

**ÚLTIMOS AVANCES EN CONTROL DE ARENA PARA POZOS
HORIZONTALES EN OPERACIONES COSTA-FUERA**

ANTONIO CASTRO TOVAR

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

2005

**ÚLTIMOS AVANCES EN CONTROL DE ARENA PARA POZOS
HORIZONTALES EN OPERACIONES COSTA-FUERA**

ANTONIO CASTRO TOVAR

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director: EDELBERTO HERNANDEZ TREJOS
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

2005

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	
1. TIPOS DE PERFILES DE POZO	10
1.1. PERFIL DE POZO VERTICAL	10
1.2. PERFIL DE POZO DIRECCIONAL	10
1.3. PERFIL DE POZO HORIZONTAL	10
2. CONSIDERACIONES ESPECIALES EN SISTEMAS PARA POZOS HORIZONTALES	13
2.1. CONSIDERACIONES DEL YACIMIENTO	13
2.1.1. Características de las rocas de los yacimientos.	13
2.1.2. Flujo de fluidos a través del yacimiento	13
2.1.2.1. Periodo inicial	14
2.1.2.2. Periodo intermedio	14
2.1.2.3. Periodo posterior al intermedio	14
2.1.2.4. Periodo final	14
2.1.3. Daño a la formación	14
2.1.4. Conificación en los pozos horizontales	16
2.1.5. Mecanismo de flujo de los yacimientos	18
2.1.6. Heterogeneidad de los yacimientos	18
2.1.6.1. Yacimientos fracturados	18
2.1.6.2. Yacimientos estratificados	19
2.2. CONSIDERACIONES DEL POZO	21
2.2.1. Tipos de pozos horizontales	21
2.2.1.1. Radio ultracorto	21
2.2.1.2. Radio corto	21
2.2.1.3. Radio medio	23
2.2.1.4. Radio largo	24

2.2.2. Estado mecánico de un pozo horizontal	24
2.2.3. Cargas que se desarrollan alrededor de un pozo horizontal	26
3. ASPECTOS GENERALES DE UNA OPERACIÓN <i>WORKOVER</i> EN SISTEMAS COSTA FUERA	28
3.1. TIPOS DE OPERACIONES <i>WORKOVER</i> PARA SISTEMAS COSTA - FUERA SEGÚN LAS CONDICIONES OPERACIONALES	32
3.1.1. Operaciones innatas	33
3.1.1.1. Operaciones auto-sostenibles	33
3.1.1.2. Operaciones no auto-sostenibles	34
3.1.2. Sistema de plataformas asistidas	36
3.1.2.1. Parámetros generales a tener en cuenta para asistir una plataforma	37
3.1.3. Operaciones a pozos post-conectados	39
4. PRODUCCIÓN DE ARENA EN LOS POZOS	40
4.1. CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA	40
4.1.1. Tasas de producción de hidrocarburos	41
4.1.2. Factores geológicos	41
4.1.3. Factores operacionales	42
4.1.3.1. En la perforación de un pozo	43
4.1.3.2. En la cementación primaria	44
4.1.3.3. En el Cañoneo	44
4.1.3.3.1. Cañoneo bajo balance	46
4.1.3.3.2. Empaquetamiento de las perforaciones con grava	51
4.1.4. El Flujo multifásico	55
4.1.5 La presión del Yacimiento	55
4.2. CONSECUENCIAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA EN POZOS COSTA-FUERA	56
4.2.1. Desgaste de los equipos de producción	56
4.2.2. Pérdida de productividad	56
4.2.3. Trabajos frecuentes de limpieza	56

4.3. MÉTODOS DE CONTROL DE ARENA EN SISTEMAS COSTA-FUERA	57
4.3.1. Prevención del arenamiento con técnicas de completamiento adecuadas	59
4.3.1.1. Control de la tasa de producción de hidrocarburos	60
4.3.1.2. Elección del fluido de reacondicionamiento	60
4.3.1.3. Adecuada densidad de cañoneo	63
4.3.1.4. Adecuada longitud del intervalo cañoneado	63
4.4. MÉTODOS MECÁNICOS NO CONVENCIONALES DE CONTROL DE ARENA	64
4.4.1. Mallas y <i>liners</i> ranurados	64
4.4.2. Mallas Multienrolladas	66
4.5. METODOS DE CONSOLIDACION QUIMICA	68
4.5.1. Objetivos de la consolidación química	68
4.5.2. Condiciones de la formación a consolidar	70
4.5.3. Técnicas de consolidación	71
4.5.3.1. Método de separación de Fases pre-activado	71
4.5.3.2 Método de sobredesplazamiento pre-activado	71
4.5.3.3. Método de sobredesplazamiento activado en la formación	72
4.5.4. Tratamiento de consolidación química	74
4.5.4.1. Sistemas comerciales de consolidación química	74
4.5.4.1.1 Tratamientos con la resina epóxica	74
4.5.4.1.2. Tratamientos con la resina furánica	77
4.5.4.1.3. Tratamientos con la resina fenólica	78
4.5.5. Factores de diseño en un trabajo de consolidación química	79
4.6. EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA	81
4.6.1. Diseño de un empaquetamiento con grava	81
4.6.1.1. Muestra representativa de la arena de la formación	82
4.6.1.2. Análisis de la distribución del tamaño de los granos de arena	83
4.6.1.3 Coeficiente de Uniformidad	84

4.6.1.4. Selección del tamaño crítico de la grava	84
4.6.1.5 Relación grava/arena	87
4.6.1.6. Determinación del tamaño de la ranuras en malla de retención	90
4.6.1.7. Flujo a través de perforación	91
4.6.1.8. Especificaciones de la grava	91
4.6.1.9. Espesor del empaquetamiento	93
4.6.1.10. Fluidos de transporte para empaquetamientos con grava	93
4.7. OPERACIONES DE EMPAQUETAMIENTO	98
4.7.1. Métodos de empaquetamiento	101
4.7.1.1. Empaquetamientos en hueco revestido	101
4.7.1.1.1. Método de circulación	101
4.7.1.1.2. Métodos flujos cruzados	102
4.7.1.2. Empaquetamiento hueco abierto	103
4.8. Tecnologías alternativas en la estabilización de pozo y control de arena	104
4.8.1. El <i>screen</i> independiente	106
4.8.2. Empaquetamientos con grava mejorados	107
4.8.3. El empaque fracturado	109
4.8.4. El <i>Screen</i> de arena Expandible	110
4.8.4.1. Ventajas y desventajas del ESS	111
4.8.5. Control de arenas con tubos calados de fibras metálicas	115
4.8.6. <i>Liners</i> preempacados con una cobertura resinosa	116
4.8.6.1. Funcionamiento y diseño	117
4.8.6.2. Opciones de aplicación de <i>liner</i>	122
5. CONCLUSIONES	124
6. RECOMENDACIÓN	125
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	126
BIBLIOGRAFÍA	130
ANEXOS	134

Figura 21. Efecto de consolidación de los granos	69
Figura 22. Técnicas de consolidación química	73
Figura 23. Análisis de la distribución del tamaño de los granos de arena	86
Figura 24. Efecto de la razón grava/arena sobre el control de la producción de arena en pozo	89
Figura 25. Permeabilidad de un empaquetamiento con grava según Saucier	90
Figura 26. Esquema de la técnica de circulación o lavado convencional en reversa para el empaquetamiento con grava para un pozo horizontal revestido	102
Figura 27. Esquema de la técnica en flujos cruzados para el empaquetamiento con grava de pozo horizontal en hueco revestido	103
Figura 28. Esquema de un empaquetamiento para un pozo horizontal hueco abierto mediante la utilización de <i>liner</i> o mallas pre-empacadas	104
Figura 29. Tipo de <i>screen</i> metálica mejorada	107
Figura 30. Técnica de posicionamiento <i>Alfa Beta Wave</i>	109
Figura 31. El ESS antes de de expansión	112
Figura 32. El ESS después de su expansión	113
Figura 33. Esquema de la configuración de los dos ramales multilaterales campo <i>Xijiang</i>	114
Figura 34. <i>liner</i> preempaquetado	117
Figura 35. Vista ampliada de las partículas de grava en el <i>liner</i>	119
Figura 36. <i>Liner</i> preempaquetado (corte transversal)	120
Figura 37. Dimensiones normales de un <i>liner</i> preempaquetado	121

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1. Historia logística de desarrollo de un campo	30
Tabla 2. Tratamientos con la resina epóxica	76
Tabla 3. Tratamiento con la resina furánica ó fenólica- furánica	77
Tabla 4. Tratamientos con la resina fenólica	79
Tabla 5. Tamaños de grava comercialmente disponibles	89
Tabla 6. Polímeros utilizados comúnmente en transporte de grava	97
Tabla 7. Resumen comparativo entre las técnicas de consolidación métodos y los mecánicos	98

LISTADO DE ANEXOS

Anexo 1. Contrato CA-3083	134
Anexo 2. Contrato CA-2996 diligenciado	141
Anexo 3. Relación de costos totales fase 3 control de arena campo Caño Limón	147
Anexo 4. Empaquetamiento a alta tasa Vs <i>Ex-tension Pac CE</i>	147
Anexo 5. Planeamiento y ejecución de una operación de control de arena con tecnología expandible para un sistema multilateral costa-fuera	148

DEDICATORIA

A Dios, la luz que guía mi vida, a mi madre Rosalba a quien le debo lo que soy y quien siempre confió en la realización de éste sueño, a mi familia y una dedicación especial para mi pana Tico, pues por su apoyo es que se escribe esta buena historia.

Antonio

RESUMEN

TITULO: ÚLTIMOS AVANCES EN CONTROL DE ARENA PARA POZOS HORIZONTALES EN OPERACIONES COSTA-FUERA*

AUTOR:
ANTONIO CASTRO TOVAR**.

PALABRAS CLAVES: COSTA-FUERA, HORIZONTALIDAD, ESTABILIDAD, FORMACIÓN, REACONDICIONAMIENTO, MULTILATERAL, TECNOLOGÍAS.

El control de la arena en pozos verticales se ha alcanzado efectivamente con la ubicación de la grava; el proceso es efectivo puesto que la gravedad ayuda a crear un completo y eficiente empaque que concéntricamente ubica la grava alrededor de la tubería. Pero, al incluir los marcados ángulos y horizontalidad en los pozos se hace de la ubicación organizada de la grava un problema.

Los métodos de control de arena son aplicados en yacimientos pobre y mal consolidados. A la fecha, existen muchos equipos, herramientas y métodos de control de arena que han venido desarrollándose incluyendo los *screens* independientes (*standalone screens*), técnicas de empaquetamiento con grava de zonas múltiples en un solo viaje (*Single Trip Multizone Grave Teach*, STMGT), empaquetamientos a altas tasas de agua y empaquetamientos a fracturas (*Frac Pack*, FP), los cuales se han utilizado con éxito en algunos campos petroleros. En vista del largo tiempo de las operaciones y de la alta complejidad del empaquetamiento con grava, la tecnología del control de arena con empaques expandibles es ahora una alternativa atractiva.

Se han hecho grandes inversiones económicas en los fluidos para empaquetamiento de grava que elimina la necesidad de cambiar de un lodo de perforación de base aceitosa (OBM) ó un sistema de lodos de perforación de base aceitosa sintético (SOBM) a uno basado en salmuera, como también fluidos para el empaquetamiento de gravas libres de sólidos ahora están siendo comercializadas. Optimización en fluidos para el empaquetamiento de grava basados en salmuera han conducido al desarrollo de un fluido generador de ácidos *in situ* que elimina la necesidad de un tratamiento ácido posterior en pozos productores y de inyección.

*Tesis.

**Facultad de ingenierías Físico-químicas. Escuela de ingeniería de petróleos.
Director: Ing. Edelberto Hernández Trejos.

ABSTRACT

TITLE: LAST ADVANCES IN SAND CONTROL FOR HORIZONTAL WELLS IN OFFSHORE OPERATIONS. *

AUTHOR:
ANTONIO CASTRO TOVAR

KEYWORDS: *OFFSHORE, HORIZONTALIDAD, STABILITY, FORMATION, WORKOVER, MULTILATERAL, TECHNOLOGIES.*

Sand control has been achieved effectively in vertical wells by placing gravel; the process is effective because gravity helps create a thorough and efficient pack that concentrically surrounds the pipe. But, the introduction of high-angle and horizontal wells make efficient sand placement problematic.

Sand control methods are required for the poorly consolidated and unconsolidated reservoir. To date, there are many sand control equipment/tools and methods being developed including standalone screen, single trip multi-zone gravel pack techniques, high rate water pack and frac pack, which have been successfully utilized in some oilfields. Considering the long operation time and high complexity with the gravel pack operations, the expandable sand control technology is an attractive alternative.

Economic investments in the gravel-pack fluids have become that eliminate the need to switch from an oil-based mud (OBM) or synthetic oil-based mud (SOBM) system to a brine-based, solids-free gravel-pack fluid are now being marketed. Further improvement in brine-based gravel-pack fluids has led to the development of an in-situ acid generating fluid that should eliminate the need for a post acid treatment in injection wells and producers.

* Thesis.

** School of Physical-Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering.
Director. Ing. Edelberto Hernández Trejos

INTRODUCCION

Los pozos de grandes alcances son el desafío de las habilidades de la industria para el control efectivo de las formaciones.

La industria del petróleo se mueve inexorablemente dentro de las grandes profundidades de las aguas. Para afrontar este reto se han gastado millones de dólares en investigación en el desarrollo y uso de tecnologías que permitan la adaptabilidad en estas especiales condiciones.

Desde hace mucho se han venido reuniendo ideas desde una industria cauta en el uso de lo que inicialmente se consideró la tecnología de lo poco probable en los proyectos de alto riesgo. Pero los grandes ahorros en las operaciones y las altas ratas de producción de los pozos perforados horizontalmente desde una sola ubicación sobre el lecho marino han hecho de la práctica casi un procedimiento cotidiano, incluso en los más ambiciosos proyectos en aguas profundas.

El control de la arena en pozos verticales se ha alcanzado efectivamente con la ubicación de la grava, específicamente diseñada para ser un filtro con espacios porales suficientemente pequeños para entrapar el movimiento de partículas de la formación, pero suficientemente acomodados que permitan una tasa de flujo económicamente rentable. El proceso es efectivo puesto que la gravedad ayuda a crear un completo y eficiente empaque que concéntricamente ubica la grava alrededor de la tubería. Pero, al incluir los grandes ángulos y horizontalidad en los pozos se hace de la ubicación organizada de la grava un problema. Esto queda en evidencia en los análisis encaminados a realizar el completamiento empaquetando con grava sobre

sectores de alto angulaje, encontrando que en grandes longitudes de sección horizontal los pozos producen de manera ineficiente debido precisamente a la mala distribución de esta grava en el pozo.

En respuesta al problema de distribución desigual de la grava, muchas compañías se cambiaron a los *screens* preempaquetados. Estos *screens* que originalmente fueron diseñados para ubicar la grava en el hueco en completamientos con empaquetamiento con grava, se han modificado y puestos al servicio como filtros independientes en su manejo y con fines definidos.

En este estudio se discute como, debido a la naturaleza de los pozos, los requerimientos para su estabilización y el aislamiento zonal, se dió lugar a la selección de tecnologías nuevas para el control de arena en el completamiento del pozo para casos de sistemas costa-fuera diversos en donde características especiales como grandes alcances y la configuración multilaterales encaminaron a la industria en el desarrollo de alternativas acertadas para responder a tales circunstancias.

1. TIPOS DE PERFILES DE POZO

La ingeniería de petróleos ha permitido, hoy día, la posibilidad de perforar tres clases de pozos diferentes, en el afán de obtener los mejores resultados en la explotación de un campo petrolero (ver Fig. 1).

1.1 PERFIL DE POZO VERTICAL

Este es el pozo convencional que por operabilidad solo permite más de dos grados de desviación, con respecto a un eje vertical.

Tiene gran aplicabilidad donde el terreno sobre el cual se encuentra el yacimiento es de fácil acceso, de aquí la ineficacia de esta configuración para sistemas de explotación de hidrocarburos ubicados costa-fuera.

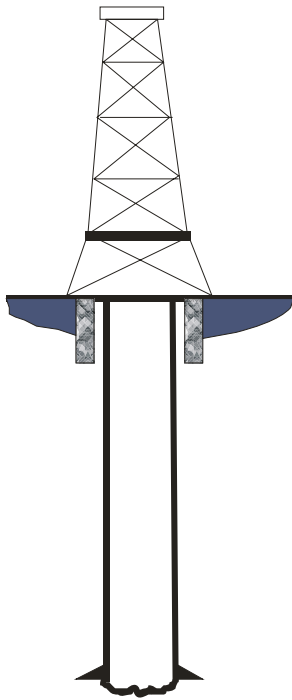
1.2. PERFIL DE POZO DIRECCIONAL

Este tipo de pozo se desvía de la vertical con tasas de desviación de ángulo de 1 a 5 grados por cada 100 pies, hasta alcanzar una sección inclinada con ángulo de 70 grados como máximo, con respecto a un eje vertical. Surge de la necesidad de alcanzar formaciones ubicadas bajo terreno de difícil acceso.

