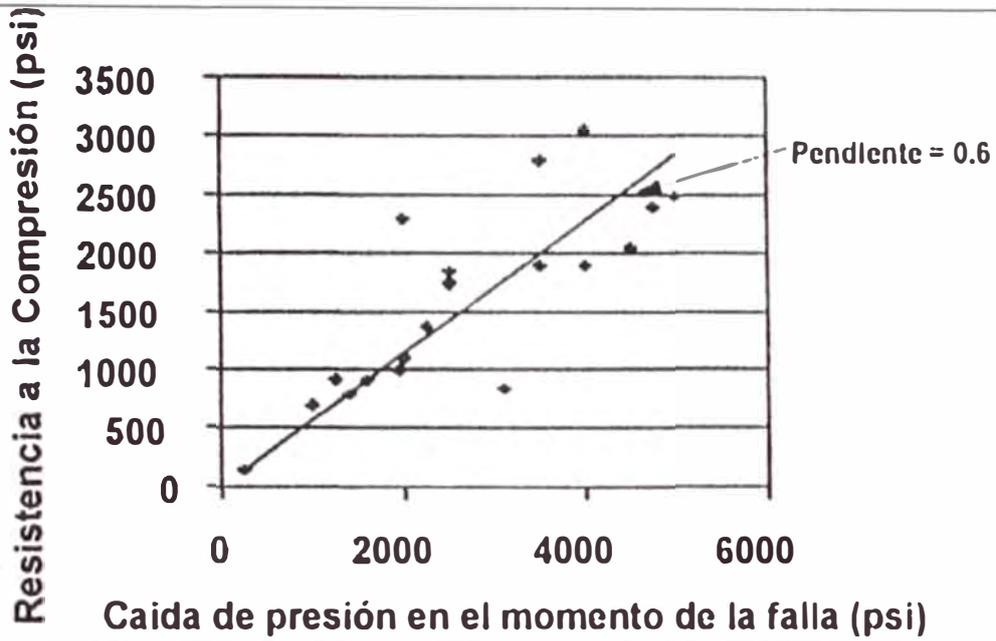


Gráfico 5.2

Correlación de resultados de pruebas de inicio de producción de arena

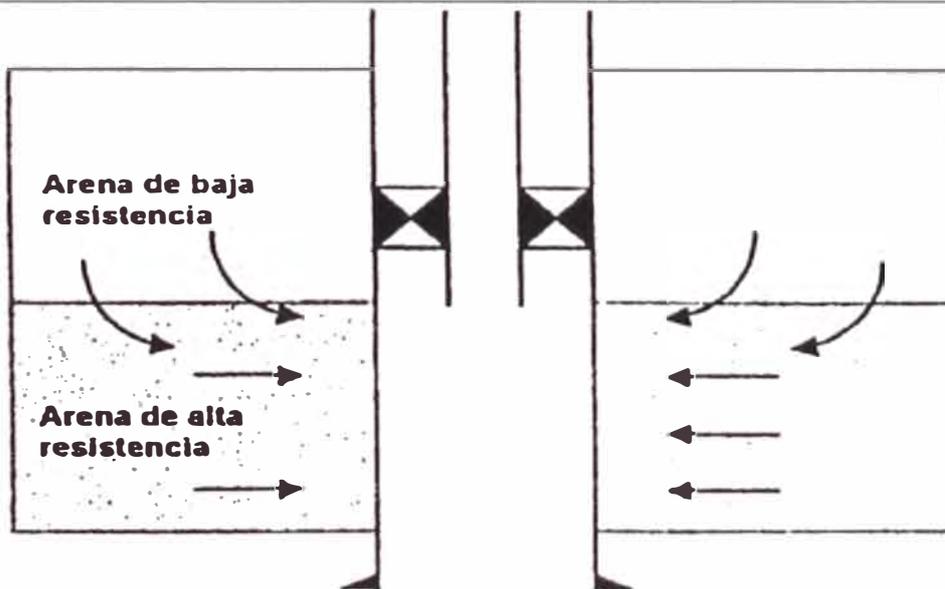


Fig. 6.1

Control de arena utilizando prácticas de completación selectiva

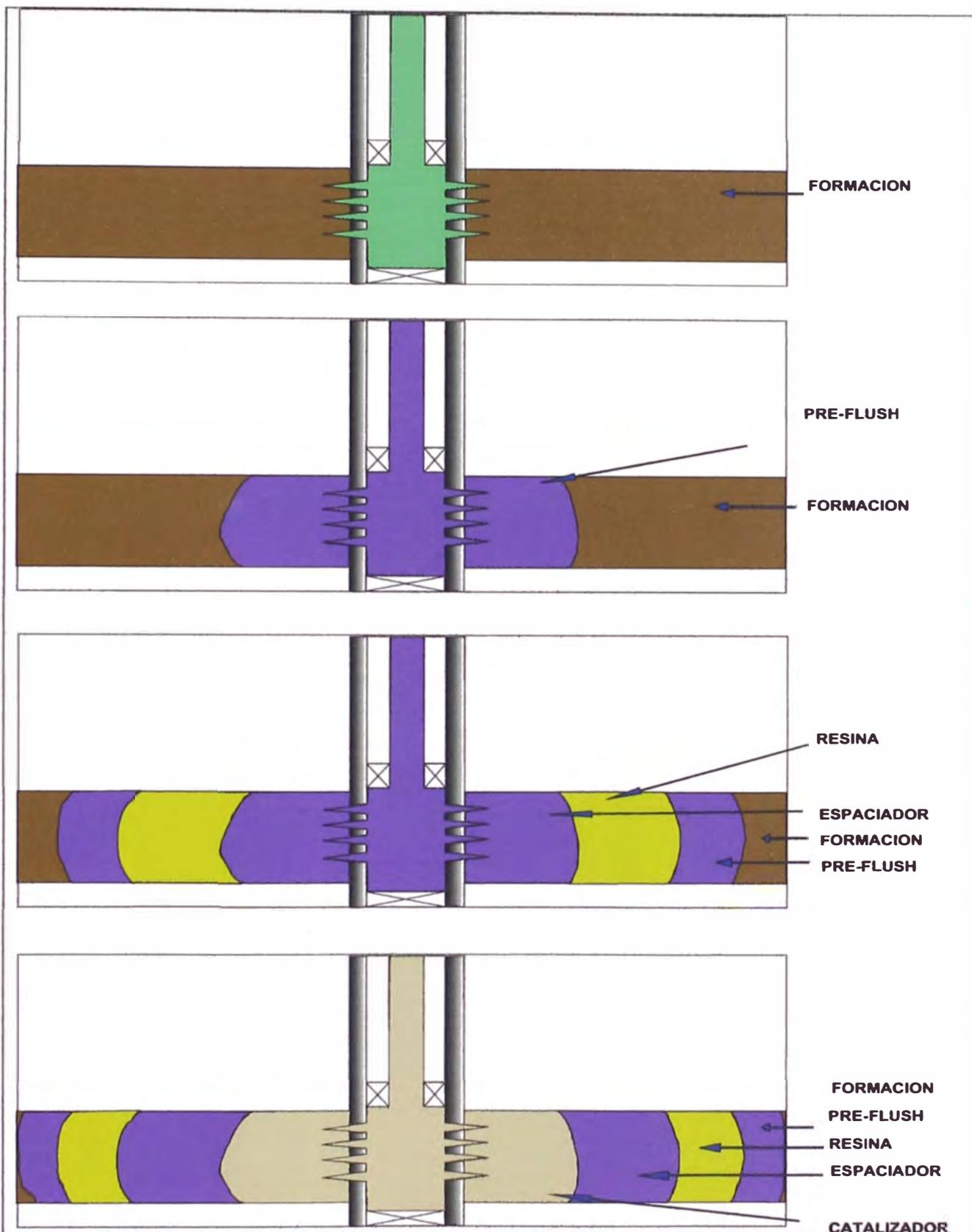
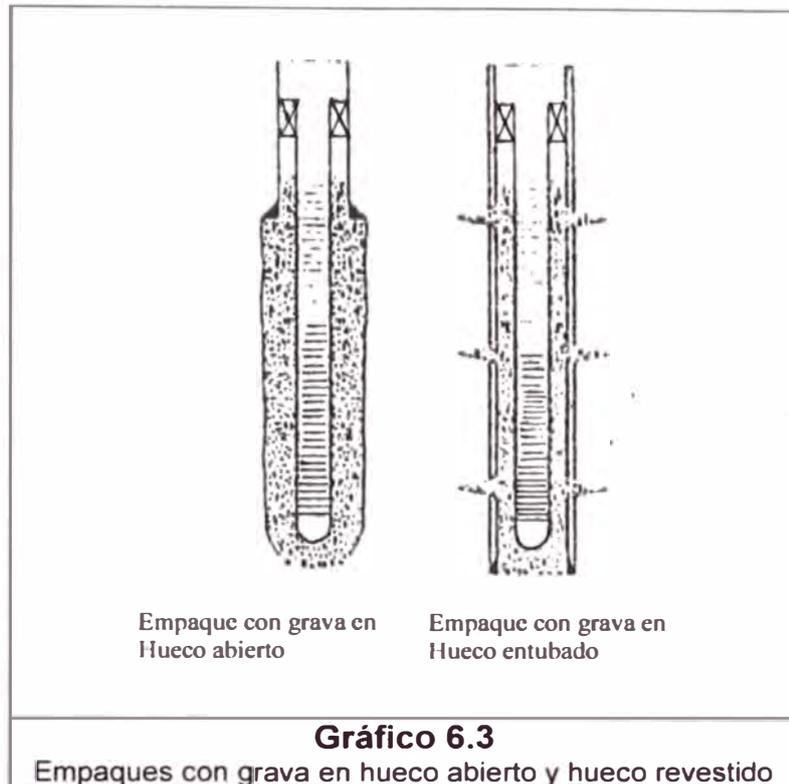