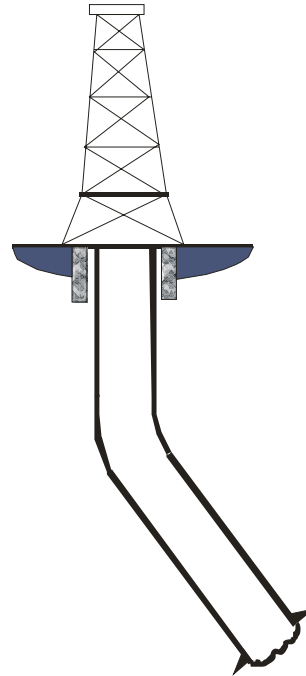
1.3. PERFIL DE POZO HORIZONTAL

Se ha llamado pozo horizontal a los pozos que presentan la sección productora horizontalmente, inclusive aquellos que alcanzan un grado de inclinación con respecto a un eje vertical mayor de 80 grados.

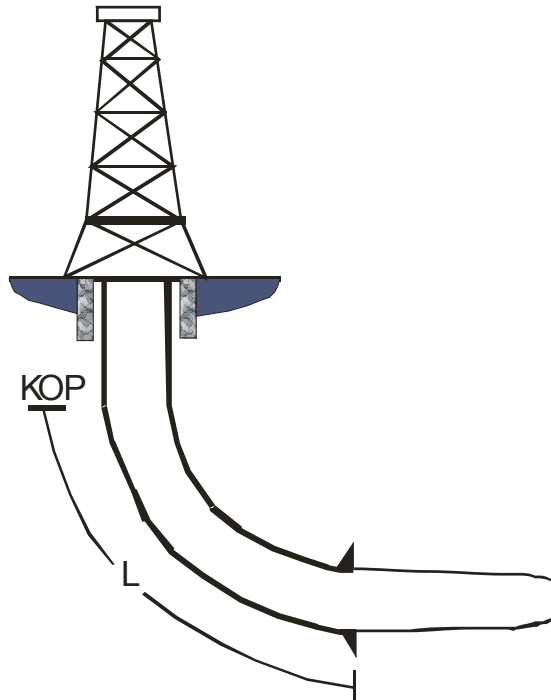
Figura 1. Diferentes perfiles de pozo



A. Vertical



B. Direccional



C. Horizontal

La necesidad de disminuir el número de pozos a perforar verticalmente y obtener mejores ratas de producción, permite el desarrollo de dichos pozos los cuales serán objeto de este estudio.

2. CONSIDERACIONES ESPECIALES EN SISTEMAS PARA POZOS HORIZONTALES

En el completamiento de pozos la terminación ideal es aquella que presenta bajos costos (considerando costos iniciales y de operación), manteniendo la máxima tasa de producción durante la vida del pozo y que disminuye los trabajos de reacondicionamiento. Por lo tanto este debe ser programado y ejecutado, considerando factores en el yacimiento y el pozo.

2.1. CONSIDERACIONES DEL YACIMIENTO

El propósito de esta parte es considerar brevemente las propiedades, distribución y el flujo de los fluidos a través de la roca del yacimiento y las características de la misma roca.

2.1.1. Características de las rocas de los yacimientos. La porosidad, permeabilidad, mojabilidad, grado de compactación, etc., determinan el grado de completamiento a emplear para iniciar la producción en un pozo horizontal.

2.1.2. Flujo de fluidos a través del yacimiento. La caída y restauración de la presión en un pozo horizontal, completado en un yacimiento de ancho finito y longitud infinita, presenta cuatro regímenes de flujo distintos, clasificados de acuerdo al tiempo que tarda el efecto de la presión en alcanzar los diferentes límites del yacimiento.

2.1.2.1. Período inicial. En este período el flujo alrededor del pozo es radial. Este régimen de flujo finaliza cuando el efecto del trasiente de presión alcanza los límites superior y/o inferior del yacimiento. Su duración es corta a menos que el yacimiento sea de gran espesor o si la permeabilidad vertical es muy baja. (Ver Fig. 2).

2.1.2.2. Período intermedio. Si el pozo es lo suficientemente largo en relación con el espesor de la formación, se desarrolla este régimen de flujo cuando la presión transitoria alcanza los límites verticales. Este tipo de flujo puede ser lineal. Si el pozo no es lo suficientemente largo comparado con el espesor de la formación, el régimen no se desarrolla y puede existir un largo periodo de transición entre el período inicial y el tercer período (Ver Fig. 3).

2.1.2.3. Período posterior al intermedio. Presenta un flujo radial alrededor del pozo en el plano de la formación. Durante este periodo, el efecto de la presión ha ido tan lejos que el pozo es similar a un punto, que tiene su origen en el centro del yacimiento. Si el ancho del yacimiento no es muy grande comparado con la longitud del pozo, entonces el periodo no habrá de desarrollarse. (Ver Fig. 4).

2.1.2.4. Período final. En este último período, el efecto de la presión ha alcanzado los límites laterales del yacimiento, presentando un régimen de flujo lineal, similar al de una fractura, con una caída de presión adicional debido a la penetración parcial en las direcciones "X" y "Z". Este periodo no se presenta en yacimientos infinitos. (Ver Fig. 5).

2.1.3. Daño a la formación. Los residuos y el filtrado de lodo, con frecuencia causan considerable pérdida de la permeabilidad en la vecindad del pozo. El daño a la formación es algunas veces irreparable. La ingeniería de yacimientos caracteriza este fenómeno mediante el efecto "*skin*" S . La caída

Figura 2. Período de flujo inicial

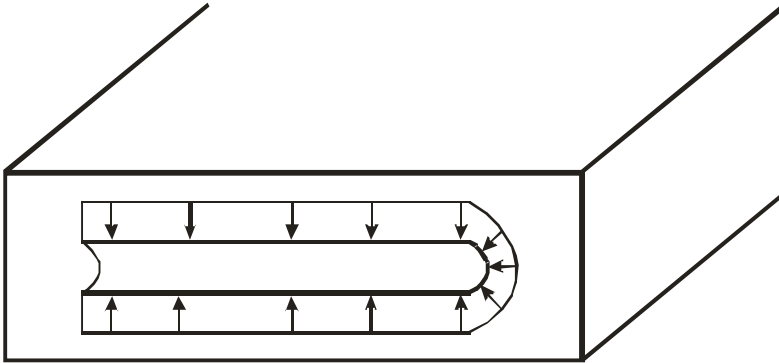


Figura 3. Período de flujo intermedio

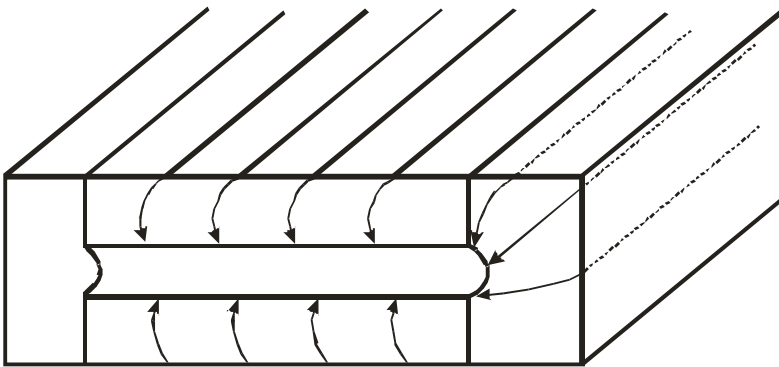


Figura 4. Período posterior al intermedio

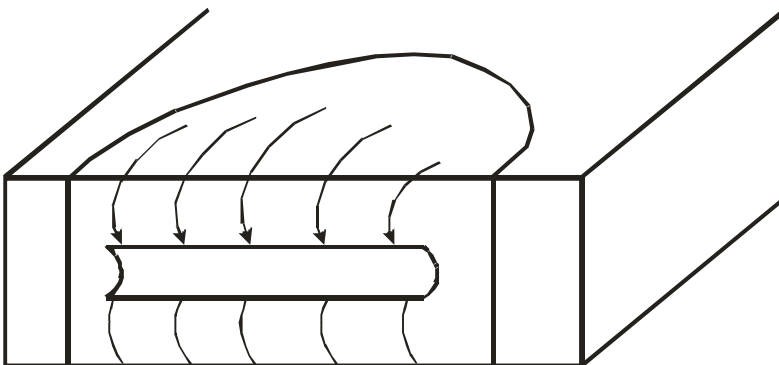
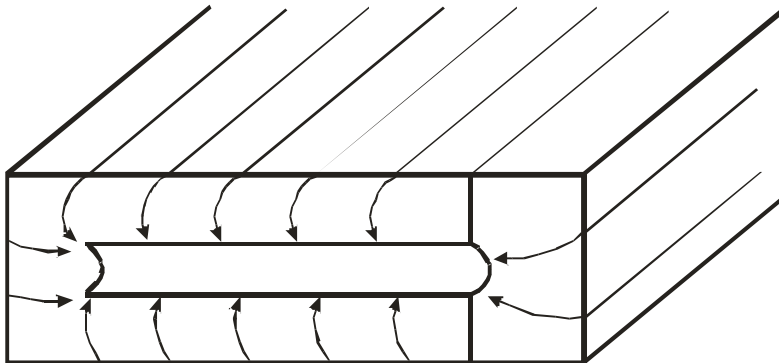


Figura 5. Período final



(Tomado de "Pressure-transient analysis for horizontal wells" Ref. 2)

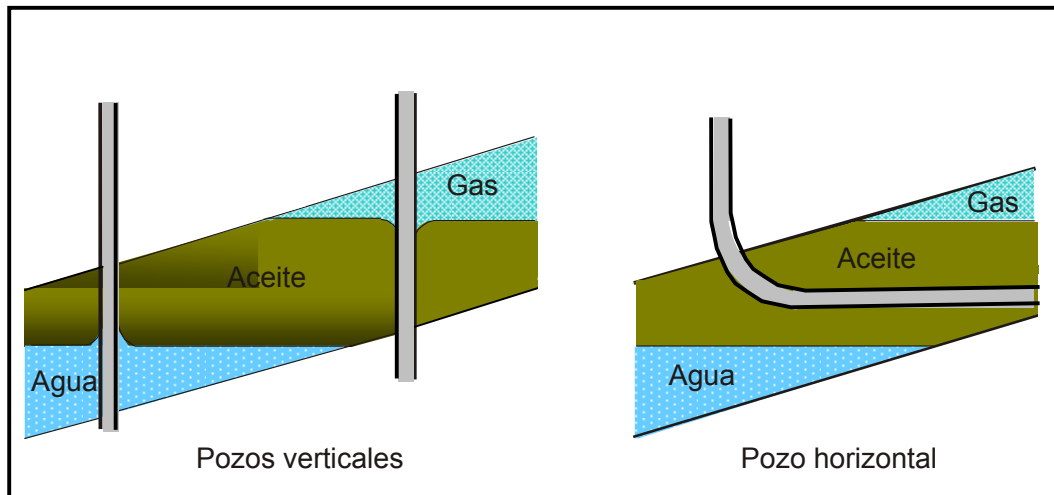
de presión adicional, en un pozo vertical, asociada con este efecto es proporcional a S/H_p , en donde H_p es la altura del intervalo perforado.

Un pozo horizontal perforado en el mismo yacimiento y con lodo de iguales características, presenta el mismo daño que un pozo convencional, con una longitud de la sección horizontal L_h . Si la pérdida de permeabilidad es la misma que en el pozo vertical, entonces la caída de presión adicional en este pozo es proporcional a $(S/L_h)(\sqrt{K_h/K_v})$, en donde K_h y K_v son las permeabilidades horizontal y vertical respectivamente. Por tanto como L_h es muy grande en un pozo horizontal este efecto es despreciable frente a la caída de presión total. Lo cual es una ventaja para los pozos horizontales¹.

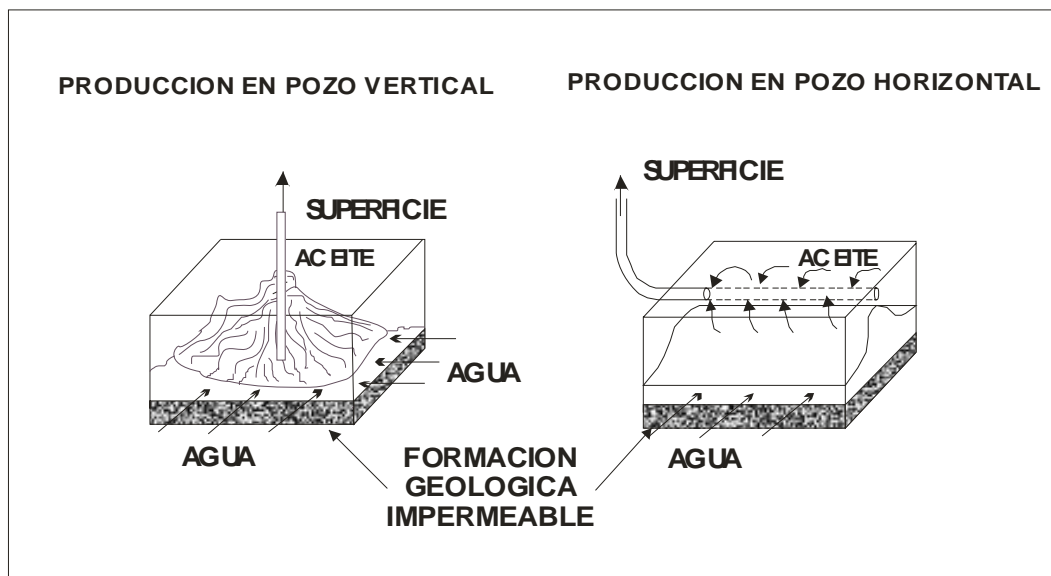
2.1.4. Conificación en los pozos horizontales. Las fuerzas viscosas de los fluidos tienden a causar la elevación del agua o el descenso del gas hacia el intervalo cañoneado, mientras que la fuerza de gravedad tiende a mantener los fluidos no deseados *in-situ*. Estas dos fuerzas limitan la tasa de producción a una "tasa crítica" en la cual existe un equilibrio entre estas fuerzas. Por encima de esta tasa aquellas fuerzas pierden su equilibrio y ocurre el fenómeno de conificación. Un pozo horizontal reduce la tendencia a

la conificación del gas por reducción de la caída de presión entre la capa de gas y el pozo horizontal. La conificación por agua puede ser debido a una reducción en la fuerza capilar y la diferencia de permeabilidad. (Ver Fig. 6).

Figura 6. Comparación entre la conificación de pozos horizontales y verticales.



Corte transversal



Vista en sus tres dimensiones

(Tomado de "Theoretical study of coning toward horizontal and vertical wells in anisotropic formations: subcritical and critical rates".Ref. 1)

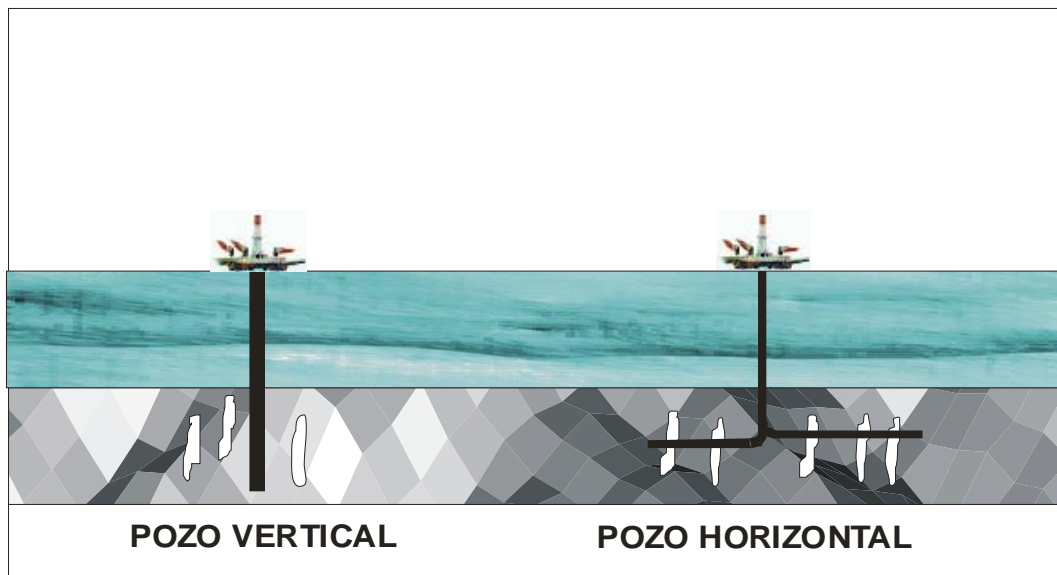
2.1.5. Mecanismo de flujo de los yacimientos. El recobro primario, de un yacimiento de aceite generalmente se hace usando la presión existente en el yacimiento. Básicamente hay cuatro mecanismos de flujo por los cuales el yacimiento puede producir: empuje de agua, capa de gas, gas disuelto y segregación gravitacional; aunque en la práctica los yacimientos producen por la combinación de dos o más mecanismos. El mecanismo de producción predominante, el ángulo de buzamiento, características petrofísicas, distribución de los fluidos, etc., de un yacimiento establecen patrones de espaciamiento (regulares o irregulares) entre pozos horizontales y su nivel de profundidad para alcanzar áreas de drenaje óptimos con el fin de evitar inducción de conificación por agua o gas, disminución de la presión de flujo en el pozo al entrar en contacto áreas de drenaje diferentes y aprovechar al máximo la energía de los mecanismos existentes³.

2.1.6. Heterogeneidad de los yacimientos. Como se describió anteriormente, las ventajas de los pozos horizontales se deben directamente al mecanismo de flujo en un yacimiento homogéneo. Sin embargo, La heterogeneidad es una propiedad universal de los yacimientos de petróleo. Para definir la heterogeneidad de un yacimiento, es necesario conocer las dimensiones, la dirección y la ocurrencia de la anomalía. Dependiendo del tipo de heterogeneidad, el pozo horizontal puede ser completado de maneras diferentes. Algunos casos se describen a continuación¹.

2.1.6.1. Yacimientos fracturados. Es de conocimiento común que las fracturas son subverticales. Esto implica que la mejor manera de interceptar el mayor número de fracturas es mediante un pozo horizontal. En algunos yacimientos, únicamente el aceite contenido en las fracturas es producido, ya sea por razones económicas o por que la matriz no contenga hidrocarburos. Por la interceptación de un gran número de fracturas, los pozos horizontales

ofrecen una mayor ventaja, especialmente cuando hay posibilidad de conificación en el sistema de fracturas⁵ (Ver figura 7).

Figura 7. Yacimientos naturalmente fracturados



(Tomado de "Horizontal drilling use on the rise: why and how".Ref. 5)

2.1.6.2. Yacimientos estratificados. Un pozo horizontal es beneficioso (Reemplaza a un gran número de pozos verticales) en estos yacimientos cuando los estratos presentan un ángulo de buzamiento alto y la permeabilidad no varía mucho de un estrato a otro. En el caso de que este varía mucho se debe contemplar la posibilidad de un completamiento selectivo, es decir, poner a producir a los estratos de permeabilidad semejante al mismo tiempo y taponar cuando la irrupción de agua se haga presente, para poner a producir nuevos estratos, y así sucesivamente⁶. (Ver Fig. 8 y 9).

Figura 8. Yacimientos estratificados

Pozos verticales

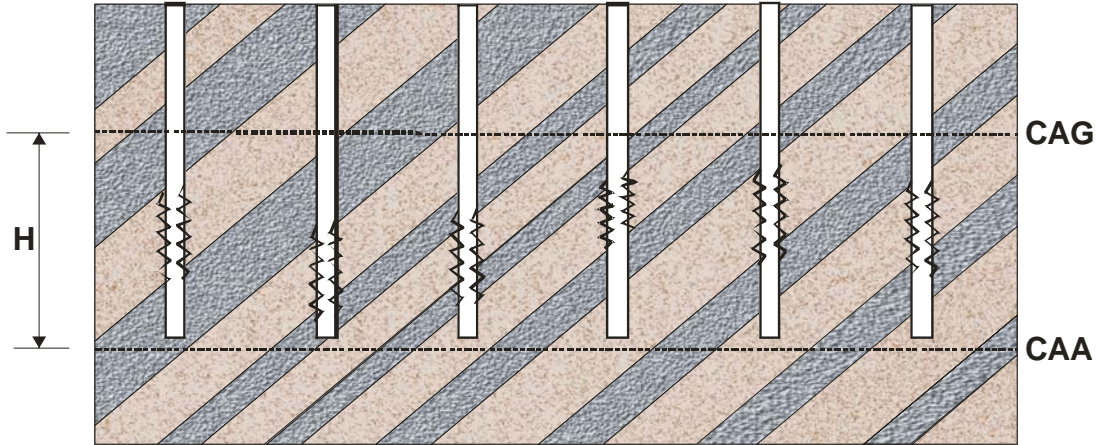
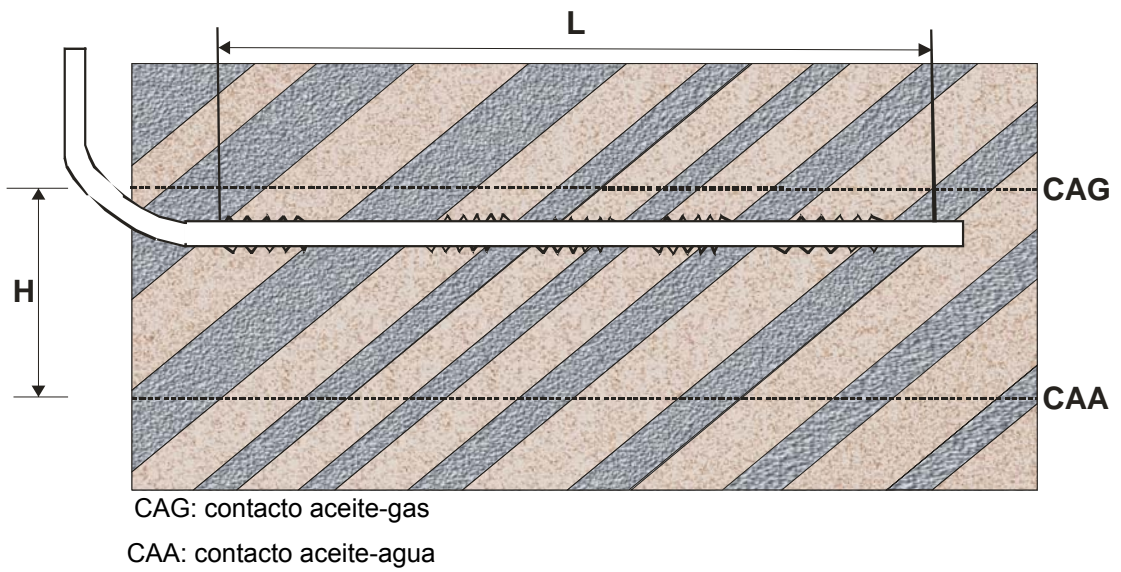


Figura 9. Yacimientos estratificados

Pozo horizontal



(Tomado de: "horizontal well operations benefits, reservoir types key to profit". Ref. 6)

2.2. CONSIDERACIONES DEL POZO

En el diseño del completamiento de un pozo horizontal es muy importante conocer la configuración de dicho pozo, estado mecánico y las cargas que actúan sobre las sartas de revestimiento y de producción. Además se deben tener en cuenta los efectos que restringen el movimiento (rotación/reciprocación) como la torcedura sobre las mismas.

2.2.1. Tipos de pozos horizontales. Los pozos horizontales se clasifican de acuerdo al tamaño del radio de curvatura que presenten, a saber^{4, 5}:

2.2.1.1. Radio ultracorto. Estos pozos presentan un radio de curvatura próximo a cero pies y se perforan usando la acción de chorro de una boquilla a alta presión, colocada al extremo de una tubería flexible orientada, capaz de perforar huecos de dos pulgadas de diámetro y longitud horizontal entre uno y quince pies en yacimientos consolidados. En yacimientos no consolidados y rocas blandas puede perforar hasta 200 pies horizontalmente. (Ver Fig. 10. A).

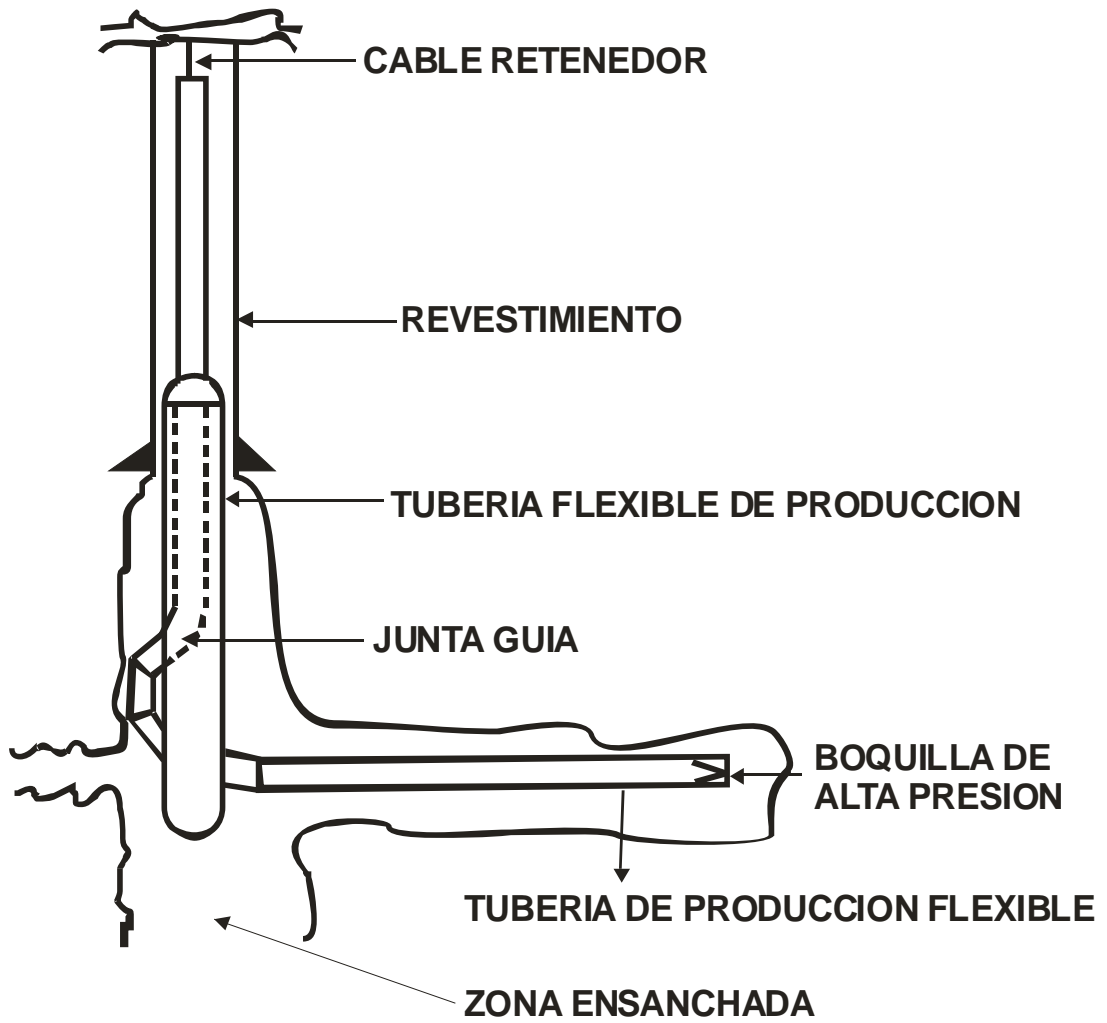
Después de que la sección horizontal es perforada se procede a hacer su completamiento.

2.2.1.2. Radio corto. Su radio de curvatura oscila entre 20 y 100 pies aproximadamente y tasas de incremento de ángulo entre $30^\circ / 100$ pies y $60^\circ / 100$ pies.

Tiene gran aplicación en yacimientos poco profundos, donde se desea un espaciamiento reducido debido a la baja permeabilidad o a la baja presión de sobrecarga, en arenas delgadas de gas y para solucionar problemas de conificación en pozos verticales.

Figura 10. Tipos de pozos horizontales

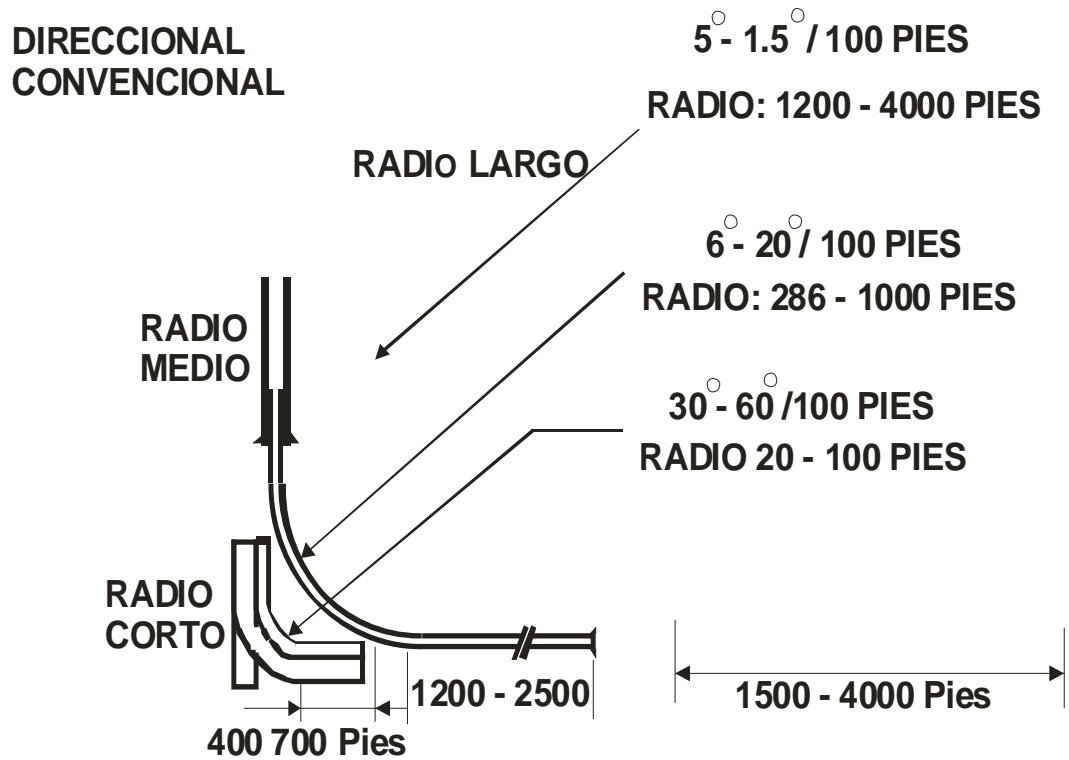
A. Pozo de radio-ultracorto



(Tomado de "The ultrashort-radius radial system". Ref. 4)

Figura 10. Tipos de pozos horizontales

B. Pozos con radio largo, medio, y corto



(Tomado de "Horizontal drilling use on the rise: why and how". Ref. 5)

2.2.1.3. Radio medio. Presenta radios de curvatura entre 280 y 1000 pies, su tasa de incremento de ángulo esta entre 6° / 100 pies y 20° / 100 pies.

Se aplica en pozos desarrollados con patrones de gran espaciamiento, en arenas delgadas de gas y en yacimientos inaccesibles mediante perforación vertical tales como objetivos situados bajo ríos, lagos o ciudades.

2.2.1.4. Radio largo. Tiene radios de curvatura entre 1200 y 4000 pies y su tasa de incremento es menor o igual a 5° / 100 pies.

Pozos horizontales con este tipo de radio son especialmente usados en sistemas costa fuera o islotes para alcanzar un objetivo alejado de la localización superficial⁴. (Ver Fig. 10. B).

2.2.2. Estado mecánico de un pozo horizontal. El completamiento de un pozo horizontal implica conocer ciertos parámetros útiles en el diseño de sartas de revestimiento y la elección del método para terminar la sección horizontal, tales como:

- Diámetro del pozo de superficie, D_s en pulgadas.
- Diámetro del pozo intermedio, D_i en pulgadas.
- Diámetro de la sección curva, D_c en pulgadas.
- Diámetro de la sección horizontal, D_h en pulgadas.
- Profundidad del asentamiento del zapato de superficie, H_s en pies.
- Profundidad del asentamiento del zapato intermedio, H_i en pies.
- Profundidad total medida, L_t en pies.
- “*Kick Off Point*”, KOP en pies.
- Longitud medida de la sección curva, L_c en pies.
- Profundidad vertical de la sección curva, H_c en pies.
- “*Build Up*”, BU en grados / 100 pies.
- Longitud de la sección horizontal, L_h en pies.
- Radio de curvatura, R en pies.
- Distancia de zonas a aislar y/o fracturas, si las hay, en pies.
- Ángulos de inclinación y espesor de estas zonas, grados y pies respectivamente. (Ver Fig. 11).

2.2.3. Cargas que se desarrollan alrededor de un pozo horizontal. Una sarta de tubería dentro de un pozo horizontal va a estar sometida a diferentes esfuerzos, tales como: tensión, presión de colapso y estallido, compresión y flexión. Los cuales pueden contraer o expandir la tubería si esta no se diseña con cuidado.

Aun cuando existen divergencias en las opiniones respecto a la distribución de esfuerzos resultantes de la sobrecarga de la tierra, se ha demostrado que el esfuerzo horizontal, en teoría, será a lo sumo igual al esfuerzo axial (sobrecarga efectiva), multiplicado por la expresión: $\nu/(1-\nu)$ en la cuál ν es la relación de Poisson (relación entre la deformación horizontal y la deformación vertical ante la presencia de un esfuerzo) para cada tipo de roca, y la sobrecarga efectiva se define como la presión neta por unidad de área a la profundidad dada, siendo esta la presión que resulta de los cambios geológicos (pliegues y fallas) que controlan la orientación de los estratos.

Se define σ_V como el esfuerzo vertical, y σ_X y σ_Y los otros dos esfuerzos principales. Si W es igual al peso sobre cualquier punto de la masa adyacente por unidad de área; entonces en una formación *in situ*, $\sigma_V = W$.