Grafico 6.2
Consolidación plástica con catalización externa



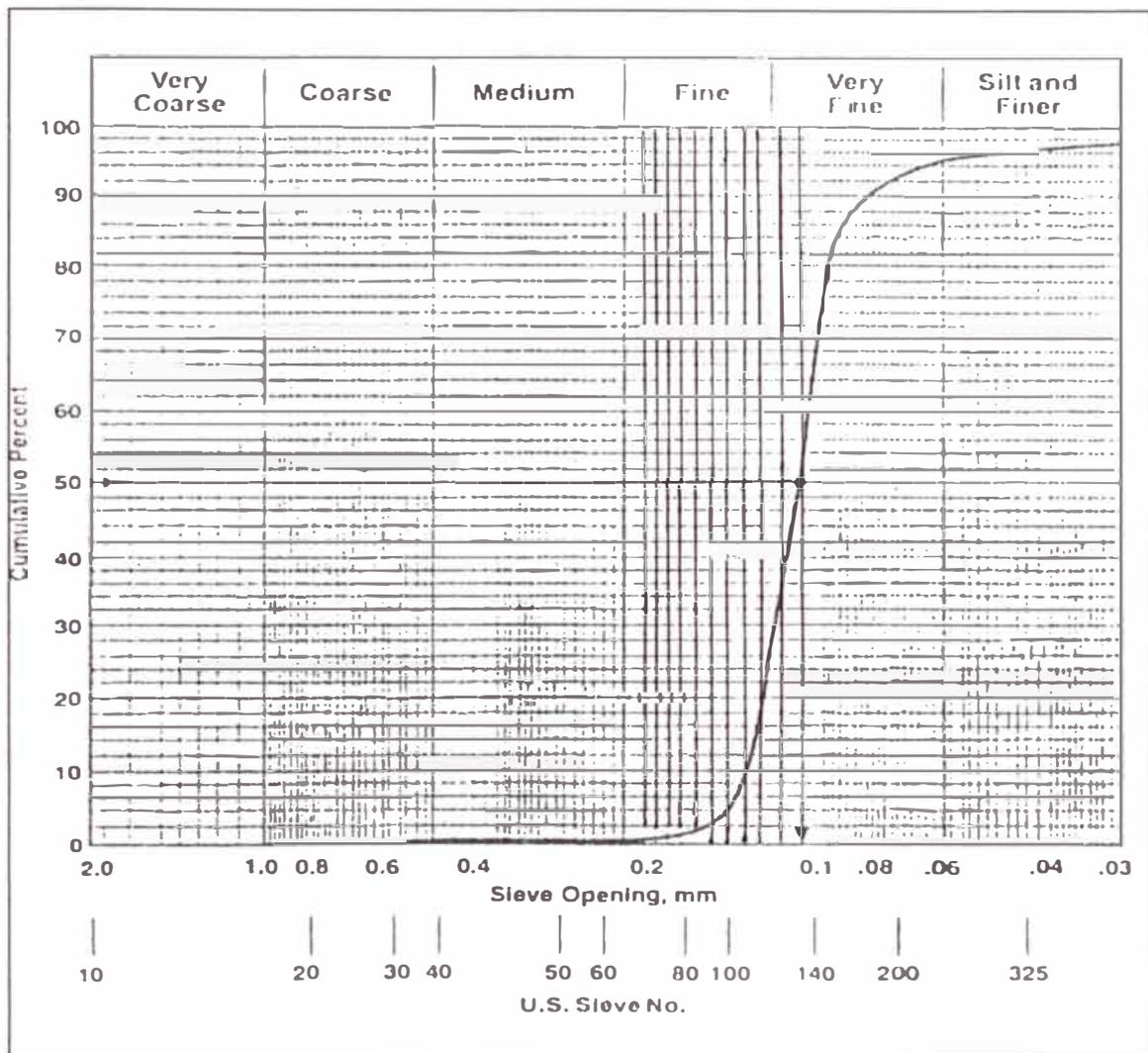


Gráfico 7.1

Distribución de los tamaños de arena a partir del tamizado

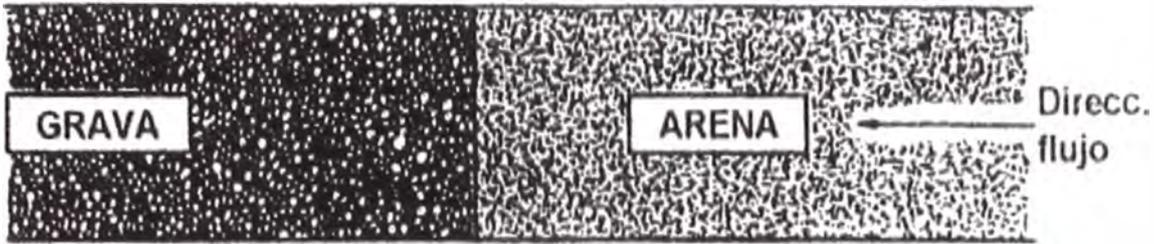


Gráfico 7.2
Núcleo experimental de Sausier

Resultados de Saucier sobre tamaños de grava

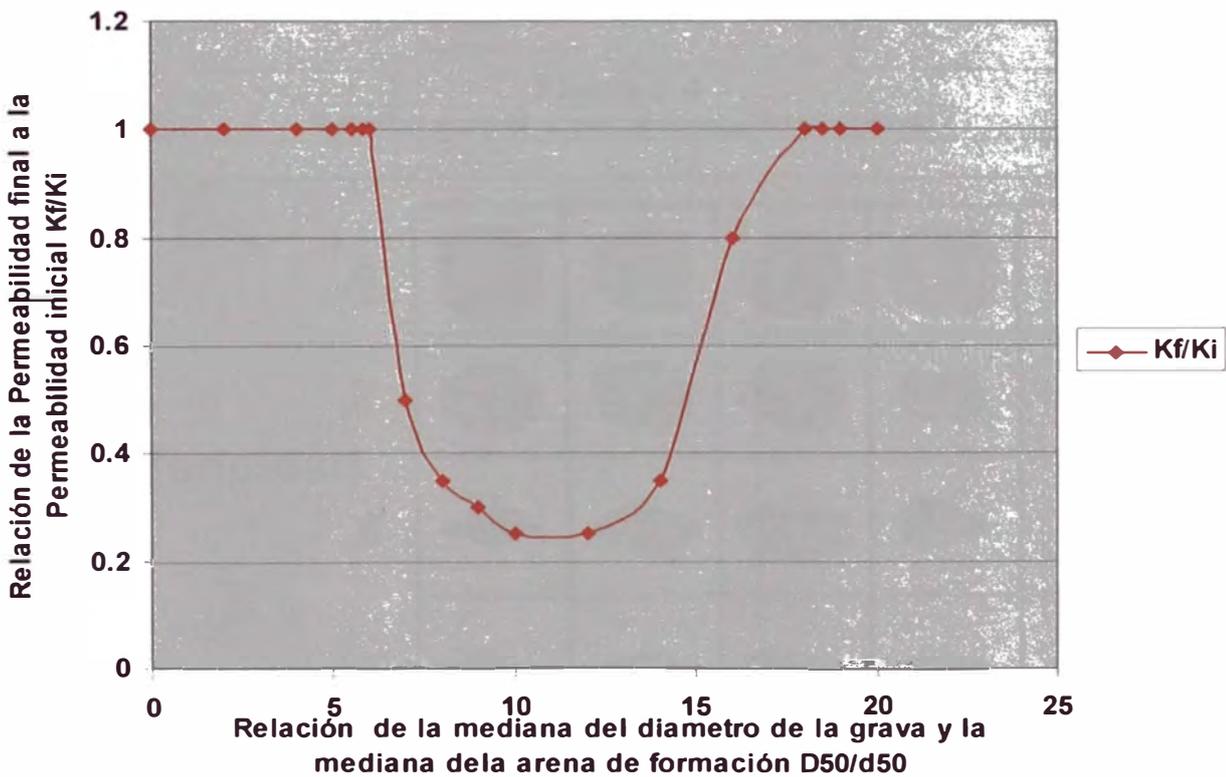


Gráfico 7.3
Resultados de Saucier sobre el tamaño de la grava

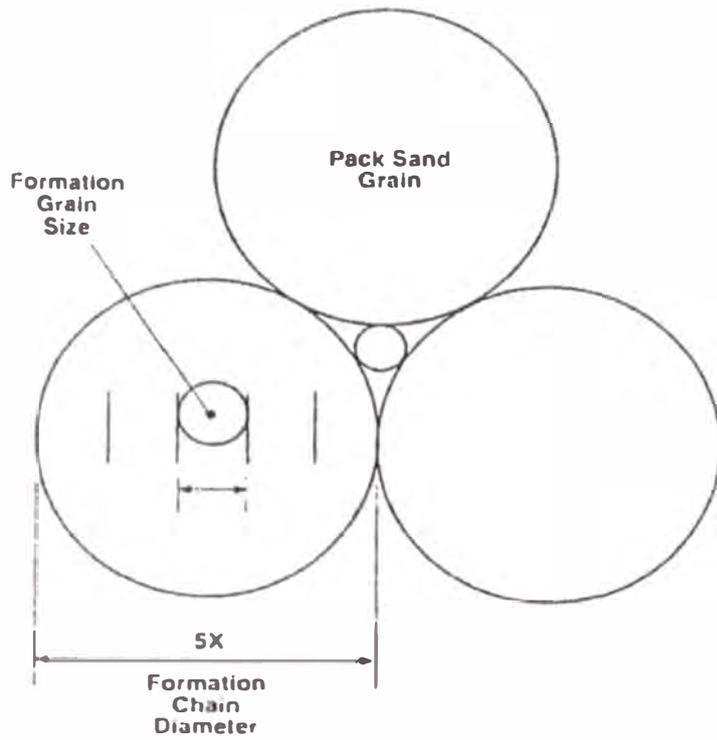


Figura 7.4

Relación entre la arena de formación y la grava

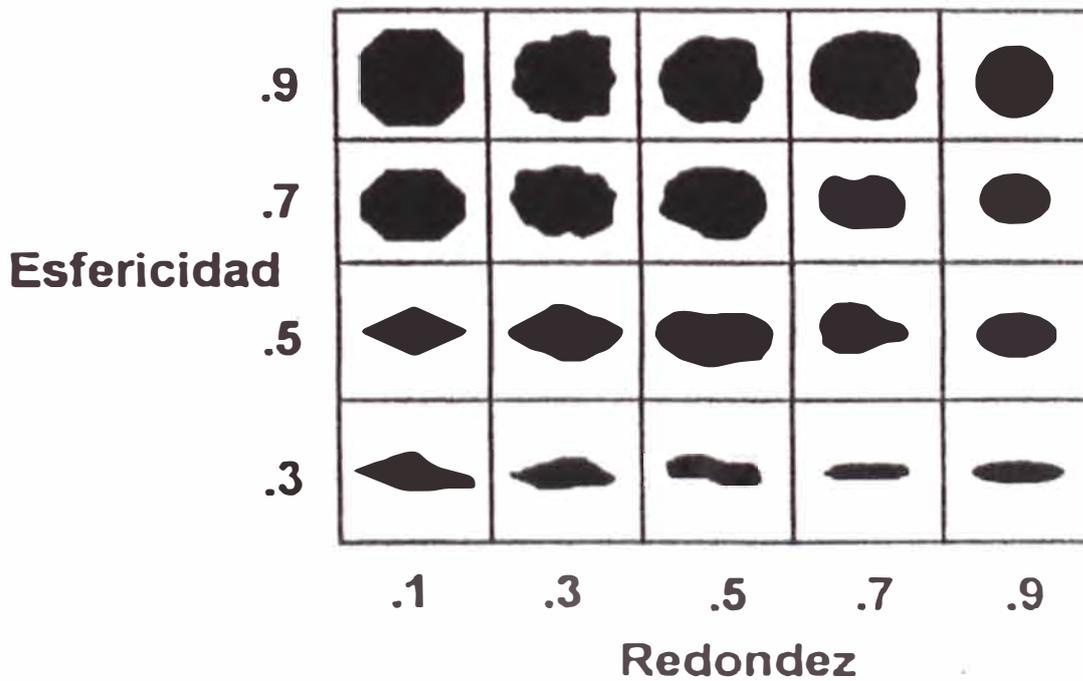
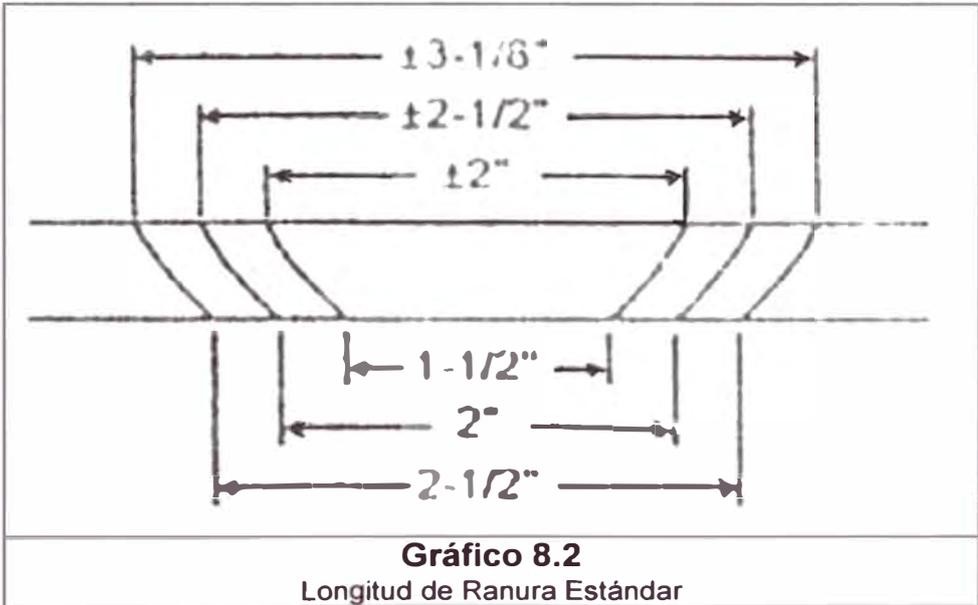
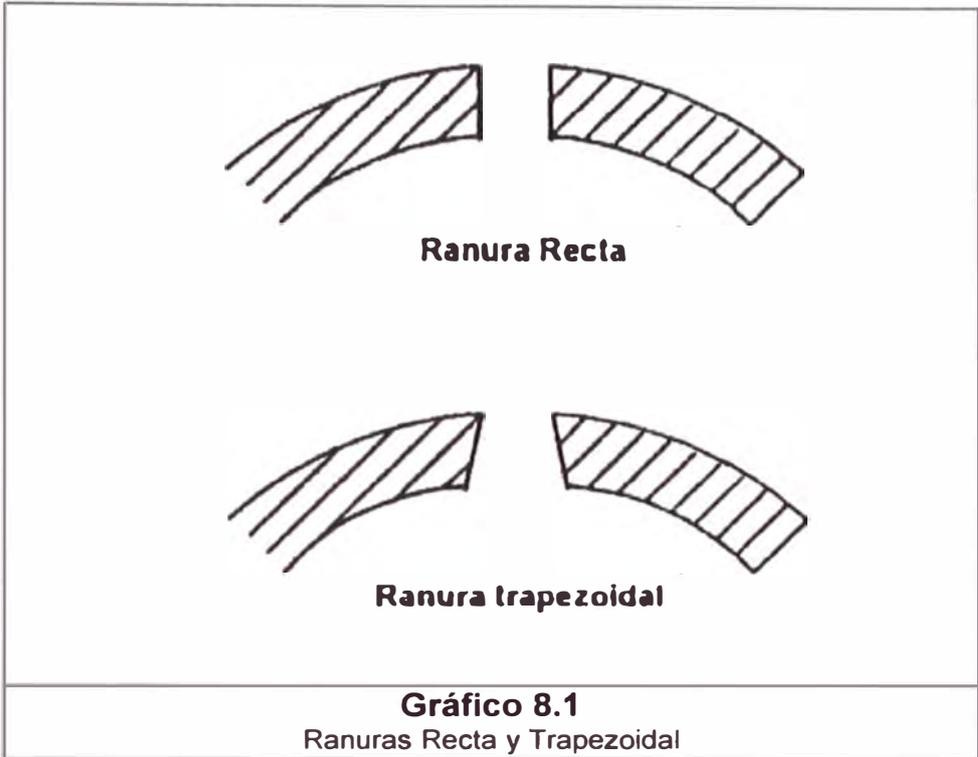
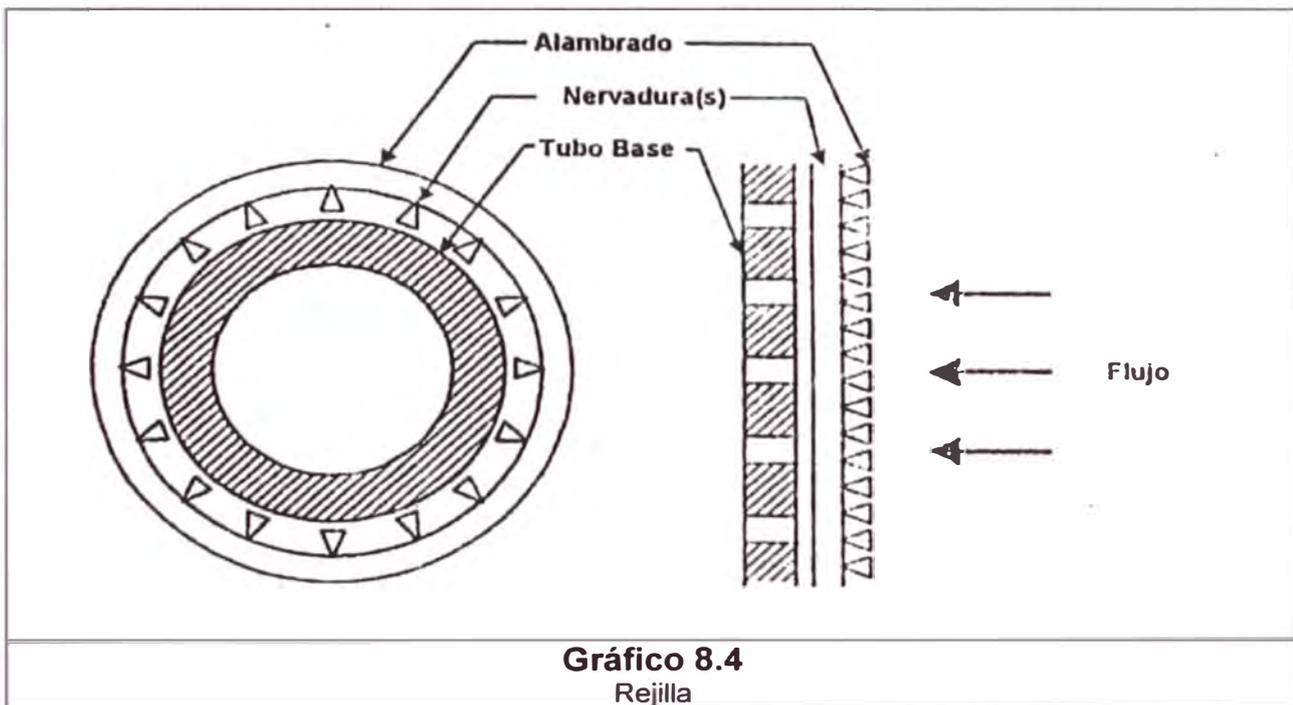
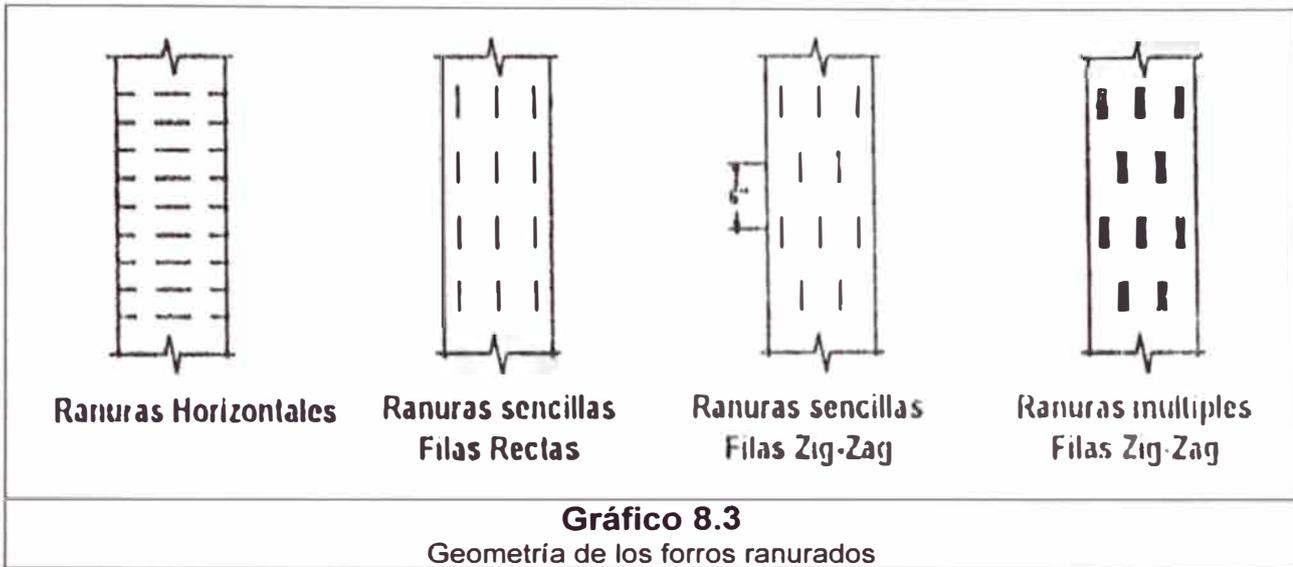
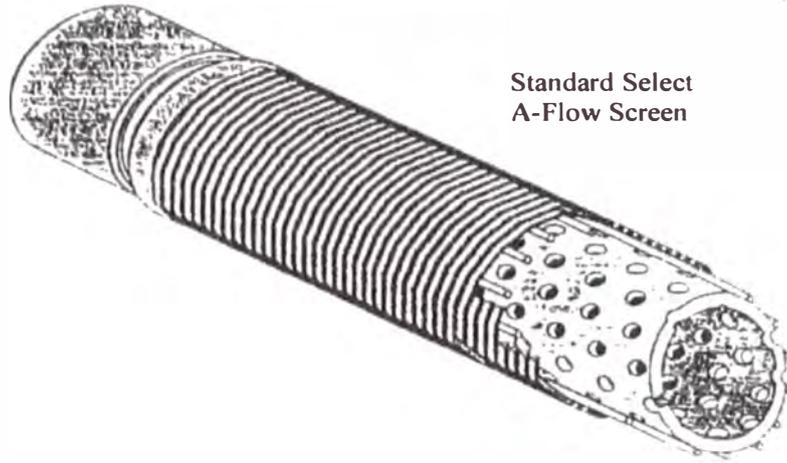


Gráfico 7.5

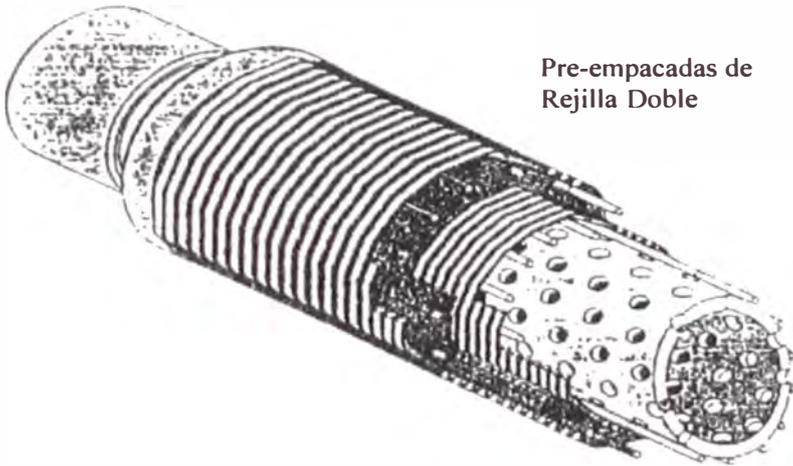
Cuadro para la estimación visual de la esfericidad y redondez de los granos de arena



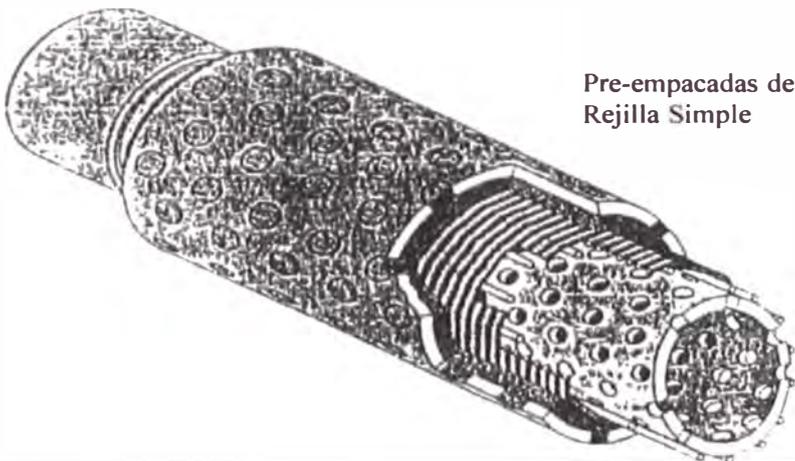




Standard Select
A-Flow Screen



Pre-empacadas de
Rejilla Doble

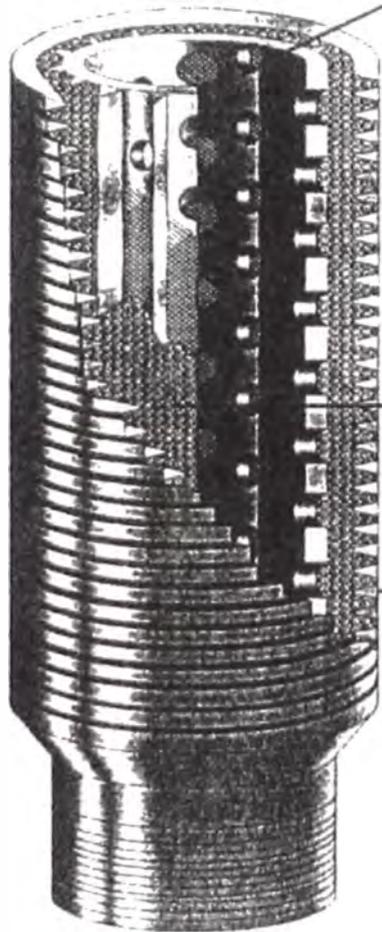


Pre-empacadas de
Rejilla Simple

Gráfico 8.5-8.6-8.7



ID Suficiente que permite una producción sin restricciones y diámetros de wash pipe mayores.