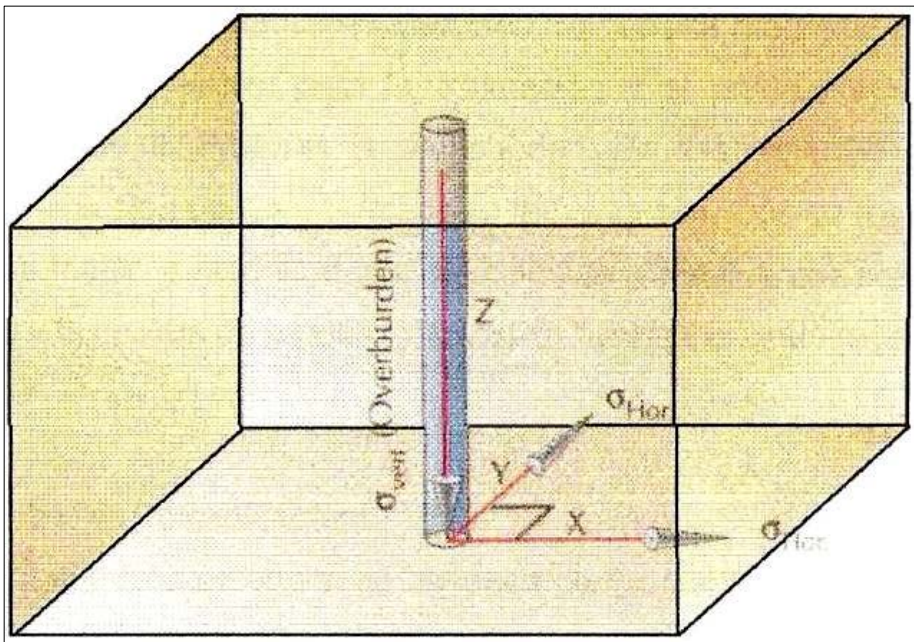
Si se supone que a cualquier profundidad los esfuerzos horizontales son iguales en todas direcciones y están indicados por h se tiene:

$$\sigma_X = \sigma_Y = \sigma_h \quad (\text{Ec. 1})$$

Conociendo la dirección y la magnitud del estrés horizontal inherente a un proyecto de pozo horizontal se observa como la principal carga existente en la roca (gracias a la fuerza que sobre la formación que ejercen el cuerpo de rocas que se encuentran encima de estas) este esfuerzo es llamado de *Overburden*, y que actúa sobre el eje Z paralelo a una línea imaginaria que

va desde el eje de la torre hasta el centro de la tierra, lo cual muestra tal carga como un factor determinante a la hora de evaluar causas del problema de arenamiento en pozos de configuración horizontal.

Figura 12. Esfuerzos principales incidentes sobre la roca



(Fuente "Especificaciones, diseño y logística de operaciones *workover* en sistemas costafuera" Ref. 26)

3. ASPECTOS GENERALES DE UNA OPERACIÓN *WORKOVER* EN SISTEMAS COSTA-FUERA

Las operaciones *workover* en sistemas costa-fuera dependen de las operaciones precedentes de operación, las características de perforación del pozo, altura del cuerpo de agua, instalaciones en el lecho marino, todas ellas individualizan las operaciones *workover* a realizar en el pozo en aspectos tales como acceso a la zona de trabajo, condiciones logísticas en superficie, viabilidad económica de tales procesos en el momento de acceso al pozo, pero todas estas situaciones se ven afectadas necesariamente por las variables ambientales las cuales siempre van a entrar en juego cada vez que se va a evaluar un proyecto de operación en sistemas costa-fuera, aspectos tales como la velocidad promedio del viento por temporadas anuales, frecuencia de tormentas e intensidad, condiciones de oleaje medidas en unidades espectrales y amplitudes y periodos promedio de estas son aspectos a tener en cuenta y que variaran definitivamente el trabajo en una operación costa-fuera.

Primero que todo, en el preciso momento en el cual la decisión de realizar una operación de *workover* ha sido tomada, se debe realizar un estudio detallado de la historia de desarrollo del campo en cuanto a perforación. Esta historia del campo se encuentra a disposición e incluye la historia detallada la perforación de cada pozo del campo, ubicación, condiciones mecánicas de este, problemas presentados, unidades de tubería bajados, formas y números de completamiento, así como especificaciones de manejo de tubería submarina durante la perforación, condiciones que fueron necesarias en superficie y condiciones ambientales presentadas durante todo el proceso de perforación.

Dicha historia también incluye las condiciones operacionales en las que fue dejado el pozo y las condiciones actuales de operación tales como el número de líneas de producción, volúmenes de fluido producido y proporción de estos, presión de fluido dinámico, así como si posee bombas de asentamiento submarino para su ascenso a superficie (si posee algún sistema de levantamiento artificial se detalla cual es), profundidad de asentamiento, capacidad, problemas presentados, etc.

La historia también establece si al pozo le fueron realizadas operaciones de reacondicionamiento anteriores y cuales fueron en detalle. La tabla 1 muestra un ejemplo de la tabulación de la historia de un campo en su parte logística.

El análisis de esta información es un aspecto crítico para establecer la forma de abordar el pozo para la operación, un análisis que a la postre será el definitivo es el económico, cada operación *workover* tiene características particulares y a niveles costa fuera aún más, es el estudio detallado de estas condiciones y el análisis de las situaciones que se podrían dar, es el que definirá al final la viabilidad del proyecto, aspectos como volúmenes de fluido esperado posterior a la operación y la probabilidad de alcanzar dichos volúmenes, dificultad para acceder al pozo, análisis de riesgos operacionales y riesgos logísticos son solo una entre tantas situaciones a ser analizadas para establecer factibilidades económicas para la realización de la operación.

Lo primero a tener en cuenta en el análisis de la historia de la perforación, es que se deben analizar las instalaciones para la operación y el tipo de unidad que la realizó y en un rango estimativo de 1 a 10 la eficiencia con que fue realizada, este calificativo estimado se hace detallando la eficiencia en el desarrollo del proyecto y se analizan variables tales como tiempo, costos,

Tabla 1. Historia logística de desarrollo de un campo

Pozo	Campo	Nivel de agua	Profundidad del pozo		Intrusión total	Característica
AD4	Roncador	3436 pies	10126 pies		13562 pies	Vertical
Tubería de completamiento (pulg)	Broca (pulg.)	Profundidad (pies)	Tiempo (hr)	Abordaje	Anotaciones	Lodo
30	36	116	9			
26	30	548	26			
20	26	3058	173			
16	20	5171	243		Perdidas de filtrado 4 bbl/min (6436 pies)	
13 3/8	17 1/2	8879	563	<i>riser 20"</i>	Instalación de BOP's	
9 5/8	12 1/4	8226-10126	1248			
7	8 1/4					
Condiciones de operación tubería de abordaje						
Prof. (pies)	Ten. Max. Est. (lb)	Ten. Max. (lb)	Ten. Min. (lb)	Ten. Prom. (lb)	Razón de curv. Est.	A.O.P.F.J
3406	161384	75907	22811	47704	0.67	1.07°
Condiciones de operación de plataforma						
Nombre	Tipo	Cap. "water deep" (pies)	Viento (nud)	Oleaje prom. (pies)	Offset esp. (%)	Offset. Max. (%)
<i>Ocean alliance</i>	DPSS	5000	0.36	23	4	3.61
Limite operacional (<i>Flex joint</i>)						
Limite alterante (pies)		Limite torsión frontal " <i>roll</i> " (grados)			Detalle	
15		5			Anclado, corriendo y sentado <i>riser</i>	
25		5			Corriendo <i>casing</i> , corazonando	
28		10			Perforando, op. De registros, circulando lodo	
36		12			Cementando	

(Fuente "Especificaciones, diseño y logística de operaciones *workover* en sistemas costa-fuera" Ref. 26)

logística utilizada, problemas presentados, etc., todo esto es relativo a las perspectivas de seguridad que ofrece el pozo, estas perspectivas incluyen la profundidad del cuerpo de agua, la rigurosidad de las condiciones ambientales por zonas y las dificultades litológicas ofrecidas por el pozo durante la perforación, cada calificativo realizado y comparado con la eficacia para establecer viabilidad de la operación con otras instalaciones de mayor o menor capacidad logística⁷.

Cada empresa posee su propia nomenclatura para establecer su estándar de calificación, por lo general, las condiciones litológicas del pozo se califican de 1 a 5, las ambientales también dependiendo de la zona se clasifican de manera similar y la profundidad de la columna de agua se toma por lo general como un parámetro estándar (de 1 a 3).

Cabe establecer que estas formas de calificación suelen ser muy subjetivas y varían de una empresa a otra, por ejemplo, empresas como Texas que opera en el mar del norte el cual posee condiciones ambientales de entre 3.5 y 4.5 (duras) por lo cual juzgará con más severidad problemas causados por condiciones ambientales a la hora de evaluar eficacia, y con menos severidad problemas causados por las altas profundidades de columna de agua que excedan su rango de trabajo común en dicha zona, al contrario que otro tipo de compañía como Petrobrás que juzgará con menos severidad problemas causados por el medio ambiente y si mas duramente problemas asociados con fallas operacionales a altas profundidades de cuerpo de agua. Todo esto debido a que se parte del principio de que la experiencia ganada durante años de trabajo en ciertas zonas y sus condiciones de trabajo hacen menos admisibles ciertos problemas.

Esta tabulación ayuda a establecer parámetros logísticos necesarios para el cumplimiento de la operación ya que conociendo el tipo de unidad que realizó

la operación, los problemas presentados por ésta y el grado de eficiencia establecido para ella (cabe anotar que en los grados de eficiencia calificados no se juzgan personal ni procedimientos sino condiciones logísticas necesarias para operar) se puede entrar a juzgar y escoger el tipo de unidad necesaria y suficiente para la operación, se puede analizar si la operación a realizar requiere condiciones logísticas y operacionales similares, superiores o inferiores a la perforación, en principio la misma unidad perforadora se tiene en cuenta, pero resultaría poco práctico subutilizar las demás instalaciones disponibles por la unidad y concentrarla solo en una operación en particular (en muchos casos esto es inevitable), la disponibilidad de la unidad necesaria para la operación en ocasiones resulta un problema preocupante, puesto que en ocasiones la unidad requerida se encuentra muy lejos, u ocupada, y el tiempo de demora para la operación resulta en altos costos, es en estos momentos que planes de contingencia operacionales aparecen.

Unidades semisumergibles o barcos perforadores de menores dimensiones resultan viables para muchas operaciones de *workover*, unidades con instalaciones de *Coil Tubing* son ideales para operaciones de cañoneo correctivo o lavados ácidos o volatilización (en la inyección de nitrógeno o xileno), así como para limpieza de arenas. Unidades especiales para *workover* son desarrolladas para pozos *slim hole* no muy profundos o de aguas someras.

3.1. TIPOS DE OPERACIONES *WORKOVER* PARA SISTEMAS COSTA-FUERA SEGÚN LAS CONDICIONES OPERACIONALES

Las operaciones *workover* se dividen en tres tipos de situaciones específicas de operación⁸.

- Operaciones innatas.

- Operaciones asistidas.
- Operaciones a post-conexión.

3.1.1. Operaciones innatas. Las operaciones innatas como su nombre lo indica son realizadas a partir de la misma plataforma para los pozos que fluyen desde el suelo marino en su base hasta superficie en donde se tratan o redistribuyen.

En muchas ocasiones la torre perforadora es removida de las unidades a partir de las cuales se realizó la operación y es instalada una torre especial para *workover*, sin embargo, no siempre es factible de realizar este procedimiento bien sea por que por resulte antieconómico retirar la torre o por que se necesita para las operaciones futuras ya que el pozo lo exige.

Estas operaciones se pueden dividir en dos tipos de operaciones especiales:

- Operaciones auto-sostenibles.
- Operaciones no auto-sostenibles.

3.1.1.1. Operaciones auto-sostenibles. Las operaciones auto-sostenibles son aquellas realizadas a partir del equipo de manejo de la tubería de la misma plataforma sin que sea necesario la instalación de otro equipo exterior en ella para realizar la operación, todas las plataformas perforadoras, son auto-sostenibles para operaciones de *workover* en sus pozos, plataformas tipo de piernas tensionadas (TLP, *Tension Leg Platform*) o fijas ya sean de cualquier tipo son auto-sostenibles ciento por ciento, este tipo de plataformas dependiendo de su magnitud, tamaño, capacidad de levantamiento de peso y capacidad de sostenimiento de peso poseen de una o de otra forma instalaciones de readecuación necesarias para trabajar en pozos o demás. Una plataforma que maneja sistemas multipozos posee una o dos (en caso

extremo) torres móviles dependiendo de la cantidad de pozos que maneje, permitiendo el acceso a la totalidad de estos para un reacondicionamiento o *workover* a realizarse, estas torres de operación por lo general resultan ser las mismas torres perforadoras.

Otras plataformas (las instaladas posteriormente al proceso de perforación y las cuales se encuentran adecuadas para producción especialmente) presentan otro tipo de arreglo, estas plataformas presentan la facilidad de acoplar al módulo de producción de los pozos en la superficie de la plataforma torres reclinables o telescópicas para el proceso en el momento requerido, éstas se corren y se instalan por acción de las grúas presentes en la torre o por malacates de acción sobre éstas, este tipo de torres presentan limitaciones operacionales en cuanto a peso y profundidad de acción sobre los pozos, así como una resistencia limitada a los momentos inducidos a la plataforma por reacción a las condiciones ambientales, sobre todo el oleaje que aunque no induzca gran movimiento sobre la plataforma fija si contribuyen con el efecto de percusión transmitido a la torre, otro efecto importante es el viento y su dirección con respecto al eje central de la plataforma, turbulencias creadas por el choque de los vientos contra el cuerpo de la plataforma pueden afectar este tipo de torres induciendo un movimiento oscilante extra sobre ellas.

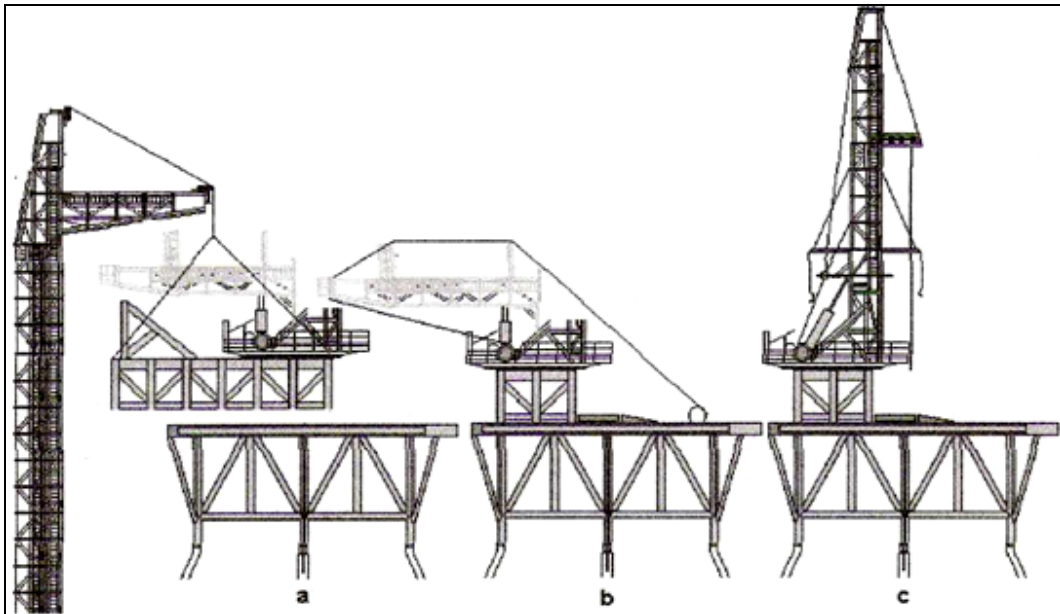
3.1.1.2. Operaciones no auto-sostenibles. Cuando una plataforma es instalada sobre pozos ya perforados estos fluyen a través de un arreglo coaxial *tubing*-conductor hacia estas, en la plataforma pueden presentarse dos tipos de situaciones; algún tipo de sistemas para abordar él o los pozos para operaciones futuras deben encontrarse instalados, si nos es así esta plataforma debe encontrarse adecuada para resistir en cualquier momento la instalación del sistema de abordaje de pozo para realizar las operaciones de *workover* necesarias sobre este, si no es así la plataforma debe tener

capacidad o facilidad de diseño para permitir el acople de una plataforma de asistencia para las operaciones.

Este tipo de situaciones de tener que adaptar una plataforma con un sistema de levantamiento y sostén de tuberías para realizar una operación de reacondicionamiento es común para plataformas de unipozos de dimensiones pequeñas y extremadamente extraño para plataformas multipozos las cuales poseen sistemas instalados ya sea la propia torre de perforación o torres retractiles especiales para *workover*, estas particularidades obedecen más que todo a errores de diseño y preparación o condiciones poco comunes de producción en pozos viejos, en muchos casos al igual que como sucede en todos los sistemas costa-fuera, las limitantes de espacio dificultan la viabilidad de mantener una torre (perforadora para *workover*) como en plataformas grandes (multipozo) este problema se soluciona removiendo (en algunos casos) las colosales torres perforadoras y reemplazándolas por otras especiales para *workover*, en plataformas pequeñas (condición particular de las plataformas unipozos) esta variable es más compleja y es casi un factor primordial que arroja como consecuencia la falta de una torre para operaciones en pozo.

En otros casos de acuerdo a análisis económicos resulta más factible contratar los servicios temporales para la instalación de una torre que realice las operaciones de pozo que luego serán removidas al terminar esto de la misma forma como sucede en tierra firme, este tipo de situación implica la instalación de la torre respectiva sobre la superficie de la plataforma como se muestra en la figura 13, la instalación implica la adecuación de la plataforma para todo procedimiento.