Diseño especial de grava que no permite la producción de arena de formación

OD del filtro permite suficiente espacio anular para una fácil ubicación de la grava.

Gráfico 8.8

Standard Slim-Pack Screen Assy

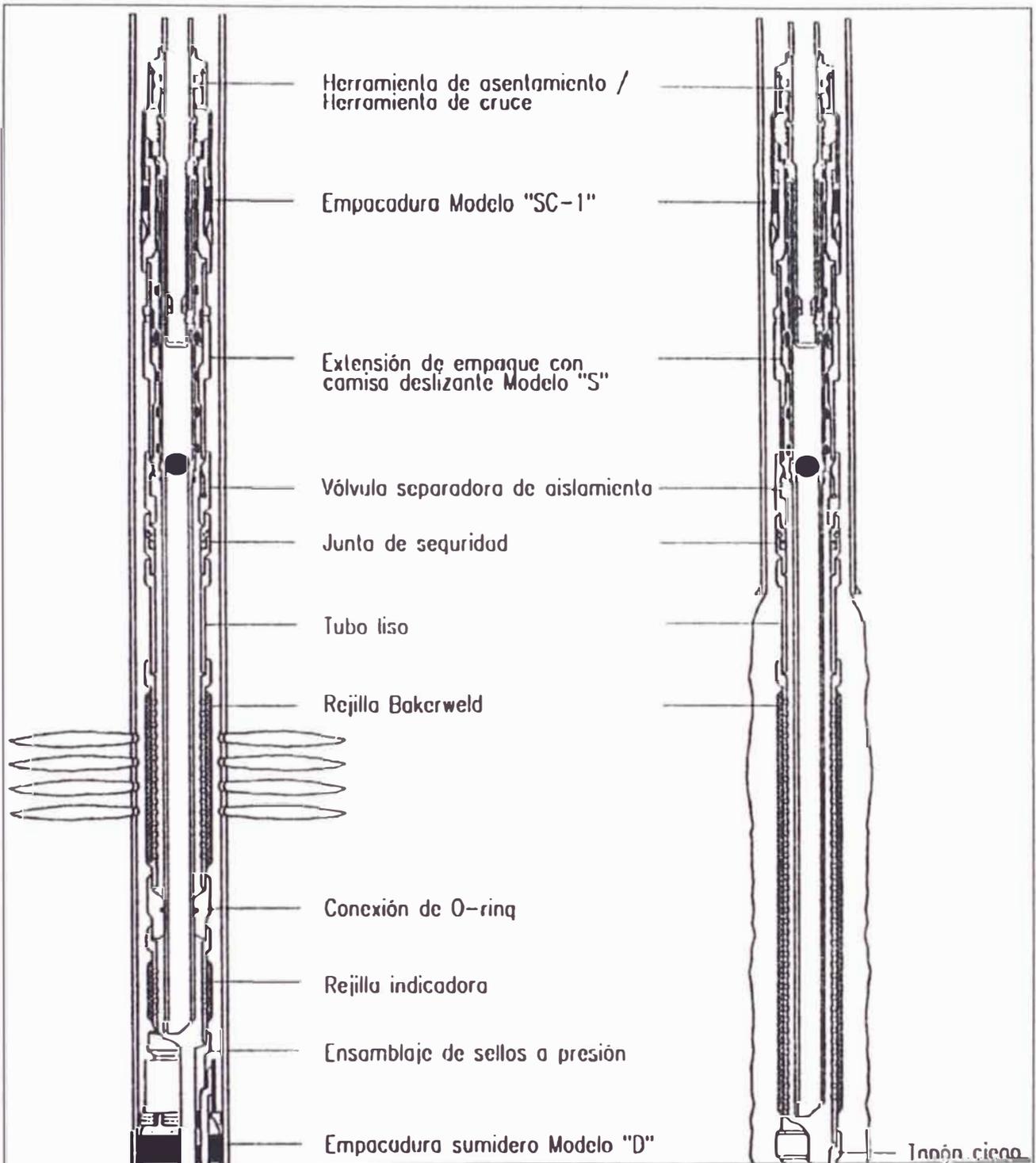
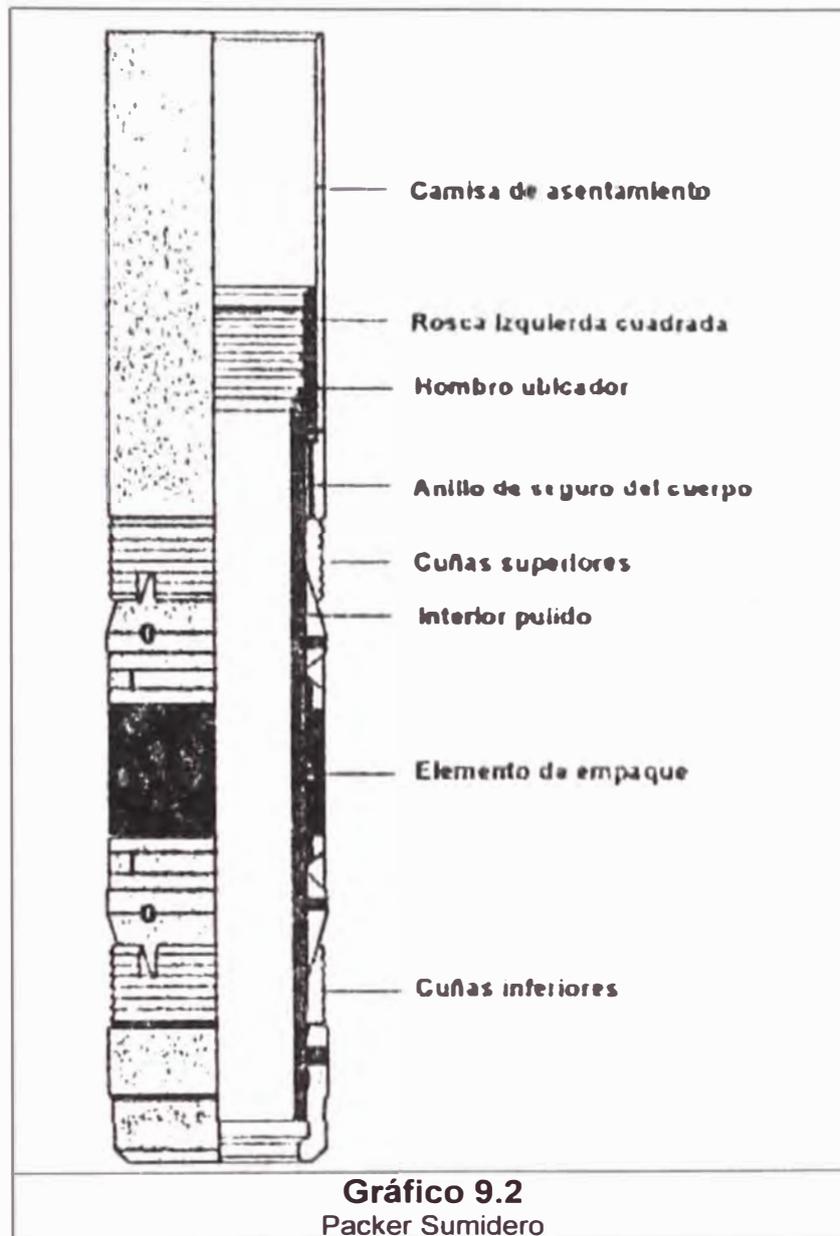
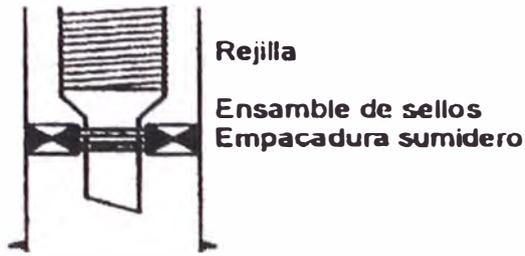


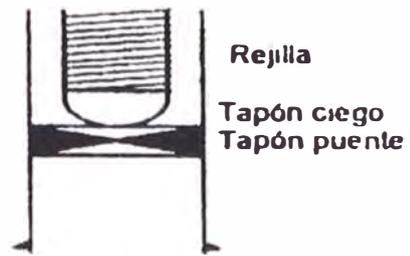
Gráfico 9.1

Equipo Tradicional de completación con empaque con grava en Huevo revestido
y en huevo abierto

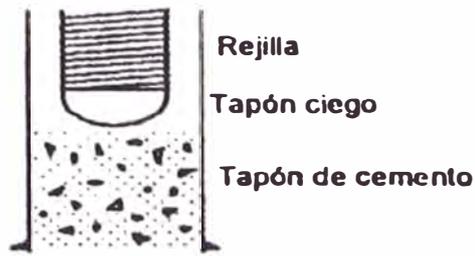




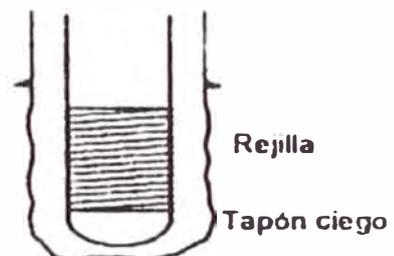
Empacadura sumidero y ensamble de sellos



Tapón ciego sobre tapón puente

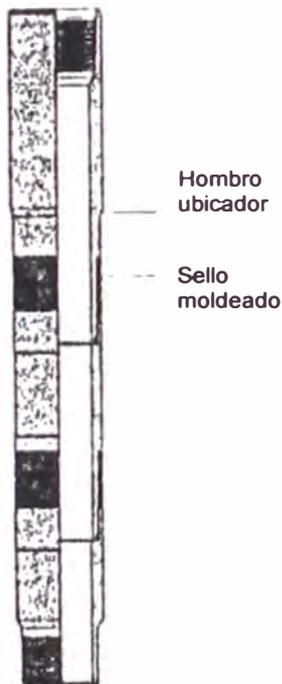


Tapón ciego sobre tapón de cemento

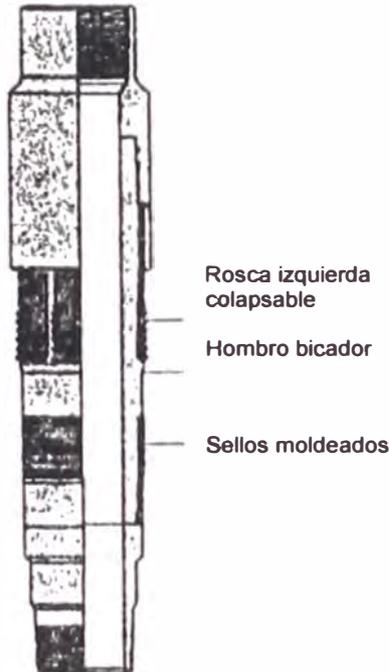


Tapón ciego en hoyo abierto

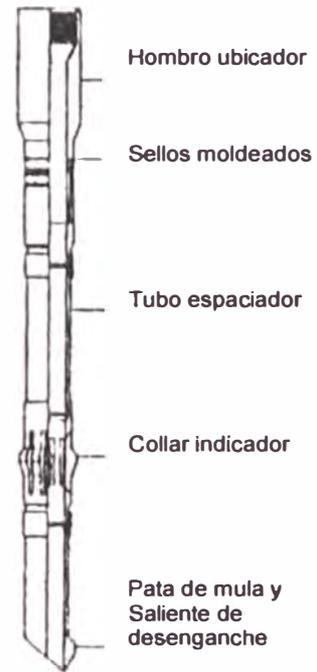
Gráfico 9.3
Tipos de Bases para empaques con grava



Localizador con sellos
Modelo "S-22"



Ensamble de sellos a presión modelo "S-22"



Indicador multiple
Modelo "S-22"

Gráfico 9.4
Ensamblajes de sellos que se enganchan en el Packer sumidero

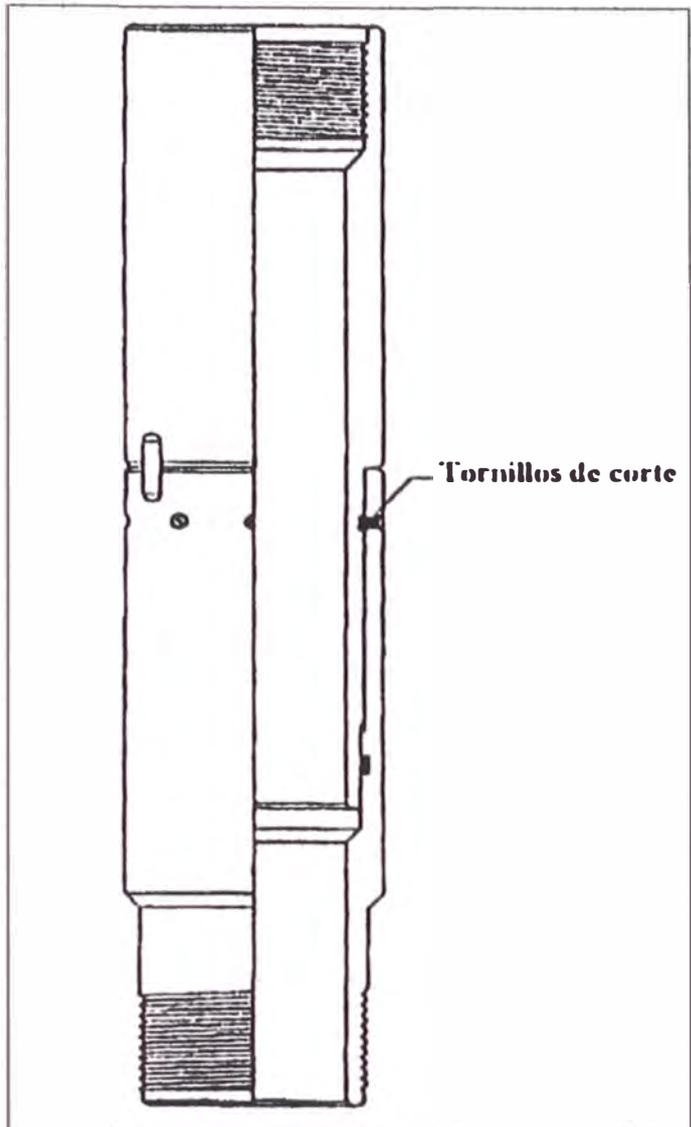


Gráfico 9.5
Junta de Seguridad de corte modelo "GPR-6"

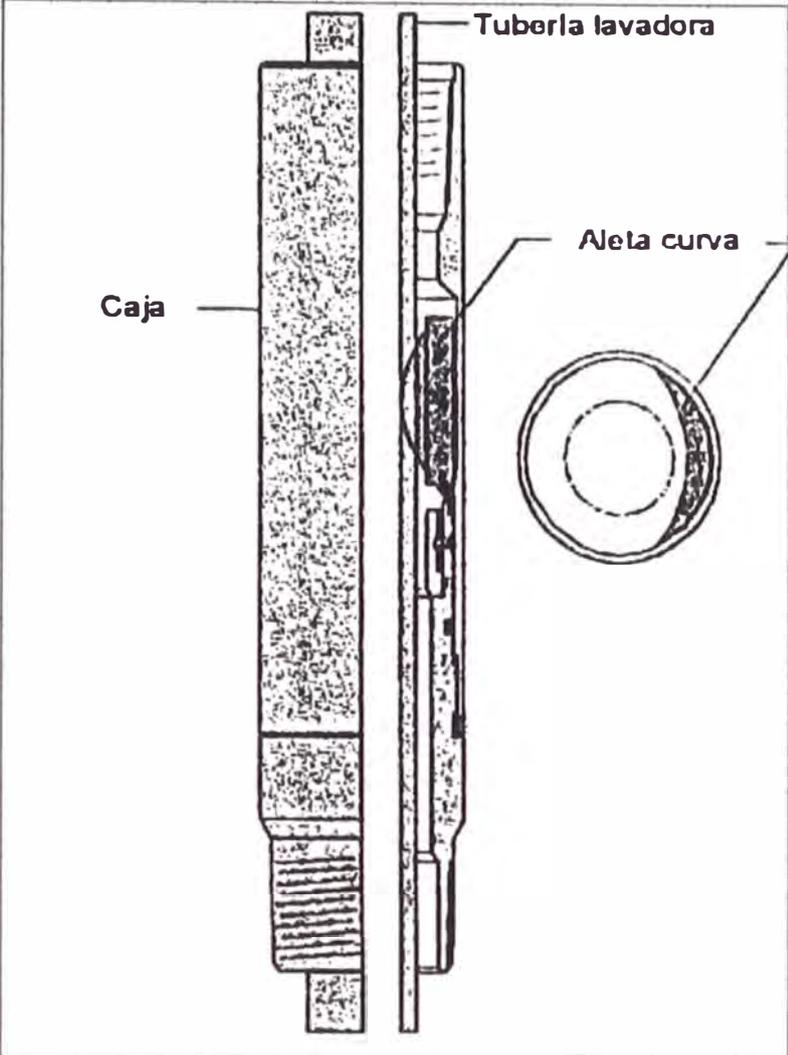


Gráfico 9.6
Válvula separadora de aislamiento modelo "C"

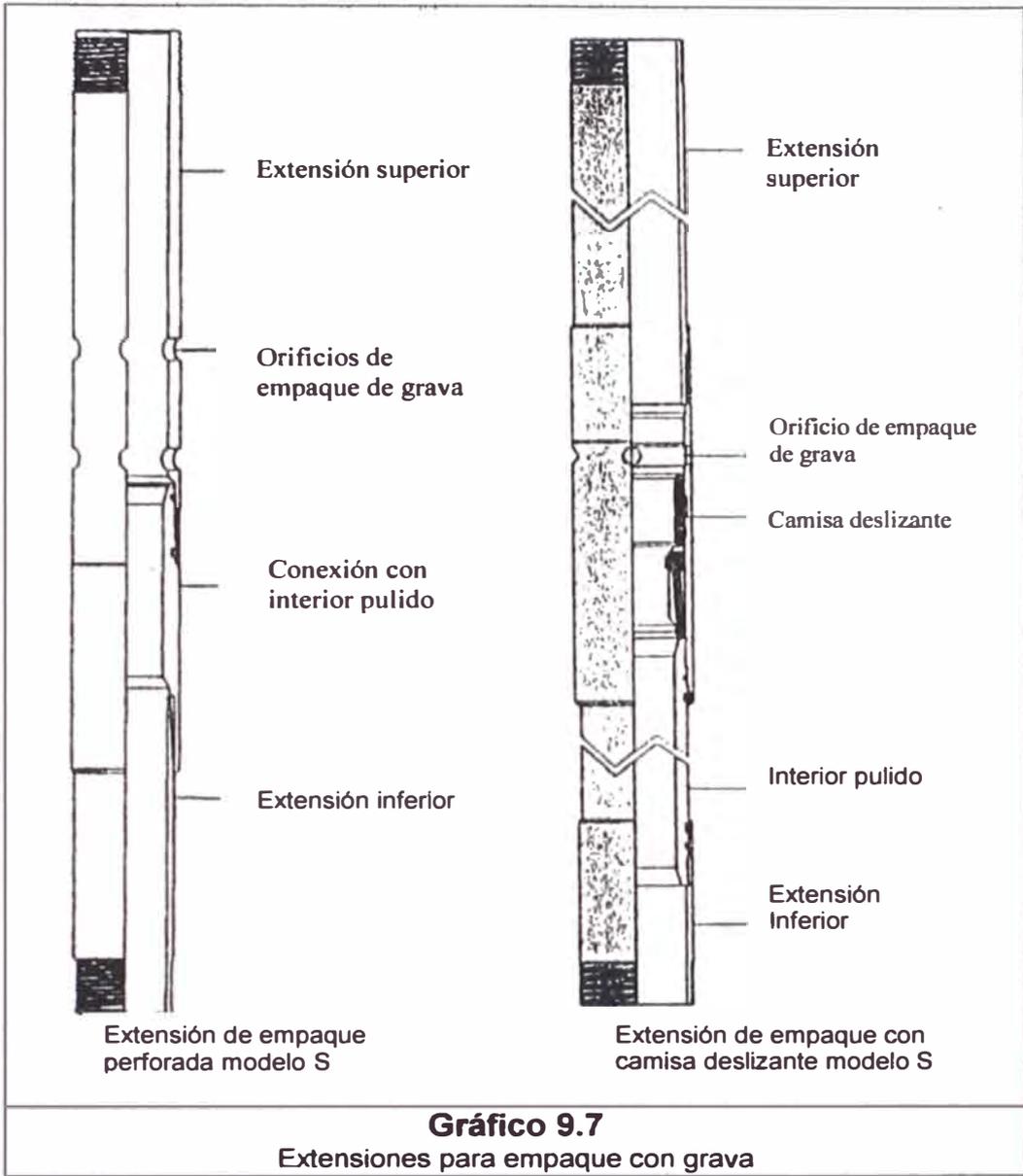


Gráfico 9.7

Extensiones para empaque con grava

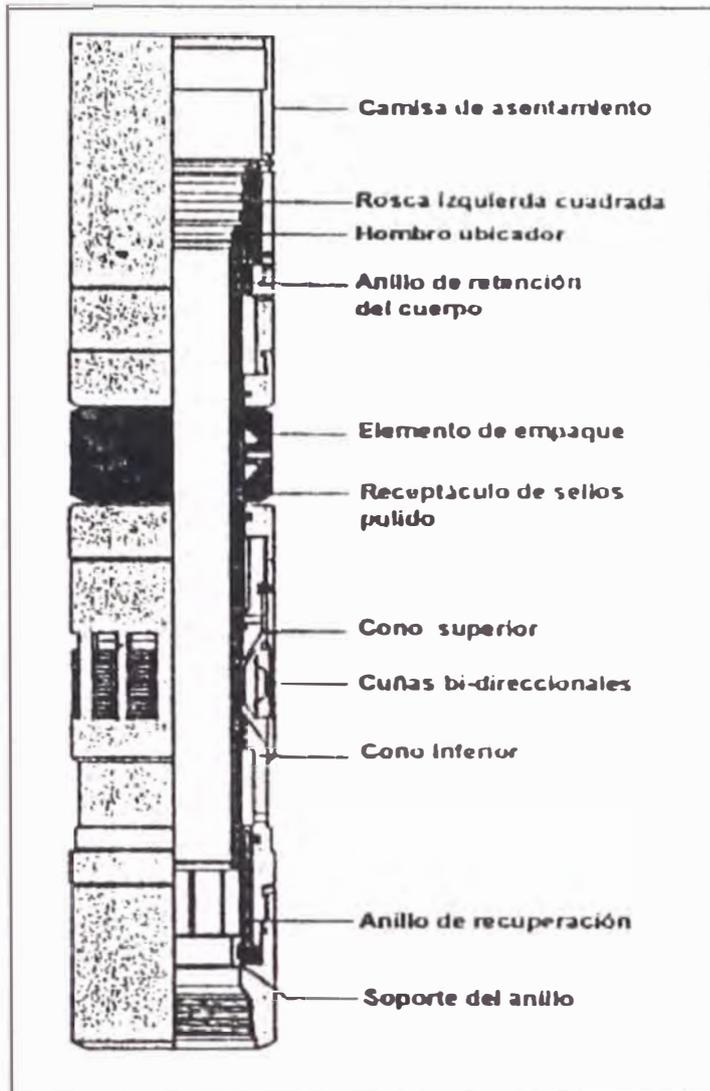


Gráfico 9.8
Packer modelo "SC 1"