Figura 13. Instalación de torres para *workover* en sistemas no autososteibles



(Fuente "Especificaciones, diseño y logística de operaciones *workover* en sistemas costafuera" Ref. 26)

3.1.2. Sistema de plataformas asistidas. Asistir una plataforma es un procedimiento por lo general restringido a realizar sobre las plataformas fijas productoras con un arreglo muy especial donde cabezales productores de los pozos son ubicados en un extremo de ésta en un arreglo muy común para plataformas productoras de gas en donde en muchos casos por seguridad en cuanto a fugas los cabezales de los pozos se ubican en un extremo. Encontrar este tipo de características en una plataforma es debido a que los pozos fueron perforados y completados para producción a través de algún tipo de sistema removible (*Jack-Up*, barco o plataforma semisumergible) y puesto para producción a partir de la plataforma instalada posteriormente, este arreglo por lo general se realiza previendo cualquier tipo de inconveniente que haga necesario acción posterior sobre el pozo y las condiciones de la plataforma en cuanto peso, espacio e instauraciones hagan posible la instalación de alguna torre para trabajos de *workover*. El procedimiento consiste en ubicar una plataforma *Jack-up* a un costado de la

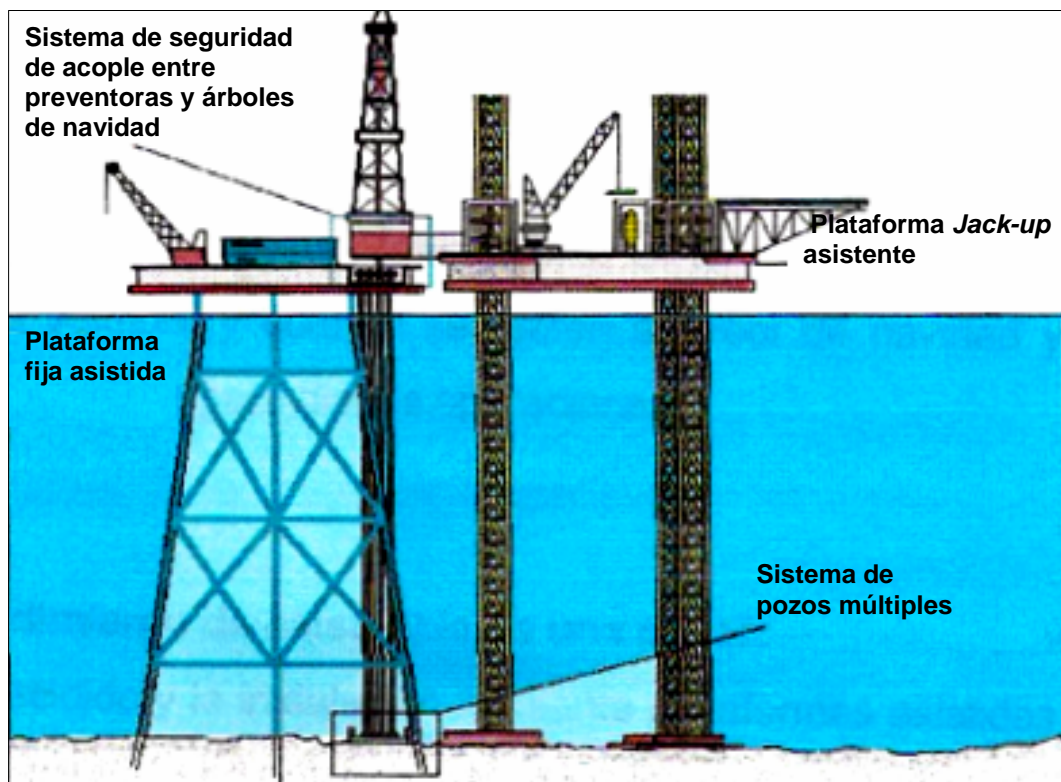
plataforma de producción y deslizar la torre hasta situarla exactamente sobre el arreglo de pozos y aprovechar la versatilidad de desplazamiento de dicha torre para realizar uno o varios trabajos en pozos en un mismo asentamiento de la torre, estos procedimientos se realizan cuando desde la misma plataforma fueron estudiados y fue comprobada su inoperabilidad o cuando grandes pesos de tubería, herramientas y demás deben ser removidos o instalados dentro de un pozo bien sea para lavados o inyecciones a presión, no realizables con *coil tubing*, es decir que exceden los 3500 psi de operación de dicha tubería y empaquetamientos para yacimientos de aceites volátiles con alta producción de arenas. En este tipo de sistemas la torre se ubica en cima de los pozos y se desplaza sobre estos tanto laterales como frontalmente el árbol de navidad del pozo a operar se conecta a través de un tubo (puede ser *casing*) a las BOP's de la torre ubicada en el casco interior del asentamiento de estas, la línea de conexión y demás instalaciones para el procedimiento, tanques de separación, bombas de inyección, tanques de fluido de reacondicionamiento, tanques de grava y demás instalaciones necesarias para cualquier tipo de procedimientos se encuentran en la torre de asistencia. La figura 14 muestra un esquema del proceso.

3.1.2.1 Parámetros generales a tener en cuenta para asistir una plataforma. El desplazamiento de la torre se debe realizar sin que tenga ningún tipo de conexión ya sea línea de flujo, cables eléctricos, conexiones a generadores, etc. Todas las instalaciones serán posteriores a la ubicación de la torre en pozo a trabajar.

El pozo recomendablemente debe estar fuera de flujo durante la operación de ubicación de la torre para facilitar la rapidez en la conexión y puesta a punto de los equipos para la operación. La distancia entre el árbol de navidad y el punto base de la torre requerida para la optima operación debe ser aproximadamente de 1.5 a 2 veces la distancia desde la base del árbol de

navidad y el tope del sistema de preventoras ubicado encima de éste para la operación, todo esto en caso de operaciones de recañoneo. Para operaciones más complejas (fracturamientos o lavados ácidos), la distancia debe ser aproximadamente igual a la altura del sistema de preventoras. Cabe anotar que estas especificaciones deben quedar sentadas desde el mismo instante en el cual se han acoplado finalmente los pozos a la plataforma, teniendo en cuenta que en muchas ocasiones especialmente para pozos y plataformas viejas este requerimiento no se cumple.

Figura 14. Esquema de acople de un sistema de plataforma asistida a partir de una plataforma *Jack-up*



(Fuente "Especificaciones, diseño y logística de operaciones *workover* en sistemas costafuera" Ref. 26)

3.1.3. Operaciones a pozos post-conectados. Para realizar una operación *workover* a un pozo post-conectado se debe tener en cuenta inicialmente las condiciones ya descritas con el fin de escoger el sistema más adecuado para acceder a la cabeza de pozo submarina, es decir acoplarse a la cabeza del árbol de navidad, a este proceso se le conoce como acometida del pozo, la plataforma debe ser capaz de sostener el peso de la tubería y reducir al mínimo su movimiento durante el proceso de acople y en general durante todo la operación en sí.

Este proceso de acometida para *workover* sobre los pozos solo es realizado por unidades removibles ya sea flotantes o desasentables en pocas palabras las unidades ideales para realizar estas operaciones según sus características operacionales y rangos de acción son las sumergibles, barcos o plataformas *Jack-Up*, todas ellas en rangos prácticos de operación y condiciones económicas y logísticas particulares.

4. PRODUCCIÓN DE ARENA EN LOS POZOS

4.1. CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

Cuando un pozo horizontal es perforado a través de formaciones débilmente consolidadas o no consolidadas, suele ocurrir que la pared superior del pozo se derrumba y llena el hueco restringiendo o anulando por completo la producción del mismo.

Al considerar el control de arena en un pozo, es necesario tener en cuenta la diferencia entre los sólidos de cementación y los granos de arena de la formación con las partículas fijas que usualmente no son consideradas como parte de la estructura mecánica de una formación.

Algunas partículas finas siempre se producen con los fluidos del yacimiento y esto puede ser beneficioso puesto que si los finos se mueven libremente a través de un empaque de grava, así evitan que éste se tapone. De tal manera que el control de arena en pozos se refieren a las partículas de sostén que soportan la sobrecarga geológica.

El límite práctico para considerar excesiva la producción de arena en un pozo es igual ó mayor a 0.1% en volumen de los fluidos producidos; sin embargo, este límite práctico para algunos campos puede llegar a ser menor.

Dentro de las causas fundamentales de arenamiento en pozo, claramente asociadas a situaciones de poca o total in consolidación de la roca se pueden nombrar las siguientes:

4.1.1. Tasas de producción de hidrocarburos. Los fluidos que se mueven a través de un yacimiento generan esfuerzos sobre los granos de arena; dichos esfuerzos tienden a mover los granos hacia el pozo, junto con los fluidos producidos.

Los esfuerzos sobre los granos de arena son causados por la diferencia de presión en el yacimiento, por la sobrecarga geológica y por las fuerzas de fricción causadas por el movimiento de los fluidos, las cuales constituyen el mayor esfuerzo que tiende a causar los problemas de producción de arena en un pozo.

Así, cuando la suma de todos estos esfuerzos excede la resistencia de la formación, habrá producción de arena desde la formación, Para evitar los problemas de producción de arena en pozo, se necesita que la tasa a la cual el yacimiento produce hidrocarburos esté por debajo del valor crítico en la cual el pozo empieza a tener problemas de arenamiento.

Sin embargo, es muy frecuente que las tasas de producción de hidrocarburos por debajo del valor crítico sean poco económicas; para evitar ese problema se debe pensar en un control de arena desde antes del completamiento del pozo. La tendencia a producir arena se puede reducir incrementando el área expuesta a producción, lo cual se consigue manteniendo los túneles de cañoneo limpios, o bien, aumentando la longitud del intervalo cañoneado.

4.1.2. Factores geológicos. En la mayoría de las formaciones de areniscas, los granos de arena se encuentran unidos por varias clases de material cementante, tales como: carbonatos, sílice, calcita y arcilla. Si a la formación se le hace un trabajo de inyección con ácido, el material cementante se disuelve y por lo tanto habrá producción de arena en el pozo.

Algunas areniscas petrolíferas están formadas por arena poco cementada, la cual se mueve con los fluidos producidos hacia el pozo, si las fuerzas originadas por estos fluidos llegan a ser mayores que las fuerzas de sostén de los granos de arena.

La mayoría de los yacimientos del período terciario están propensos a producir arena, ya que estos yacimientos son geológicamente jóvenes; generalmente, estos yacimientos se encuentran a poca profundidad y están moderadamente consolidados, con una resistencia a la compresión de más o menos 100 psi.

Los yacimientos anteriores al periodo terciario, generalmente están más consolidados y los problemas de producción de arena en estas formaciones no son muy graves. Sin embargo, La magnitud de la tasa de los fluidos producidos y las fuerzas de fricción originadas por estos fluidos, pueden ser lo suficientemente altas y causar problemas de producción de arena en formaciones con resistencia a la compresión mayores a 1000 psi.

4.1.3. Factores operacionales. Cuantificar el riesgo latente de producción de arenas es la principal base de este complemento. El arenamiento es un fenómeno que depende de esfuerzos de la formación, ancho de éstas, rata de fluido y tipos de fluidos, además de la dirección de los esfuerzos orientados hacia las perforaciones.

El proceso consiste en la inclusión de métodos mecánicos para excluir la arena de los fluidos producidos, la prevención incluye técnicas para eliminar la arena que potencialmente podría producir el pozo.

Métodos específicos ayudan a predecir la estabilidad del túnel durante la vida del pozo. Modelos teóricos de estabilidad adaptados a perforaciones

inducidas contribuyen a establecer condiciones de esfuerzos durante cambio de presiones experimentadas durante operaciones de *drawdown* y depleción, pruebas de corazones de yacimiento, criterios de predicción basados en la historia de producción y correlaciones de esfuerzos en la roca para calibrar los esfuerzos ya existentes.

Para el éxito de la aplicación de las técnicas de control de arena en el pozo, se requiere que cada etapa de trabajo en el pozo sea efectuada apropiadamente.

La producción de arena en un pozo reduce la producción de los fluidos del yacimiento, daña los equipos de producción y puede colapsar el revestimiento. Por lo tanto, es importante planear y diseñar el control de la producción de arena antes de empezar la perforación de un pozo. Después de la perforación, es necesario que la cementación y el completamiento del pozo sean diseñados y realizados correctamente. Dentro de la etapa de completamiento de un pozo, el cañoneo y los fluidos utilizados para el completamiento del mismo son determinantes en la efectividad de los métodos de control instalados.

4.1.3.1. En la perforación de un pozo. Durante la etapa de perforación de un pozo, el lodo de perforación utilizado debe ser diseñado de tal forma que permita la formación de una torta estable alrededor del hueco que evite los derrumbes, los cuales son la causa de la disminución de la productividad de los pozos.

Al lodo de perforación generalmente se le agregan materiales de mediana a alta densidad, como arcillas y otros sólidos, los cuales pueden taponar los poros de la formación, disminuyendo así su permeabilidad y perjudicando el tratamiento de control de arena que se vaya a realizar posteriormente.

El uso de los lodos de perforación no compatibles con las formaciones ocasiona un hinchamiento y dispersión de las arcillas que producen daños irreversibles en las formaciones. Por esto, para evitar problemas en la vida productiva de un pozo, se deben diseñar como lineamientos básicos lodos con bajo contenido de sólidos para reducir el taponamiento de los poros en la formación y lodos compatibles con las formaciones perforadas.

4.1.3.2. En la cementación primaria. Después de la etapa de perforación, los pozos son revestidos y cementados. Una mala cementación primaria origina deficiente consolidación en la interfase cemento-formación y esto conlleva a múltiples problemas tales como la migración de fluidos de una formación a otra, canalización y por lo tanto pérdida de tiempo y dinero en trabajos de reacondicionamiento.

Durante la cementación primaria, la permeabilidad de la formación en la vecindad del pozo se puede afectar seriamente por los sólidos contenidos en el cemento y al ser afectada la permeabilidad se dará lugar a una alteración en los patrones de flujo una vez se ponga a producir el pozo ocasionando problemas de arenamiento. Además, los aditivos químicos mezclados con el cemento pueden producir el hinchamiento de las arcillas que dan como consecuencia la situación antes descrita.

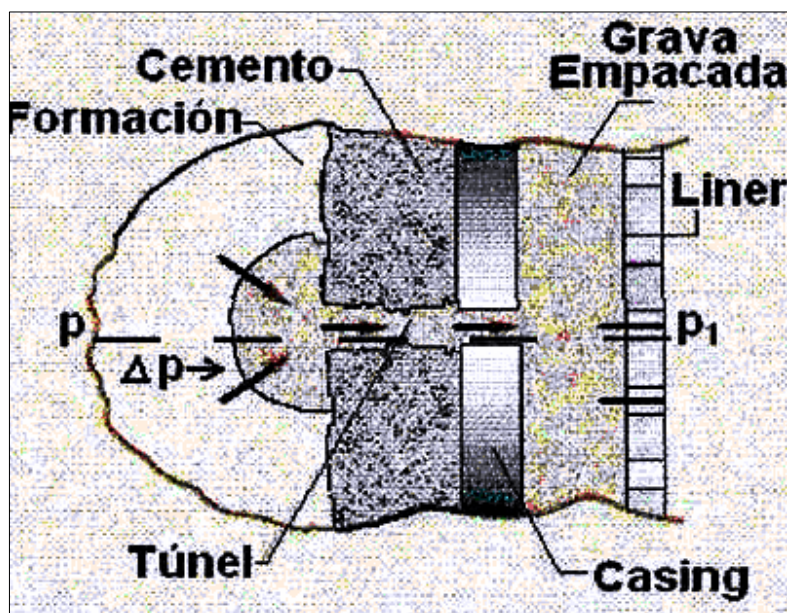
Los sistemas de consolidación química requieren de un buen trabajo de cementación primaria para evitar que la resina inyectada en la formación se canalice en la capa de cemento. En los sistemas de empaquetamiento con grava, una mala cementación primaria acelera el deterioro del empaque de grava con el tiempo.

4.1.3.3. En el cañoneo. El principio básico es no cañonear en formaciones débiles poco consolidadas y producir únicamente a través de un

completamiento continuo entre la formación-*liner* ranurado y la grava fina preubicada y pozo, numerosas pruebas de simple y múltiples disparos han demostrado que esto no siempre se cumple, además se muestra que la definición de las formaciones en arenas débiles depende de los esfuerzos sobre la roca a parte de otros factores como los esfuerzos efectivos, el bajo balance sometido, distancia entre perforaciones adyacentes y los fluidos en los espacios de la zona.

Cabe resaltar que el objetivo de un buen procedimiento de cañoneo además de elaborar una buena comunicación pozo-formación, es prevenir la producción de arena al máximo y crear la menor caída de presión (Δp) a través del conducto perforación.

Figura 15. Caída de presión a través de las perforaciones



En las perforaciones efecto del cañoneo, la caída de presión a través de la sección cañoneada es regida por el área total, que es el área de un hueco

individual por el número de disparos realizados. Para producir un método óptimo de control de arena posterior al disparo, el daño producido por el disparo y la formación de finos deben ser removidos. Una buena opción para reducir estos efectos es el cañoneo bajo balance que se describe a continuación.

4.1.3.3.1. Cañoneo bajo-balance. Como su nombre lo indica y al igual que en la perforación en el cañoneo bajo-balance la operación se realiza con un desequilibrio de presión a favor del yacimiento, para esto la máxima presión bajo balance aplicable al yacimiento debe ser colocada teniendo en cuenta no exceder los valores de tolerancia del yacimiento ya que se puede producir un arenamiento catastrófico, para esto la línea de choque en el anular debe permanecer abierta para asegurar el retorno de los ripios dados por la formación. Cañonear bajo-balance requiere de un procedimiento algo diferente.

En el cañoneo bajo balance se requieren de condiciones de pozo muy estrictas, entre las cuales se establece la homogeneidad de recorrido a través del pozo, esto quiere decir que el *casing* no debe presentar restricciones de diámetro por razón de costras de cemento o fluido de completamiento o perforación, hendiduras, disminución del diámetro por falla del material, etc. y la limpieza total del pozo en cuanto a no presentar sólidos en suspensión ni herramientas dejadas por el completamiento.

La condición de homogeneidad en el recorrido del pozo es crítica, esta se debe cumplir en todas las operaciones *workover* pero para cañoneo y en especial bajo balance esta condición es primordial debido a la interferencia que puede existir con el cañón y el asentamiento del empaque.

Estas condiciones se pueden cumplir adecuando el pozo con raspador y solventes ácidos, estos últimos son poco utilizados para permitir la homogeneidad del pozo.

El proceso para realizar el cañoneo puede ser integrado de varias formas dependiendo de las demás operaciones que se deban realizar, al no diferir substancialmente la operación sea en pozo vertical u horizontal, para fines prácticos se presentan figuras del proceso en pozo vertical.

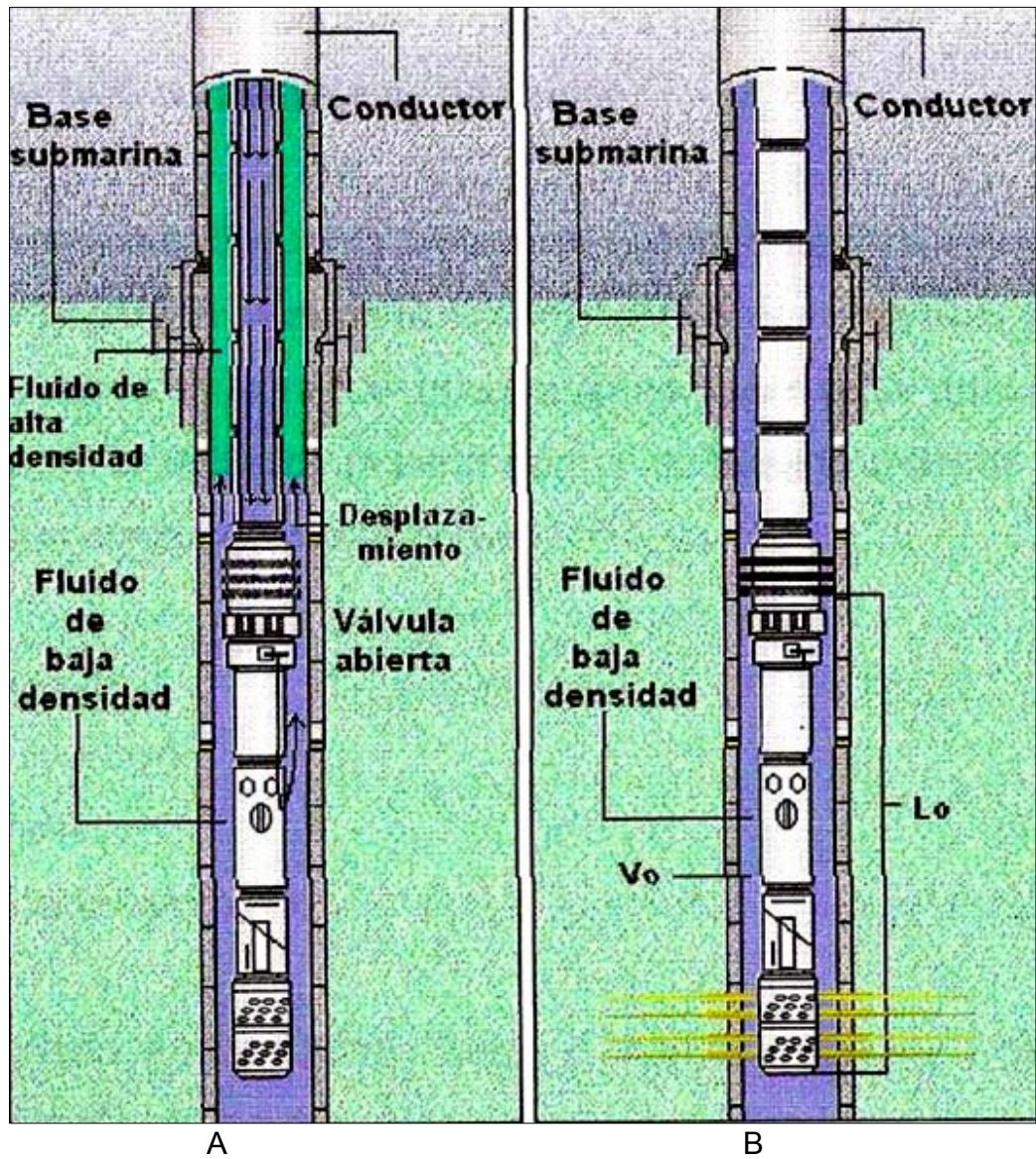
Actualmente por cuestiones de tiempo y practicidad el procedimiento se ve integrado en una sola fase a las instalaciones para pruebas DST (*Drill Steam Test*), es decir que, sin la necesidad de sacar la sarta se puede cañonear y realizar estas operaciones conjuntamente; Los cañoneos bajo-balance ofrecen esa gran ventaja.¹⁰

El procedimiento se realiza como sigue:

1. Después de realizado el proceso de limpieza de pozo se descenden los cañones con la tubería de producción (*Tubing Conveyor*), se realiza el procedimiento de ubicación en el fondo, en el caso de pozos post conectados se realiza el proceso de ubicación en el punto cero y luego se ubica en el fondo, cabe anotar que para la ubicación en el fondo para ambos tipos de pozo después de conocido el punto cero el procedimiento es similar.
2. Se recircula un volumen de fluido de densidad menor que el de llenado del pozo en un rango de entre 8.3 – 11 lb/bbl dependiendo de las condiciones a operar si se tiene total conocimiento de las presiones de intrusión (p_{int}) del yacimiento al pozo lo cual viene dado por:

$$p_{int} = p_{iy} - \Delta p \quad (\text{Ec. 2})$$

Figura 16. Llenado y cañoneado de pozo bajo balance utilizando tubería para la operación



(Fuente "Especificaciones, diseño y logística de operaciones *workover* en sistemas costafuera" Ref. 26)

Donde p_{iy} es la presión del yacimiento en ese instante y para ese pozo y Δp es la caída de presión a través del conjunto de alineamiento que atraviesa las perforaciones del cañón, caso que ocurre en pozos exploratorios en los cuales es necesario usar densidades muy cercanas a 8.4 lb/bbl lo cual crearía una presión de bajo balance medianamente alta.

3. Si se conoce la presión de intrusión del yacimiento al pozo (pozos de desarrollo) es recomendable crear una caída de presión moderada, aproximadamente 500 – 1000 psi a favor del yacimiento, esto se logra jugando con las variables dadas.

$$p_f = \rho^* g^* (h_{ft} + L_0) \quad (\text{Ec. 3})$$

Y

$$\Delta p_0 = p_f - p_{int} \quad (\text{Ec. 4})$$

Donde p_f es la presión de fondo, (ρ) es la densidad del lodo dentro de la tubería de operación, L_{ft} es la profundidad alcanzada por el liquido dentro de la tubería de operación, (g) es la gravedad.

4. Estableciendo un Δp de operación y teniendo un estimado de la presión de intrusión dentro del yacimiento se puede jugar con la (ρ) adecuada para lograr el valor de Δp_0 requerido.

En realidad $h_{ft} + L_0$ es la distancia desde la plataforma al tope de la zona de operación.

Cabe anotar que para pozos post-conectados se debe tener en cuenta un valor estimado de aproximadamente 10 – 15 psi de pérdida de presión en la línea de conexión marina, esto viene dado por la fluctuación de posición que sucede en la superficie por parte de la unidad sobre el mar como ya fue explicado en el capítulo 3.

5. Después de llenado el pozo con fluido menos denso (Fig. 16 secciones a. y b.) se procede al asentamiento de los empaques y al posterior cañoneo, inmediatamente el cañoneo es realizado el fluido del yacimiento invade en primera instancia el volumen de operación V_o dado por la ecuación:

$$V_o = (C_{ic} - V_{oT} - V_{oc})L_o + C_{ic}L_{ex} \quad (\text{Ec. 5})$$

Donde C_{ic} es la capacidad interna del *casing*, V_{oT} es el volumen exterior del *tubing*, V_{oc} es el volumen ocupado por el cañón, L_{ex} es la longitud de la sección inferior del intervalo cañoneado.

En superficie se notará en primera instancia el flujo de fluido de llenado V_o (8.4 lb/bbl) mezclado con parte del fluido del yacimiento, esto sucede gracias a que la válvula cheque de contraflujo ubicada en la parte inferior antes de la cabeza de detonación y después de la válvula de circulación solo necesita 10 psi de ingreso para ser abierta.

Cuando la caída de presión y las tasas de flujo por perforación son bajas, cargas de penetración profunda son una opción viable para causar menores daños y migraciones de finos.

Al realizar una labor de control post-cañoneo se debe tener en cuenta el daño percibido por la formación debido a la exposición al fluido de completamiento tales como pérdida de circulación y/o microfracturas creadas por sobrepresión, todos estos deben ser evitados al máximo.

4.1.3.3.2. Empaquetamiento de las perforaciones con grava. El procedimiento consta de tres pasos:

- Sentar el empaque de fondo
- Perforar
- Rellenar las perforaciones con grava (propante)

El empaque de fondo se debe sentar aproximadamente 2-5 ft arriba del primer orificio del cañón, la posterior perforación es un proceso convencional.

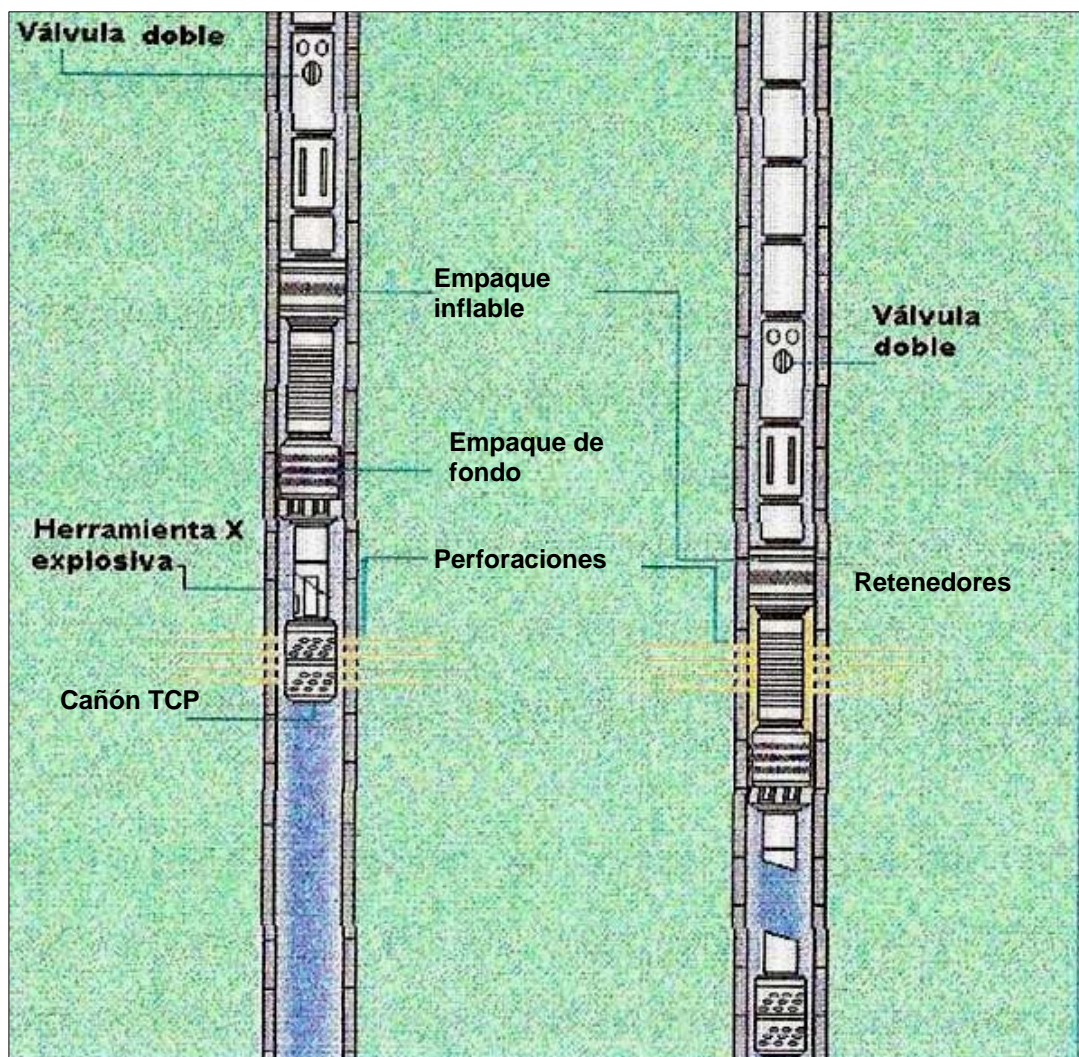
El procedimiento se puede reducir a un solo paso de descenso, acople, cañoneo, desinstalación del cañón, empaquetamiento de las perforaciones, y ascenso de la sarta de ejecución lo cual no sólo disminuye el tiempo de ejecución y el tiempo de operación sino que también disminuyen las pérdidas de fluido.

Este procedimiento guarda muchas similitudes con el empaquetamiento con grava y aún más con la colocación de un apuntalante a la fractura. La figura 17 muestra la dinámica del proceso.

El sistema incluye un cañón tipo TCP (*Tubing Conveyor Perforation*), de disparo y liberación, una válvula doble, una herramienta explosiva y un empaque inflable de fondo.

Para la operación se posiciona la sarta para que el líquido de sostén cruce las perforaciones, se sienta el empaque y el líquido con grava es bombeado detrás del fluido sostén, se libera el empaque y se lava el fluido a través del anular dejado entre la tubería de producción utilizada para el proceso y el *casing*.

Figura 17. Dinámica del procedimiento de empaquetamiento con grava de las fracturas inmediatamente después de cañonear



(Fuente "Especificaciones, diseño y logística de operaciones *workover* en sistemas costafuera" Ref. 26)

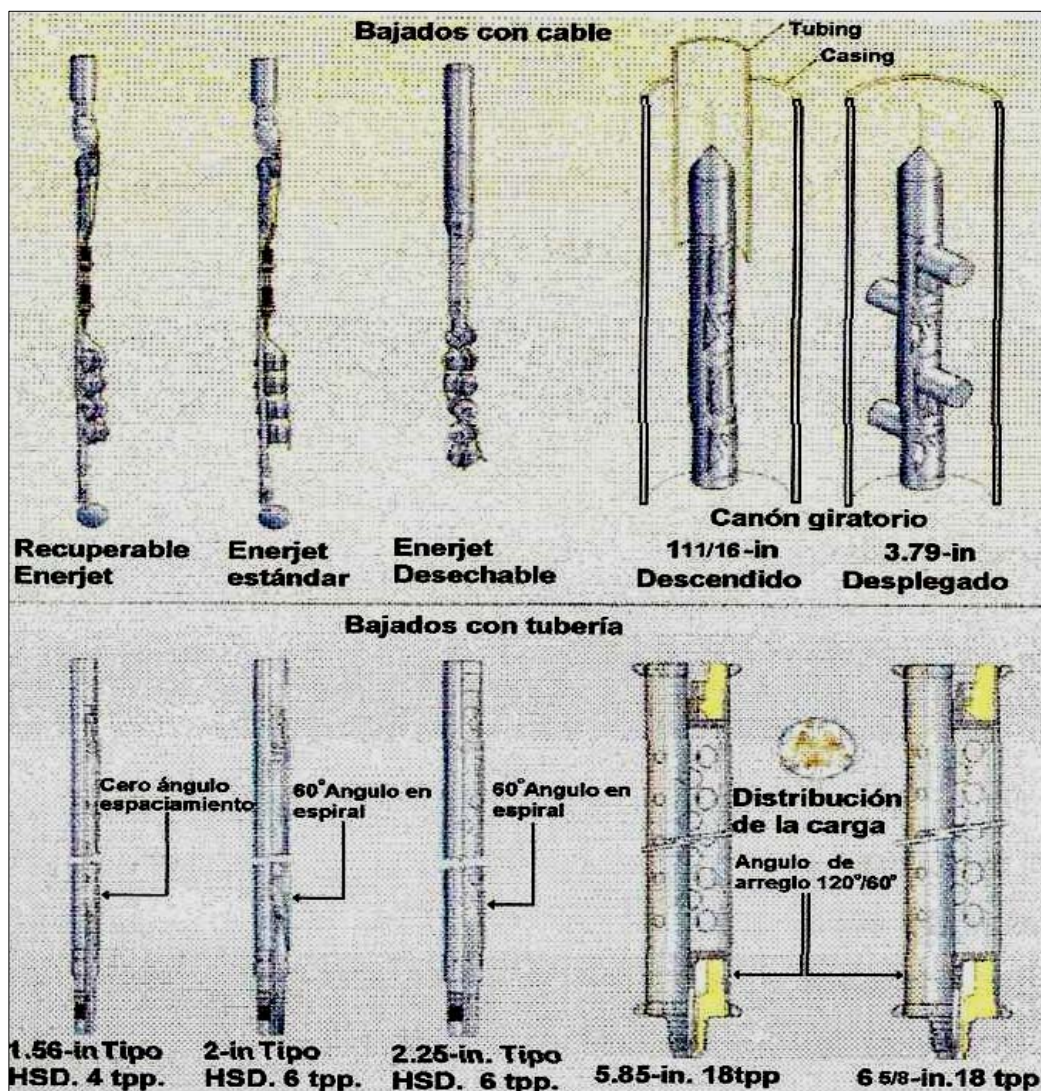
Es de suma importancia tener en cuenta que uno de los principios en el proceso de cañoneo y control de arena es que este sea realizado con la menor caída de presión posible, inclusive este aspecto es mucho más importante que lograr altas penetraciones al yacimiento.