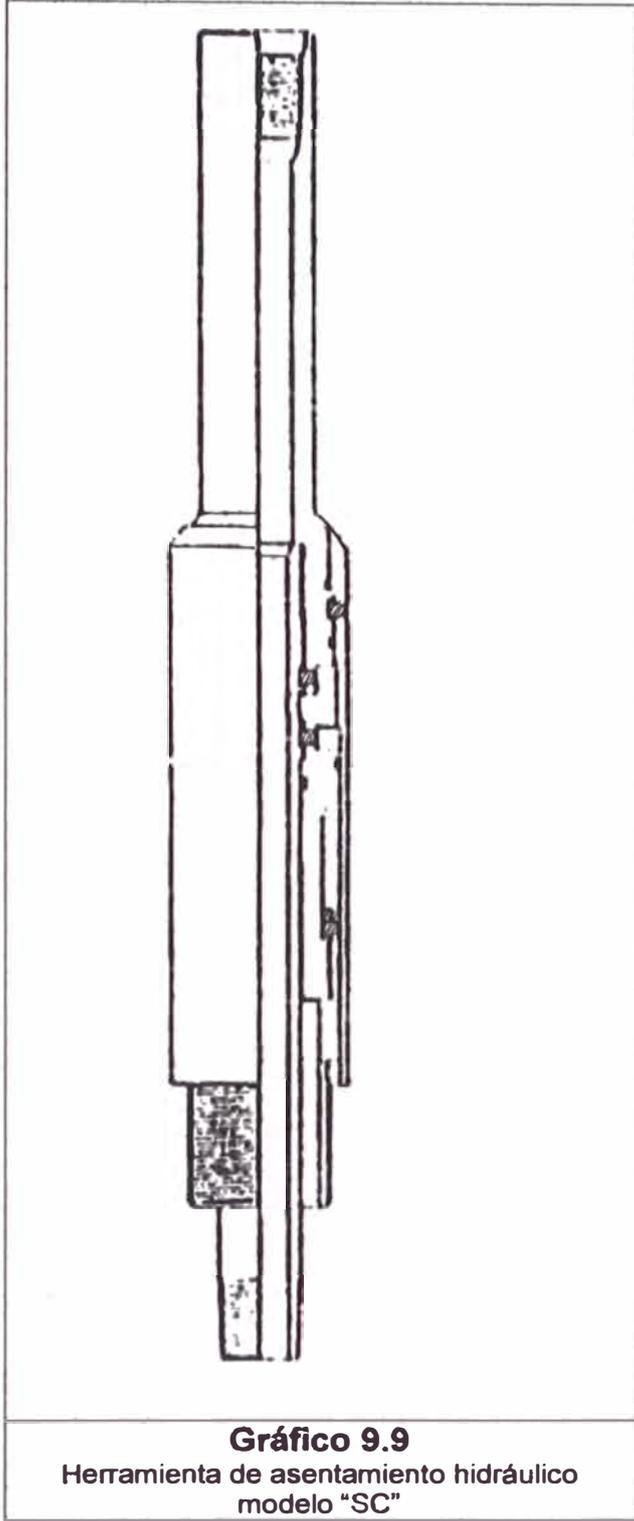


Gráfico 9.9
Herramienta de asentamiento hidráulico
modelo "SC"

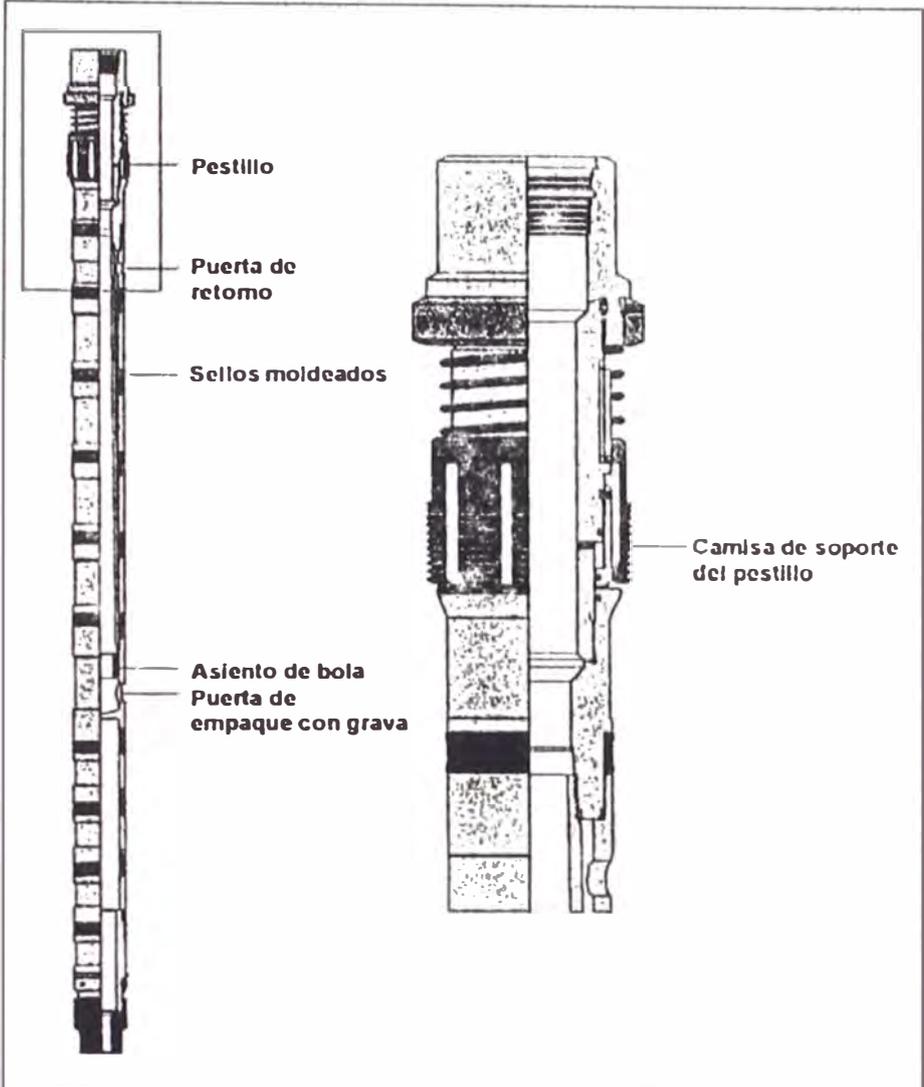
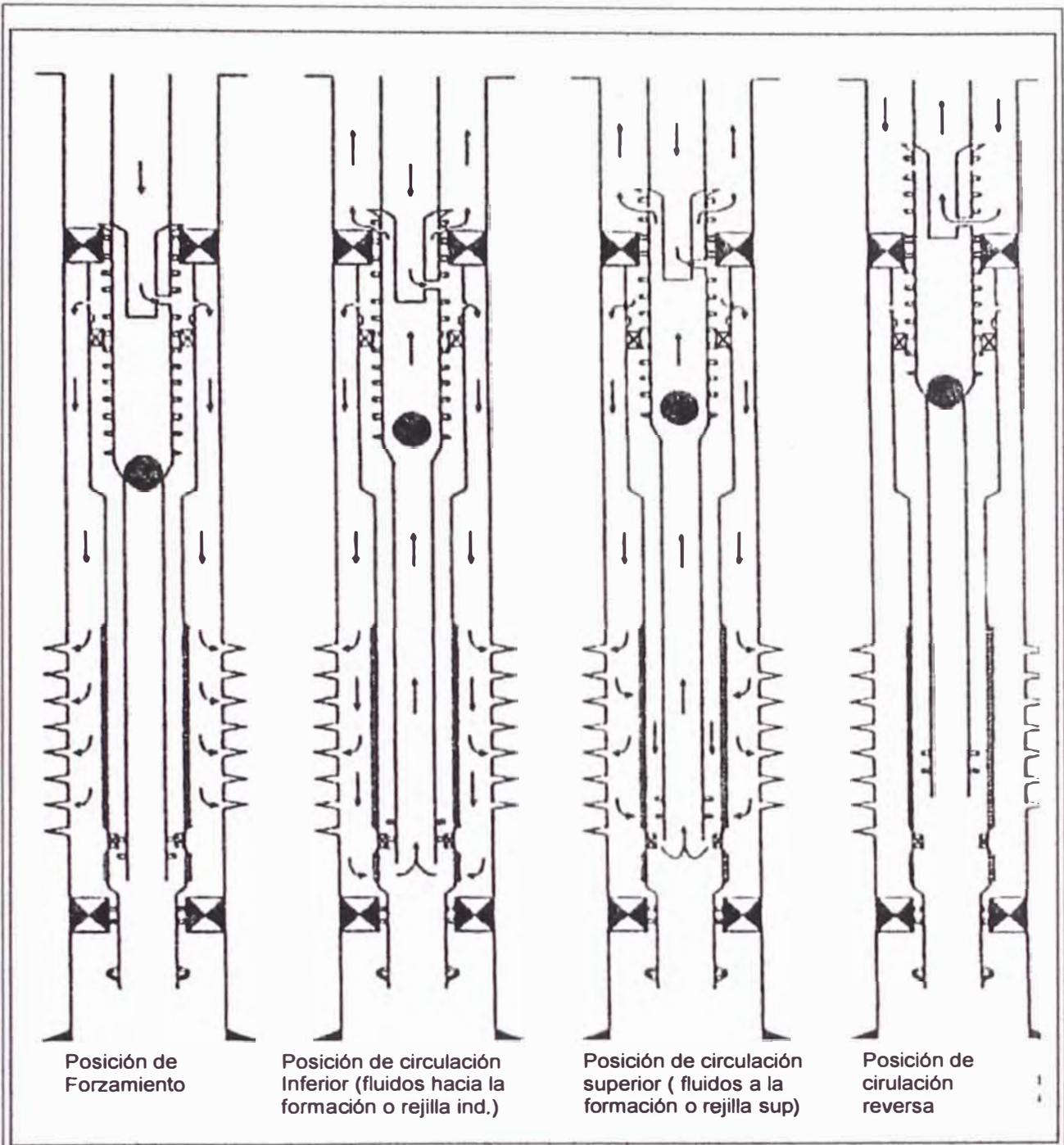


Gráfico 9.10
Herramienta de cruce modelo "S2H"



Posición de Forzamiento

Posición de circulación Inferior (fluidos hacia la formación o rejilla ind.)