Un procedimiento de cañoneo y control de arena con grava presenta consideraciones especiales tales como:

- Se puede crear un área total de flujo del yacimiento a la formación jugando tanto con el tamaño de las perforaciones como la densidad de estas.
- Al entrar a diseñar un juego de perforaciones a lo largo de una sección dada de tubería muchos factores geológicos entran a jugar, la dirección de los esfuerzos la dirección de los esfuerzos adyacentes, la granulometría de la roca, su consolidación, presiones de poro en la roca y demás, a parte de consideraciones de producción tales como cuanto fluido se espera producir y las presiones con las que se necesita que este llegue a superficie.
- Ubicaciones eficientes de grava se logran en grandes pozos con altas densidades de cañoneo 12, 16, 18 o 21 tiros por pie (TFP) y 60° o 45° de espaciamiento, además maximizan el área de flujo y previenen la reinvasión de la grava o arenamiento del pozo.
- Crear bajas densidades de disparos con altas áreas de orificios disminuye el riesgo de taponamiento pero aumenta el riesgo de arenamiento y lo contrario, altas densidades de cañoneo con bajas áreas de las perforaciones disminuye el riesgo de arenamiento pero aumentara el riesgo de taponamiento.

Las consideraciones de las densidades de los disparos así como el espaciamiento de estos es un aspecto fundamental y está directamente relacionado con el tipo de cañón con el cual se realice y las características de operación de éste.

Figura 18. Diferentes cañones usados comúnmente en operaciones costa-fuera



(Fuente "Especificaciones, diseño y logística de operaciones *workover* en sistemas costa-fuera" Ref. 26)

4.1.4. El Flujo multifásico. En muchos casos, la producción de arena se incrementa substancialmente cuando los pozos empiezan a producir agua o gas. Varias teorías han explicado este comportamiento, así:

- El flujo de agua a través de un yacimiento puede disolver parte del material cementante y así habrá producción de arena.
- Los cambios en la saturación de agua en un yacimiento disminuyen la presión capilar, hasta el punto de que los granos de arena no se pueden sostener y se producen junto con los fluidos del yacimiento.
- En la mayoría de las formaciones, las partículas finas están preferencialmente mojadas por agua y se desplazan con esta fase. Es así como el flujo multifásico causa excesiva producción de arena en un pozo y el movimiento de los finos puede crear taponamiento de la formación.

4.1.5 La presión del yacimiento. La presión de los fluidos en el espacio poroso, la presión del yacimiento, a veces ayuda a soportar la sobrecarga geológica.

Si la presión del yacimiento declina con el tiempo, habrá producción de arena en los pozos por que el yacimiento estará sometido a mayor presión de sobrecarga geológica, la cual trata de triturar la formación desprendiendo algunos de los granos de la matriz compacta.

4.2. CONSECUENCIAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA EN POZOS COSTA-FUERA

Los problemas que se presentan por el continuo arenamiento de los pozos se pueden resumir así:

4.2.1. Desgaste de los equipos de producción. Se presentan desgastes continuos en el sistema de producción de un pozo, debido al comportamiento abrasivo de la arena producida junto con los fluidos de la formación.

4.2.2. Pérdida de productividad. La sedimentación de los granos de arena, en el fondo de los pozos, disminuye gradualmente la producción de los mismos, debido al taponamiento de los túneles de cañoneo y a la pega de las bombas utilizadas en los sistemas de levantamiento artificial.

4.2.3. Trabajos frecuentes de limpieza. El continuo arenamiento de los pozos, obliga a realizar trabajos de limpieza más frecuentes, para obtener de los pozos arenados la máxima tasa de producción. Estos servicios de limpieza tienen influencia sobre la vida económica del campo, puesto que deben operarse los equipos necesarios para realizar estos trabajos.

Cuando el problema de arenamiento se presenta en pozos post-conectados la repercusión ocurre en las líneas o bombas de flujo submarinas que se ven afectadas seriamente. El taponamiento de una línea de flujo submarina implica principalmente una gran dificultad de acceso a la zona donde se da la restricción, pues para esto se debe entrar a ubicar la zona de la línea donde se da la mayor caída de presión y posteriormente desarticularla del sistema y proceder a su limpieza. Si el taponamiento se dió en una de las secciones de ingreso a una bomba o separador submarino sería inevitable la parada y la posterior desconexión de éstas al igual que ocurre con las líneas de flujo.

Todos estos problemas implican además de daños en las tuberías debido al desgaste causado por la acción abrasiva de la arena sobre la tubería de revestimiento, *liner*, empaques, tubería de producción, etc. Grandes pérdidas de tiempo y dinero ya que un problema de este tipo puede causar una parada de producción de 5 a 20 días mientras se ubica el problema y se repara para el caso de taponamiento en las líneas de flujo, o de 3 a 15 días para los casos de taponamiento en bombas.

Sobre las bombas en subsuelo marino el problema es similar, el desgaste debido a la acción de la arena también es otro factor preocupante debido a las grandes implicaciones que tiene causando la baja en la eficiencia de estas, la depositación de la arena en el fondo de los separadores produce falla en la eficiencia de estos, así como también esta representa altos riesgos de abrasión para conos, nipples, válvulas, juntas de los *riser* de producción para sistemas de ascenso hasta los sistemas flotantes, debido a que las acciones de pellizco de las uniones causadas por las oscilaciones o movimientos de este forman altos niveles de desgaste de las uniones.

4.3. MÉTODOS DE CONTROL DE ARENA EN SISTEMAS COSTA-FUERA

Un método de control de arena resulta ser solución en momentos en los cuales ésta se produce en cantidades incontrolables o simplemente la producción se ha visto afectada por taponamientos producidos por acumulaciones de ésta en el fondo.

En sistemas costa-fuera también se pueden básicamente desarrollar todos los métodos de control de arenas existentes y viables para pozos en tierra firme, salvo algunas consideraciones especiales. Estos métodos van desde la consolidación con químicos hasta controles de tipo mecánico en el pozo.

Los procedimientos para el control de arenas en pozos costa-fuera exige un cuidado minucioso de los volúmenes de los fluidos transmitidos al yacimiento, así como el control de estos sobre todo en pozos post-conectados debido a que en el momento de la desconexión, por requerimientos ambientales como ocurre en todos los procedimientos de acometida y reacondicionamiento de este tipo de pozos, no debe haber fugas ni de fluidos ni de material hacia el océano. Básicamente encontramos los siguientes métodos para el control de arena.

- Control de la tasa de producción de hidrocarburos.
- Métodos mecánicos de control de arena.
- Métodos químicos de control de arena.

Para una adecuada selección del método más eficaz para control de arena debemos tener en cuenta los siguientes factores:

- Historia de producción.
- Historia de presión y temperatura.
- Problemas de productividad.
- Historia de los fluidos producidos.
- Susceptibilidad a daños por trabajos anteriores.
- Longitud del intervalo el cual se va a estabilizar.
- Características y propiedades de la formación (Presión capilar, saturación de agua, porosidad, salinidad, permeabilidades relativas, mojabilidad de la roca, litología de la formación y capas o estratos adyacentes.
- Estado mecánico del pozo y tipo de completamiento del pozo.
- Tipo, tamaño y densidad del cañoneo.

- Disponibilidad de equipos en superficie y acceso a herramientas y equipos para la operación (si la ubicación del pozo es muy remota).
- Para pozos post-conectados se debe tener en cuenta el grado de dificultad para llegar a él, tales dificultades encierran profundidad en el cuerpo de agua, condiciones de oleaje, condiciones ambientales de la zona, condiciones de cubrimiento de la cabeza de pozo con sedimento, etc.
- Factores de costo, tal vez una de las variables más importantes puesto que aquí se deben tener en cuenta: costo por día de alquiler de insumos y equipos no disponibles y su instalación, costo por día de alquiler de la plataforma de operación, tiempo de duración de la operación (estimado), incremento de la producción como beneficio directo de la operación, costos de puesta a punto del pozo para la iniciación del trabajo, posibilidades de éxito o fracaso, implicaciones de riesgo y seguridad.

4.3.1. Prevención del arenamiento con técnicas de completamiento adecuadas^{23, 26}. Las técnicas de completamiento para el control simple de arena, puede consistir solo en disminuir las fuerzas de arrastre mediante una disminución en la velocidad de producción (tasa de producción por unidad de área) mediante perforaciones completamente limpias, usando densidades de tiros por pie adecuadas, la limpieza de los canales abiertos por los tiros asegura el no taponamiento de estos, con la producción y un adecuado método de inyección de grava o fluido retenedor como operación complementaria, pueden dar total limpieza de las perforaciones. Otras alternativas como el aumento de contacto entre la zona productora con el pozo mediante la creación de canales artificiales (fracturas) o la perforación del pozo horizontal extendido con una cierta desviación aumentará considerablemente el área de flujo, lo cual producirá una mejor distribución

de la caída de presión a lo largo del pozo disminuyendo las fuerzas de arrastre sobre este.

4.3.1.1. Control de la tasa de producción de hidrocarburos. Al aumentar la tasa de producción de los fluidos en un pozo, aumentan en el yacimiento los esfuerzos que tienden a desplazar los granos de arena. La primera solución para evitar el movimiento de los granos de arena es reducir la producción diaria de hidrocarburos, con el objeto de contrarrestar la generación de esfuerzos dentro del yacimiento. Sin embargo, de acuerdo con las políticas de producción actuales, esta solución no es recomendable a menos que la determinación de esta alternativa de control de arena sea soportada sobre un riguroso estudio económico. Por lo tanto se han introducido mejoras en las prácticas de perforación y de completamiento de pozos.

Así, para evitar los problemas de producción de arena en un pozo, sin emplear ningún método de control de la producción, se debe tener especial cuidado con los demás aspectos de las operaciones.

4.3.1.2. Elección del fluido de reacondicionamiento. En general el fluido de reacondicionamiento es aquel que entra en contacto con las zonas productoras durante operaciones de control de arenas, reparación de revestimiento, acidificación, cañoneo, fracturamiento, remoción de equipos de subsuelo y demás. Las condiciones generales que debe cumplir un fluido de reacondicionamiento son⁹:

- Densidad necesaria para el control de pozo.
- Capacidad de arrastre o remoción de sólidos.
- Capacidad de suspensión de sólidos.

- Control de pérdida de fluido hacia la formación para prevención de daño en la cara de la arena productora y en la zona que rodea al pozo.
- Compatibilidad con la formación y los fluidos presentes para prevenir daño en la permeabilidad y la formación de emulsiones.
- Control de formación de tortas debido a la acción de presiones diferenciales sobre el fluido, para cumplir esto debe tener bajo contenido de sólidos en suspensión.
- Mantener la estabilidad del hueco gracias a un control de la reología de los fluidos a condiciones extremas de elevadas temperaturas y presiones y a la acción de químicos presentes en fluidos de la formación o zonas aledañas así como a salmueras o aguas frescas.
- Mínima acción sobre la tubería y equipo de reacondicionamiento.
- Altos rangos de control de propiedades reológicas, es decir, que se pueda variar algunas de sus condiciones físicas en rangos deseados gracias a la acción de aditivos.

Las condiciones de operación que cumplan los requerimientos para realizar un buen proceso de empaquetamiento deben ser necesariamente las que permitan mantener presiones hidrostáticas de entre 50 a 200 psi por encima de la presión estática de la formación, ya que este rango de presión es adecuada para trabajos de empaquetamiento y evitan cualquier tipo de daño excesivos en la formación, esto se logra estableciendo una densidad adecuada para la columna de fluido que va desde la superficie de operación hasta la zona de trabajo, en muchas ocasiones para trabajo en aguas profundas la columna de fluido es muy grande y la viscosidad deseada, capacidad de suspensión óptima y transporte de fluido se ve mermada con densidades más bajas a las del rango de operación normal de dicho fluido, es en estos momentos donde aditivos especiales o fluidos de reacondicionamiento de alto rendimiento son utilizados para lograr las condiciones deseadas.

Otras características como la viscosidad plástica, punto de cadencia y la resistencia gelatinosa son necesarias para dar al fluido la capacidad de levantamiento para transportar arenas de la formación, suciedad o gravas recirculadas a tasas relativamente moderadas.

La propiedad de un fluido de mantener sólidos en suspensión a tasas de flujo cero es otra condición importante para trabajos de este tipo.

Es necesario crear en el fluido de reacondicionamiento propiedades tales que a determinadas condiciones de temperatura, presión y velocidades de circulación hacia la formación sean mínimas las pérdidas de fluido.

Para controlar los taponamientos de la formación se deben manejar las concentraciones de las partículas sólidas no deseadas en el fluido, partículas superiores o iguales a cinco micrones ($5 \mu\text{m}$) causan taponamiento en los poros de la arena de la formación, paradójicamente partículas mayores a la mitad del diámetro promedio de los poros se alojan en la entrada de estos, en la mayoría de los casos pueden ser removidos por el contra flujo, suaveo, lavado, disolución acida.

La adición de inhibidores de corrosión microbioestáticos altamente activos solubles en agua controlan las bacterias aeróbicas y anaeróbicas (incluyen las sulfatoredutoras) que se encuentran en agua dulce y salmuera, un limite razonable de corrosión para un líquido de reacondicionamiento es 0.05 lb por cada trabajo de reacondicionamiento.

Para elegir el fluido más adecuado de reacondicionamiento se debe tener en cuenta un análisis cuantitativo y cualitativo de la mineralogía de la formación y la tendencia del crudo a formar emulsión.

Una buena compatibilidad entre el fluido de reacondicionamiento y la formación evitará hinchazón y dispersión de arcillas, cambio de mojabilidad de la roca, fenómenos de capilaridad, formación de emulsiones, residuos insolubles, generación de arcillas (illita, clorita y caolinita).

4.3.1.3. Densidad adecuada de cañoneo. Al aumentar el número de tiros por pie en el área cañoneada sobre la zona productora, se aumenta el área de flujo y por lo tanto se disminuye la velocidad de entrada de los fluidos al pozo. Una buena práctica de cañoneo se obtiene usando de 12 a 15 tiros por pie y aumentando el diámetro de los tiros.

Al hacer un diseño de cañoneo se debe tener en cuenta la calidad de los cañones y la limpieza de los mismos; se recomienda hacer el cañoneo con la diferencial de presión dirigida hacia el pozo (“*underbalance*” como se explico anteriormente), pues así se limpia la formación cuando empieza el flujo de los fluidos y se evitan los residuos que taponan los túneles y disminuyen el área de flujo.

4.3.1.4. Longitud adecuada del intervalo cañoneado. Si se cañonea el intervalo productor en todo su espesor, aumenta el área de flujo y se disminuye los esfuerzos en la roca del yacimiento, los cuales tienden a erosionar la formación y por lo tanto a producir arena dentro del pozo.

Al hacer el cañoneo a lo largo de todo el intervalo productor, se deben dejar 2 ó 3 pies sin cañonear, arriba y abajo del intervalo para evitar la comunicación con las formaciones adyacentes.

4.4. MÉTODOS MECÁNICOS DE CONTROL DE ARENA (CON DISPOSITIVOS EN FONDO)

Los métodos mecánicos para control de arena se conocen también como “métodos de puenteo”; Los “puentes” formados naturalmente entre la arena impiden la migración de ésta de la formación hacia el pozo²⁰.

Se ha demostrado que los granos redondos no fluyen continuamente a través de ranuras rectangulares del doble de su diámetro, ni por huecos circulares de diámetro tres veces mayores que el de las partículas redondas o esféricas.

Todos los métodos de retención mecánica de arena, se basan en retener una fracción de arena de la formación con el fin de que el resto forme un “puente” sobre la ranura, evitando así que la arena entre al pozo.

Los métodos mecánicos de control de arena incluyen:

- Mallas (“*Screens*”) y “*Liners*” ranurados.
- “*Liners*” ranurados pre-empacados con grava.

4.4.1. Mallas y *liners* ranurados^{20, 23}. Los primeros métodos mecánicos empleados para controlar la producción de arena en los pozos fueron las mallas y los tubos ranurados.