Posición de circulación superior (fluidos a la formación o rejilla sup)

Posición de circulación reversa

Gráfico 9.11
Posiciones de la herramienta de cruce

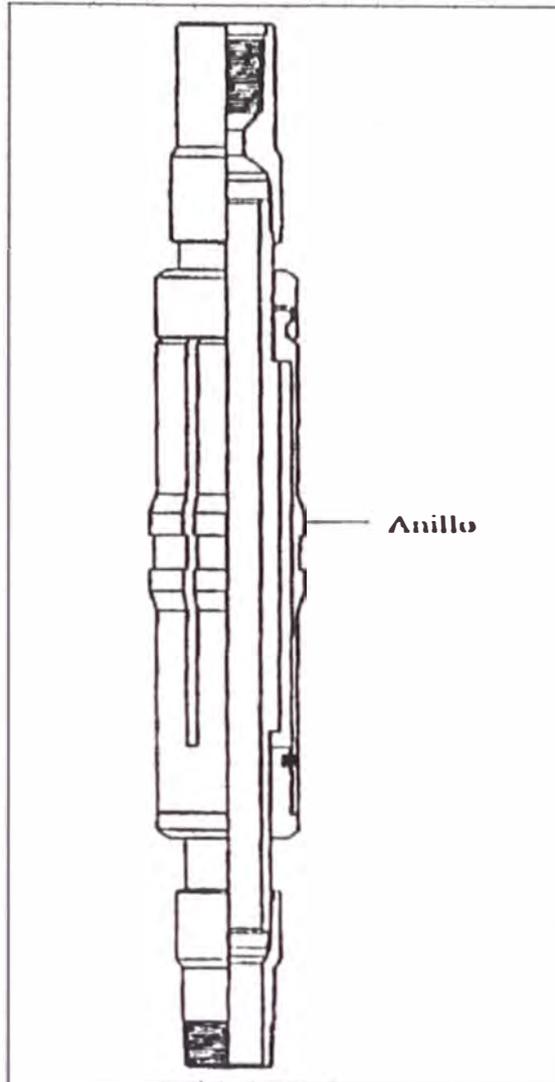


Gráfico 9.12
Herramienta accionadora
modelo "S-1"

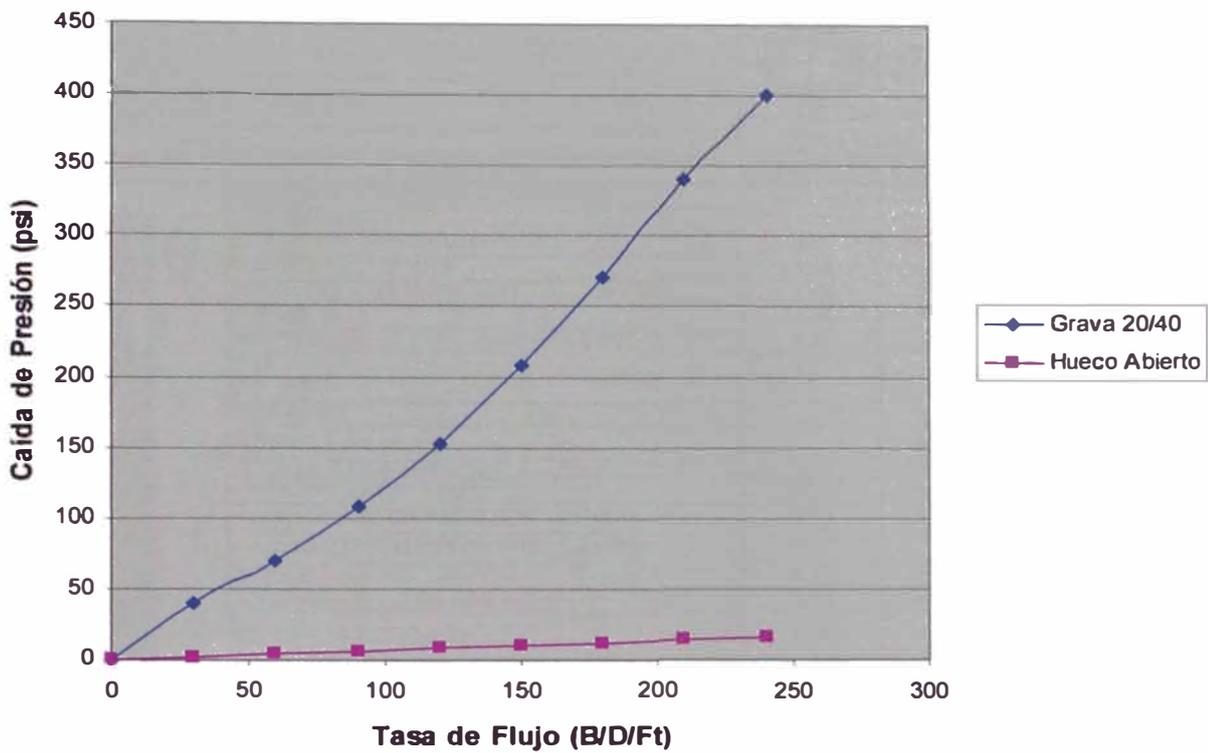
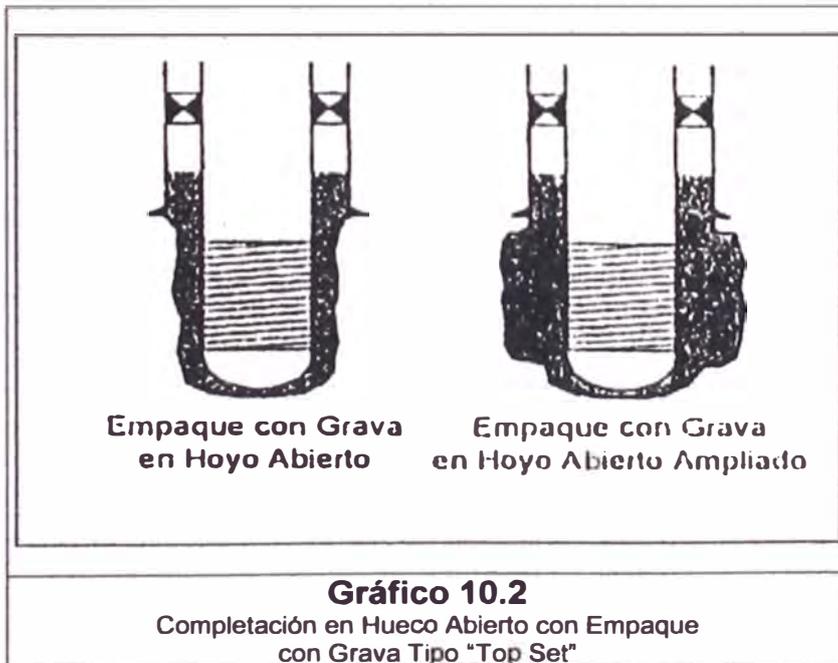


Gráfico 10.1

Comparación de los diferenciales de presión para los empaques con grava con hueco revestido y en hueco abierto



TCP/DST - TOOL STRING CONFIGURATION : PACKER SET IN 7" CASING						
COMPANY :	REPSOL-YPF/MAXUS BOLIVIA INC			 HALLIBURTON HALLIBURTON LATIN AMERICA S.A. TOOLS AND TESTING DEPARTMENT		
FIELDWELL/FORM :	PALOMA / PALOMA-D1					
INTERVAL :	3777 - 3783 MT					
CASING SIZE :	7"					
CUSTOMER REP. :						
DATE :						
STRING	DESCRIPTION	LENGTH(M)	O.D.(IN)	I.D.(IN)	DEPTH(M)	
	WESTERN PRESSURE EQUIPMENT					
	LIFT NIPPLE					
	BAR DROP DEVICE S-15	0.63	6.00	2.15		
	MASTER VALVE S-15	0.56	N/A	2.68		
	FLOW TEE S-15 WITH REMOTE CONTROL	1.12	6.00	2.68		
	SWIVEL S-15	0.74	7.15	2.68		
	MASTER VALVE S-15 3 1/2 RTS 6 Pin	0.56	N/A	2.68		
	TIW	0.77				
	DIF. S.R.					
	PUP JOINT		3.50	2.75		
	TUBING 3 1/2 RTS 8,			3.50	2.75	
	XO 3 1/2 RTS 8 B x 3 1/2 IF P "MAXUS"	0.28	4.75	2.68	3676.96	
	DRILL COLLARS, 3 JOINTS	28.67	4.75	2.18	3677.24	
	RADIOACTIVE MARKER SUB UPPER	0.13	4.75	2.68	3705.91	
	RADIOACTIVE MARKER SUB LOWER	0.07			3706.04	
	DRILL COLLARS, 1 JOINTS	9.51	4.75	2.18	3706.11	
	XO 3 1/2 IF B x 3 7/8 CAS P 125	0.34	5.00	2.25	3715.62	
	RD CIRCULATING - VALVE 5"	1.09	5.03	2.25	3715.96	
	XO 3 7/8 CAS B x 3 1/2 IF P 136	0.23	5.00	2.25	3717.05	
	DRILL COLLARS, 1 JOINTS	9.51	4.75	2.18	3717.28	
	OMNI VALVE 5"	6.44	5.00	2.25	3726.79	
	DRILL COLLARS, 1 JOINT	9.23	4.75	2.18	3733.23	
	XO 3 1/2 IF B x 3 7/8 CAS P 121	0.21	5.00	2.44	3742.46	
	FUL FLO DRAIN VALVE 5"	1.05	5.00	2.31	3742.67	
	SELECT TESTER VALVE 5"	7.27	5.03	2.28	3743.72	
	MPV VALVE	3.60	5.03	2.28	3750.99	
	INSTREAM RUNNING CASE (2 GAUGES) 5 1/4"	2.35	5.50	2.25	3754.59	
	BIG JOHN HYDRAULIC JAR 4 5/8"	1.86	4.63	2.25	3756.94	
	RTTS SAFETY JOINT 7"	1.04	4.87	2.44	3758.80	
	CHAMP PACKER 7", 17-38 #/FT UPPER	1.73	5.87	2.37	3759.84	
	LOWER	1.07			3761.57	
	RADIAL SHOCK ABSORBER CSN 7"	0.51	6.50	2.43	3762.64	
	VERTICAL SHOCK ABSORBER CSN 7"	1.48	5.00	2.44	3763.15	
	XO 3 1/2 IF B x 2 7/8 BRD P 102	0.24	4.69	2.44	3764.63	
	TUBING 2 7/8 BRD 1 JOINT	0.00	2.88	2.44	3764.87	
FILL DISC (w/glass)	0.21	3.50	2.75	3764.87		
TUBING 2 7/8 BRD 1 JOINT	9.57	2.88	2.44	3765.08		
XO 2 7/8 ORD B x 2 3/8 BRD P 129	0.17	3.69	2.00	3774.65		
MECHANICAL FIRING HEAD	1.53	3.38	--	3774.82		
SAFETY SPACER 4 5/8"	0.65	4.62	--	3776.35		
LOADED GUN 4 5/8", BHL D, 12 SPF	6.00	4.62	--	3777.00		
TIME DELAYED FIRING HEAD	1.03	4.62	--	3783.00		
PORTED BULL PLUG NOSE	0.15	4.62	--	3784.03		
TOTAL STRING LENGTH	107.22	BOTTOM		3784.18		

Grafico 11.1 TCP/DST - TOOL STRING CONFIGURATION: PACKER SET IN 7" CASING

RETRIEVABLE STRING				
Depht	Leng	ID	OD	Description
	3751	2.92	3.5	3 ½ RTS-8 working string
3750	0.28	2.062	4.93	x -o 3 ½ IF pin x 3 ½ RTS8
3750.29	0.39	2.062	4.68	X - O 2 2/8 IF pin x 3 ½ box
3750.68	3.47	1.750	5.62	7" x 4" QUANTUM Service tool
	26.24	1.992	2.68	2 3/8 CS Hyd Wash Pipe
2.50		1.500	2.68	2 3/8 CS Hyd Isolation seal ass
GRAVEL PACK 3777-3783 m				
3754.15	1.54	4.00	6.06	7 x 4 Quantum Packer (26-29#)
3755.69	4.96	4.00	5.62	7 x 4 Circulation Housing with closure sleeve
3760.65	0.28	3.687	5.56	x -o 4 ½ 8rd pin x 5 LTC box
3760.93	0.72	3.500	5.31	60K Long Stroke Locked safety shear sub
3761.65	12.2	3.375	4.00	4" 8rd 9.5# P-110 Blank Pipe
3773.89	12.0	3.548	4.48	4" 8rd 9.5# J-55 Screen 0.008 Guage
3.785.8	0.51	3.020	5.25	7 x 4" Quantum Lower zone Multiseal Assy Snap Latch
3786.40	3.58	3.00	4.00	7 x 4" Quantum Lowe zone Multiseal Assy
3789.98	0.62	3.00	4.00	7 x 4" Quantum Self Positioning Indexing Guide Shoe

QUANTUM
PKR 3754

3777-3783

SUM PACKER
3785 m

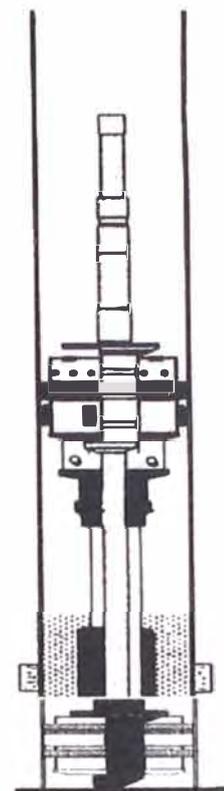


Gráfico 11.2
Configuración del Pack Gravel Tool en el Pozo

TABLAS

Tabla 7.1
Aberturas del tamiz estándar

U.S. Series Tamaño Malla	Apertura Malla Pulg.	Apertura Malla mm	U.S. Series Tamaño Malla	Apertura Malla Pulg.	Apertura Malla mm
2.5	0.315	8.000	35	0.0197	0.500
3	0.265	6.730	40	0.0165	0.420
3.5	0.223	5.660	45	0.0138	0.351
4	0.187	4.760	50	0.0117	0.297
5	0.157	4.000	60	0.0098	0.250
6	0.132	3.360	70	0.0083	0.210
7	0.111	2.830	80	0.0070	0.177
8	0.0937	2.380	100	0.0059	0.149
10	0.0787	2.000	120	0.0049	0.124
12	0.0661	1.680	140	0.0041	0.104
14	0.0555	1.410	170	0.0035	0.088
16	0.0469	1.190	200	0.0029	0.074
18	0.0394	1.000	230	0.0024	0.062
20	0.0331	0.840	270	0.0021	0.053
25	0.0280	0.710	325	0.0017	0.044
30	0.0232	0.589	400	0.0015	0.037

Tabla 7.2
Tamaños de grava disponibles comercialmente

Tamaño de grava (Malla U.S.)	Rango de tamaños (pulgadas)
8/12	0.094 - 0.066
12/20	0.066 - 0.033
20/40	0.033 - 0.017
40/60	0.017 - 0.0098
50/70	0.012 - 0.0083

Tabla 7.3

Especificaciones API para la arena del empaque con grava

Análisis de Tamizado	<p>Un mínimo del 96% en peso de la muestra de arena sometida a prueba debería atravesar el tamiz designado para granos gruesos y ser retenido. El tamiz designado para granos finos (habiéndose definido previamente los tamaños específicos de grava de los tamices para granos gruesos y finos según las especificaciones RP58). El tamiz más grueso no debería retener más del 0.1% del total de la muestra probada, ni el tamiz más fino designado debería dejar pasar más del 2% del total de dicha muestra. No más del 1.9% del total en peso debería ser retenido por la segunda rejilla del tamiz (100%-0.1%-0.2%-1.9%= 96%</p>
Esfericidad y Redondez	<p>La arena de empaque con grava debería tener una esfericidad media de 0.6 ó más y una redondez de 0.6 ó más, lo cual se determina mediante un Análisis visual utilizando el cuadro elaborado por Krumbein y Sloss Fig.7.4</p>
Solubilidad En Ácido	<p>Se agrega una muestra de arena de 5 gramos a 100 ml de ácido HCl-HF 12%-3% y se deja reposar por 1 hora a 72°F para permitir la disolución de los agentes contaminantes (carbonatos, feldespatos, óxidos de hierro, arcillas, finos de sílice, etc.). Seguidamente, se extrae la arena y se seca. Se comparan los pesos medidos antes y después, con el fin de determinar la solubilidad en ácido. El material soluble en ácido de la arena de empaque con grava no debería exceder el 1.0% en peso.</p>
Contenido de Limos y arcillas	<p>Se mezcla una muestra de 20 ml de arena seca con 100 ml de agua desmineralizada y se deja reposar durante 30 minutos. Luego, se agita vigorosamente la mezcla durante 30 Seg. Y se deja reposar por 5 minutos más. Se extrae una muestra de 25 ml de la suspensión agua-limo y se mide su turbidez. La turbidez resultante de la arena de empaque con grava sometida a la prueba debería ser de 250 NTU o menos.</p>
Resistencia a la Trituración	<p>Se tamiza una muestra de arena para extraerle todos los finos y se pesa. Seguidamente, se somete la muestra a un esfuerzo de confinación de 200 Psi durante 2 minutos. Se vuelve a tamizar la muestra para determinar el peso de los finos producidos. La arena de empaque con grava que se someta a esta prueba no debería producir más del 2% en peso de finos. En el caso de tamaños grandes de arena, a saber Malla 12/20 U.S y Malla 8/12 U.S., la cantidad de finos producidos no debería sobrepasar el 4% y el 8% respectivamente.</p>

Tabla 7.4
Permeabilidad de las arenas para empaque con grava

Rango de Malla U.S.	Permeabilidad (Darcy)	Permeabilidad (Darcy)	Permeabilidad (Darcy)
6/10	2703	-----	
8/12	1969	-----	
10/12	652	500	-----
12/20	-----	-----	-----
16/30	-----	250	415
20/40	171	119	225
40/60	69	40	69
50/70	-----	-----	45

Tabla 8.1
Ranuras por pie requeridas para 3% y 6% de área de flujo

Ancho (pulg)	Forro 3 1/2"		Forro 4 1/2"		Forro 5 1/2"		Forro 7"	
	3% 4.0 pulg-sq/ft	6% 7.9 pulg-sq/ft	3% 5.11 pulg-sq/ft	6% 10.2 pulg-sq/ft	3% 6.2 pulg-sq/ft	6% 12.4 pulg-sq/pie	3% 7.9 pulg-sq/ft	6% 15.8 pulg-sq/ft
0.012	224	440	288	568	352	696	440	880
0.015	176	352	232	456	280	560	352	704
0.018	152	296	192	384	232	464	296	592
0.020	136	264	176	344	208	416	264	528
0.025	112	216	136	272	168	336	216	424
0.028	96	192	128	248	152	304	192	384
0.040	56	104	64	128	80	160	104	200
0.060	40	72	48	88	56	104	72	136
0.125	16	32	24	48	28	56	32	64
0.250	8	16	12	24	16	28	16	32

Tabla 8.2

Áreas efectivas de entrada en las camisas de las rejillas (inch-sq/ ft)

<u>OD</u> <u>Tubo Base</u>	<u>6</u>	<u>8</u>	<u>10</u>	<u>12</u>	<u>15</u>	<u>20</u>	<u>30</u>
1.050	3.91	5.21	6.51	7.82	9.78	13.03	19.55
1.315	4.52	6.03	7.54	9.05	11.30	15.08	22.62
1.660	5.35	7.13	8.91	10.7	13.37	17.83	26.72
1.900	5.91	7.86	9.86	11.83	14.79	19.71	29.57
2.063	6.29	8.39	10.49	12.58	15.73	20.97	31.46
2.375	7.02	9.36	11.70	14.04	17.55	23.40	35.11
2.875	8.20	10.93	13.67	16.40	20.50	27.33	40.99
3.500	9.68	12.91	16.14	19.37	24.21	32.28	48.42
4.000	10.86	14.48	18.10	21.72	27.12	36.21	54.31
4.500	12.04	16.05	20.07	24.08	30.10	40.13	60.20
5.000	13.22	17.62	22.03	26.44	33.05	44.06	66.09
5.500	14.40	19.20	23.99	28.79	35.99	47.99	71.98
6.625	17.03	22.71	28.39	34.07	42.59	56.78	85.16
7.000	17.93	23.91	29.88	35.86	44.83	59.77	89.65
7.625	19.39	25.86	32.32	38.78	48.48	64.64	96.96
8.625	21.75	28.99	36.25	43.50	54.37	72.49	108.74
9.625	24.10	32.14	40.17	48.21	60.21	80.35	120.52

Tabla 8.3

Dimensiones de las Rejillas estándar y pre-empacadas

TUBO BASE				Tam Hoyo (pulg)	N° de Hoyos (por pie)		Baker Weld	Baker Weld 140	Rejilla Slim-Pak	Rejilla Pre-Emp. Sencilla	Rejilla Pre-Emp. Doble
Tam (pulg)	Peso lb/pie	ID (pulg)	OD Acople		Tubo	Base	OD	OD	OD	OD	OD
							(pulg)	(pulg)	(pulg)	(pulg)	(pulg)
1,050	1,140	0,82	1,313	3/8	30	60	1,50	1,64	1,50	2,27	2,11
1,315	1,700	1,05	1,660	3/8	30	60	1,70	1,90	1,75	2,44	2,35
1,660	2,300	1,38	2,054	3/8	36	72	2,11	2,25	2,11	2,80	2,82
1,900	2,750	1,61	2,200	3/8	42	84	2,35	2,49	2,35	3,13	3,32
2,063	3,250	1,75	2,500	3/8	42	84	2,51	2,65	2,51	3,25	3,32
2,375	4,600	2,00	2,875	3/8	48	96	2,82	2,96	2,82	3,63	3,95
2,875	6,400	2,44	3,500	3/8	54	108	3,32	3,46	3,32	4,13	3,95
3,500	9,200	2,99	4,250	3/8	66	132	3,95	4,09	3,95	4,75	4,96
4,000	9,500	3,55	4,500	3/8	72	144	4,45	4,59	4,45	5,25	5,47
4,500	11,600	4,00	5,000	3/8	78	156	4,96	5,10	4,96	5,75	5,97
5,000	15,000	4,41	5,563	3/8	84	168	5,47	5,61	5,47	6,25	7,11
5,500	15,500	4,95	6,050	3/8	90	180	5,97	6,11	5,97	6,75	7,11
6,625	28,000	5,79	7,390	3/8	108	216	7,11	7,25	7,11	7,88	8,12
7,000	23,000	6,37	4,656	3/8	114	228	n/d	7,63	7,49	8,25	n/d
7,625	29,700	6,88	8,500	3/8	114	228	n/d	8,26	8,12	n/d	n/d
8,625	32,000	7,92	9,625	3/8	156	312	n/d	9,27	9,13	n/d	n/d
9,625	36,000	8,92	10,625	3/8	180	360	n/d	10,28	10,14	n/d	n/d

Tabla 8.4

Tamaños recomendados de grava y rejilla

Tamaño de grava (Malla US)	Rango de tamaños(pulgadas)	Separación en el alambrado (pulgadas)
8/12	0.094-0.066	0.050
12/20	0.066-0.033	0.020
20/40	0.033-0.017	0.012
40/60	0.017-0.0098	0.006
50/70	0.012-0.0083	0.006

EVALUACIÓN ECONÓMICA

POZO PALOMA D-1

MES	PRODUCCION DE PETROLEO BBL SIN GRAVEL PACK	INGRESOS SIN GRAVEL PACK (\$)	PRODUCCION DE PETROLEO BBL CON GRAVEL PACK	INGRESOS CON GRAVEL PACK (\$)	DIFERENCIAL
0				-130000.00	-130000.00
1	15000.00	120000.00	12000.00	96000.00	-24000.00
2	13500.00	108000.00	11880.00	95040.00	-12960.00
3	12150.00	97200.00	11761.20	94089.60	-3110.40
4	* 0.00	-30000.00	11643.59	93148.70	123148.70
5	15000.00	120000.00	11527.15	92217.22	-27782.78
6	13500.00	108000.00	11411.88	91295.04	-16704.96
7	12150.00	97200.00	11297.76	90382.09	-6817.91
8	* 0.00	-30000.00	11184.78	89478.27	119478.27
9	15000.00	120000.00	11072.94	88583.49	-31416.51
10	13500.00	108000.00	10962.21	87697.66	-20302.34
11	12150.00	97200.00	10852.58	86820.68	-10379.32
12	* 0.00	-30000.00	10744.06	85952.47	115952.47

AÑOS	PRODUCCION DE PETROLEO BBL SIN GRAVEL PACK	INGRESOS SIN GRAVEL PACK (\$)	PRODUCCION DE PETROLEO BBL CON GRAVEL PACK	INGRESOS CON GRAVEL PACK (\$)	DIFERENCIAL
0					-130000.00
1	121950.00	885600.00	136338.15	960705.23	75105.23
2	107316.00	858528.00	115887.43	927099.45	68571.45
3	94438.08	755504.64	101980.94	815847.51	60342.87
4	84994.27	679954.18	91782.85	734262.76	54308.59
					258328.14

PARAMETROS BASICOS

INVERSION (M\$)	130.00
MARGEN GANANCIA \$	8.00
TASA DE DESCUENTO (%)	0.15

RESULTADOS

VAN	\$50,335.91
TIR anual	37%
RELACION B/ I	\$1.39