Una malla es un tubo, con orificios o ranuras recubiertas con alambre; la malla está destinada a excluir las partículas de arena de la formación por medio del puenteo que se forma en las ranuras.

Los *liners* ranurados, se denominan así por tener ranuras verticales u horizontales uniformemente espaciadas. El ancho de las ranuras puede ser de 0.020 pulgadas o más si es necesario, dependiendo del tamaño de la grava requerida en cada caso.

El ancho de las ranuras, aparte de que debe ser lo suficientemente pequeño para prevenir la producción de arena, debe ser lo suficientemente amplio para permitir una adecuada productividad del pozo y minimizar el taponamiento del *liner* con arcillas, parafinas, asfáltenos o escamas, producidas de la formación con los fluidos.

Fig. 19 *Liners* y *screens* ofrecidos por la industria



(Fuente: "Modern Well Construction & Completion Practices" Ref 24)

El tipo de malla de alambre enrollada sobre tubo tiene una menor capacidad de flujo, comparada con los otros tipos de mallas; esto se debe el área de flujo limitada, puesto que le faltan canales de flujo alrededor de tubo.

El tamaño de las ranuras de las mallas enrolladas con alambre, está determinado por la proximidad de cada vuelta del alambre de acero enrollado alrededor de la circunferencia del tubo perforado o ranurado.

Las mallas enrolladas sobre el tubo, las ranuradas y “las tipo costilla”, tiene agarraderas impresas en el alambre para establecer y mantener la dimensión de las ranuras durante la construcción de ellas. Estas agarraderas pueden causar sitios de corrosión en pozos altamente corrosivos como los geotermales, debido al efecto del templado durante el enrollamiento.

El alambre es enrollado a tensión y fijado con soldadura platinas soldadas longitudinalmente en el tubo. La soldadura evita el desenrollamiento del alambre en caso de que éste se rompa por abrasión o por corrosión.

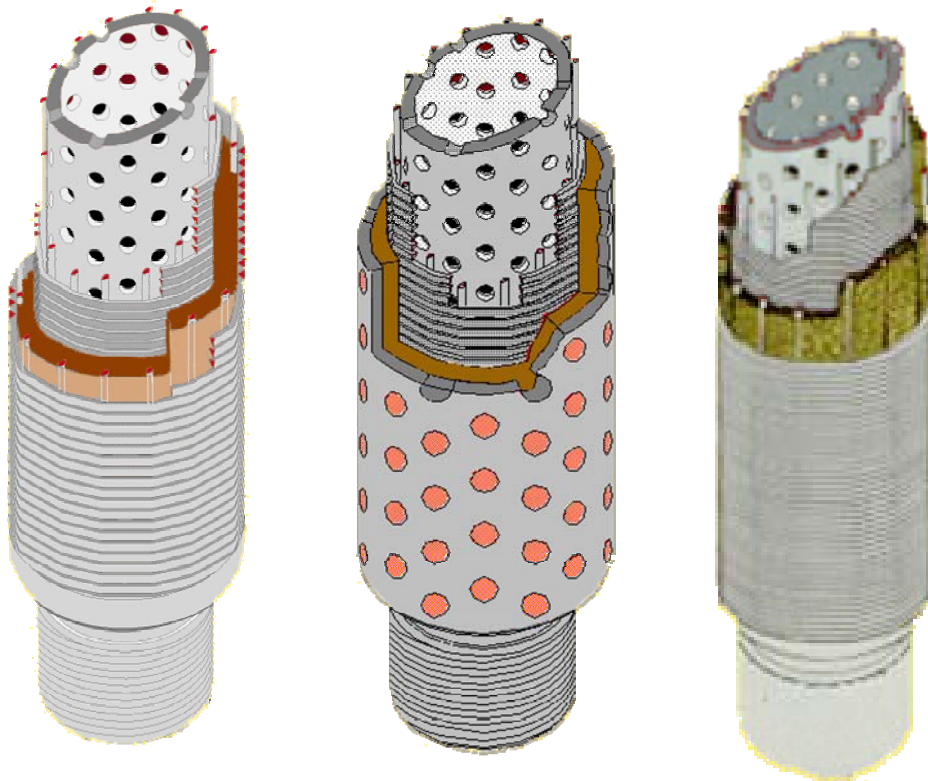
Las mallas enrolladas con alambre tipo costilla (*ribbed*) cuestan 2 ó 3 veces más que la tubería ranurada pero tienen de 8 a 10 veces más área abierta al flujo, para la misma anchura de la ranura.

Cuando se usan las mallas y los *liners* ranurados sin grava para controlar la producción de arena en una formación, se colocan a través del intervalo productor para puentear la arena de la formación y se debe seleccionar el diámetro más grande de malla permitido, para así obtener la mayor producción de hidrocarburos.

4.4.2. Mallas multi enrolladas^{23, 24}. Estas son *screens* capaces de mantener unidas las arenas finas de la formación sin necesidad de emplear un empaquetamiento con grava.

La función del enrollamiento múltiple de alambre es formar un puente con los granos más grandes de arena de la formación en la capa más interna, tamaños intermedios de arena en las capas sucesivas y el tamaño más pequeño de arena en la capa más externa. Sobre la evolución de la idea del preempaqueado como dispositivo eficaz en el control de las formaciones se discutirá en la sección 4.8.

Fig. 20 Screens o preempaqueados usados actualmente



(Fuente: "Modern Well Construction & Completion Practices" Ref 24)

4.5. METODOS DE CONSOLIDACION QUIMICA

La consolidación química es uno de los métodos para controlar la producción de arena en los pozos; consiste en inyectar a la formación resinas ó pegantes químicos en forma de fluido para cubrir los granos de arena y mantenerlos unidos en la formación.

4.5.1. Objetivos de la consolidación química²⁵. Para tener pleno éxito en el control de arena de un pozo por el método de consolidación química se requiere lograr unos objetivos a escala macroscópica y otros a escala microscópica.

- Suficiente penetración de la resina alrededor de la cara del pozo.
- El tratamiento debe ser completamente radial, es decir, en los 360 grados alrededor del hueco y teniendo además en cuenta la distribución vertical.
- Asegurar la inyección de la resina, lo más homogéneamente posible para evitar zonas de poca adherencia; si la inyección no es homogénea, no se puede garantizar solución al problema de producción de arena en un pozo, puesto que un túnel de cañoneo taponado o con baja permeabilidad al cual no le llega el tratamiento químico volverá a producir arena en el momento de reactivar el pozo en producción.
- Cubrir totalmente cada grano de arena con resina.
- Concentrar la resina en los puntos de contacto entre los granos de arena.

- Dejar espacio poroso libre para permitir el almacenamiento y el flujo de los fluidos provenientes del yacimiento; generalmente se busca que la resina ocupe el 35% del volumen poroso.

La concentración de resina en los puntos de contacto entre los granos de arena, ocurre naturalmente en los medios porosos cuando una fase inmisible llena el centro de los espacios porosos; la tensión interfacial entre la resina y el líquido que llena el resto del espacio poroso, hace que la fase humectante (resina) sea atraída hacia a los puntos de contacto entre grano y grano.

Fig. 21 Efecto de consolidación de los granos



(Fuente: “Modern Well Construction & Completion Practices” Ref 24)

La cantidad de resina que se debe usar en cualquier trabajo de consolidación química, debe ser suficiente para llenar el volumen poroso de la formación hasta una distancia radial de 3 pies desde la cara del pozo. Experimentalmente se ha comprobado que en cualquier caso la cantidad mínima recomendada para hacer un tratamiento de consolidación química de arenas, es de 50 galones de resina por pie de formación.

“El sistema de consolidación química se debe aplicar preferiblemente en una formación antes de que se inicien los problemas de producción de arena”.

4.5.2. Formaciones aptas para tratamientos consolidación química²⁵.

Las condiciones bajo las cuales se puede emplear el método de consolidación química en una formación, son:

- El intervalo a tratar debe ser relativamente delgado, alrededor de 10 pies de longitud.
- La formación debe tener poca producción de arena antes del tratamiento, puesto que la distribución de plástica en la zona aledaña al pozo es difícil cuando la formación está poco consolidada y se presentan cavernas detrás del revestimiento.
- Las zonas a consolidar deben tener limitada tendencia a producir arena.
- La formación debe tener suficiente permeabilidad vertical para así permitir una distribución homogénea de la resina alrededor del hueco.
- La presión de la formación a tratar debe ser alta.

4.5.3. Técnicas de consolidación. Las técnicas usadas para los tratamientos de consolidación química de arenas son:

- Método de separación de fases pre-activado.
- Método de sobredesplazamiento pre-activado.
- Método de sobredesplazamiento activado en la formación.

4.5.3.1. Método de separación de fases pre-activado²⁴. En este método se utiliza una solución resinosa formada por una resina, un solvente y un catalizador que ayuda a polimerizar la resina. Este método consiste en mezclar la resina, diluida en un hidrocarburo, con un agente catalizador antes de bombearla al pozo y de ahí su nombre pre-activado. Una representación paso a paso, de este método se muestra en la figura 22 A.

Inicialmente, el espacio poroso se encuentra lleno de aceite y salmuera pero estos fluidos se desplazan con un preflujo que puede ser un solvente mutuo. Luego, la solución resinosa se bombea a la formación hasta llenar completamente el espacio poroso; se suspende el bombeo y empieza el periodo de curación en el cual la resina polimeriza y se separa del solvente. La permeabilidad remanente o resultante, después de un tratamiento de consolidación por el método de separación de fases, depende en su mayor parte del contenido de resina en la solución original. A mayor espesor de la película de resina sobre los granos de arena habrá mayor resistencia a la compresión en la formación, pero menor permeabilidad.

4.5.3.2 Método de sobredesplazamiento pre-activado²⁴. El método de sobredesplazamiento pre-activado, al igual que el método de separación de fases, utiliza un preflujo para desplazar los fluidos presentes en la formación y una solución resinosa la cual se bombea en la formación hasta llenar completamente al espacio poroso.

Luego se hace la etapa de sobredesplazamiento en la cual el aceite usado generalmente como fluido para sobredesplazar, remueve el exceso de resina en el espacio poroso y así se obtiene la permeabilidad resultante del tratamiento de consolidación química; una representación esquemática de este proceso se ilustra en la figura 22 B.

El método de sobredesplazamiento se puede asemejar, en una formación saturada con agua, a desplazar el agua hasta alcanzar la saturación residual; puesto que el objetivo de este tratamiento es llenar completamente de resina el espacio poroso y luego, mediante la etapa de sobredesplazamiento desplazar la resina hasta obtener una saturación residual equivalente al 35% del espacio poroso.

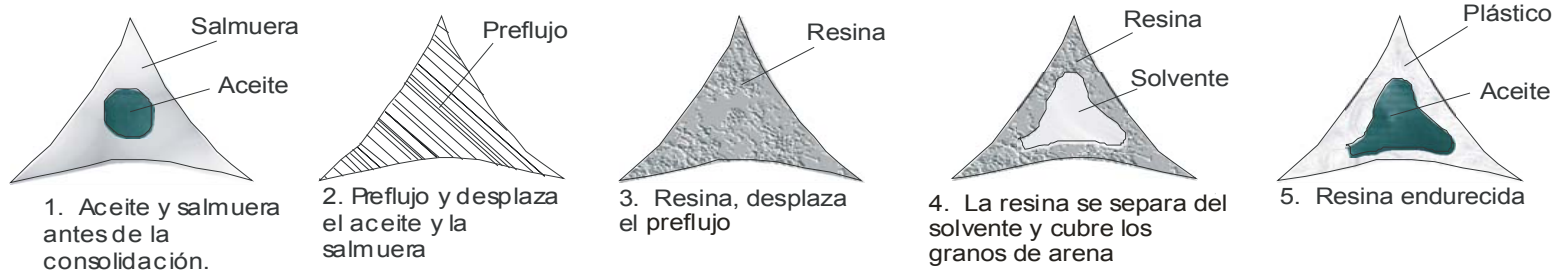
4.5.3.3. Método de sobredesplazamiento activado en la formación²⁴. A diferencia de los dos métodos anteriores, el método de sobredesplazamiento activado en la formación no utiliza el agente catalizador en la solución resinosa.

El agente catalizador se disuelve en el fluido usando para sobredesplazar y con él se bombea a la formación. Luego se desplaza el exceso de resina en el espacio poroso y finalmente se forma una película sólida de resina sobre los granos de arena. La figura 22 C. ilustra la representación esquemática de este proceso.

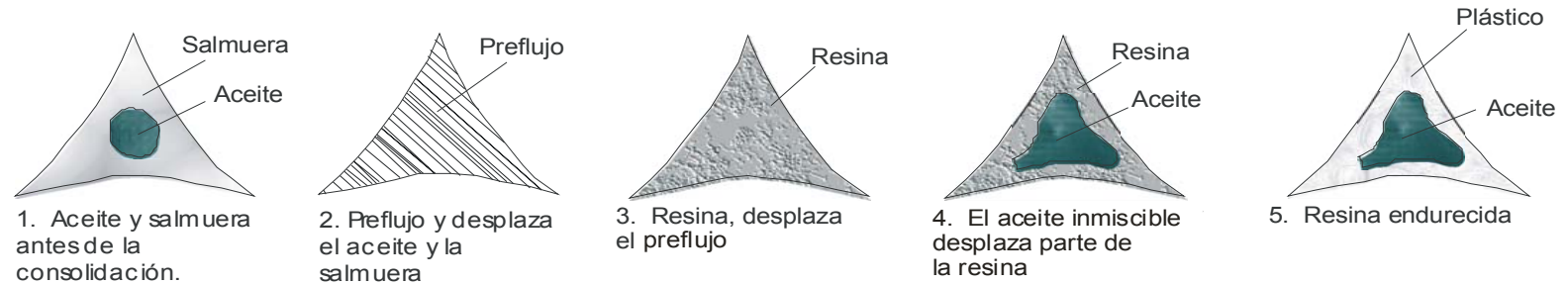
El método de sobredesplazamiento activado en la formación presenta dos limitaciones:

- El agente catalizador debe ser soluble en el fluido sobredesplazante.
- El agente catalizador no debe afectar la resina durante la polimerización de la misma.

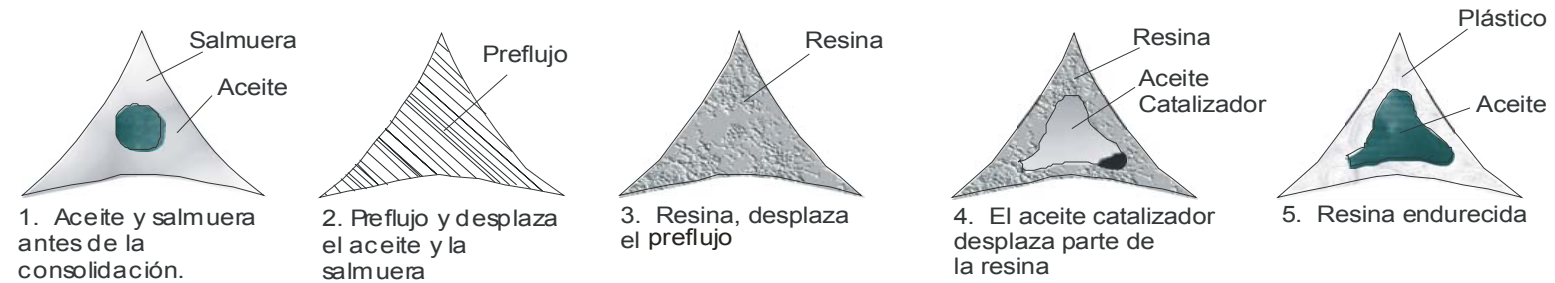
Figura 22. Técnicas de consolidación química



A. SEPARACION DE FASES ACTIVADAS



B. SOBREDESPLAZAMIENTO PRE-ACTIVADO



C. SOBREDESPLAZAMIENTO ACTIVADO

(Tomado de "Plastic consolidation principles")

4.5.4. Tratamiento de consolidación química. Los diseños para la mayoría de los sistemas comerciales de consolidación química son similares. En esta sección se presenta la forma básica para diseñar los tratamientos de consolidación química, incluyendo el tipo de resina y los métodos de consolidación. Se presentan también los fluidos comúnmente utilizados en los tratamientos y los volúmenes aproximados que se deben usar. Es importante anotar, que los volúmenes están referidos a cada pie del intervalo de formación cañoneado y no al espesor neto de la arena.

Antes de hacer un tratamiento de consolidación química, se hace un tratamiento ácido a la formación, para restituir la permeabilidad y ayudar a limpiar los granos de arena; esto permite mayor adherencia entre la resina y los granos de arena. La acidificación se puede hacer en la formación con ácido clorhídrico (HCL), ácido fluorhídrico- clorhídrico (HF-HCL), o con solvente mutuo.

4.5.4.1. Sistemas comerciales de consolidación química. Los sistemas comerciales de consolidación química se clasifican de acuerdo al tipo de resina y al método usado para la consolidación. El diseño de los tratamientos para los tres tipos de resinas comerciales se presenta a continuación.

4.5.4.1.1 Tratamientos con la resina epóxica. Los tratamientos de consolidación química basados en la resina epóxica se han desarrollado para los tres métodos de consolidación (separación de fases pre-activado, sobredesplazamiento pre-activado y sobredesplazamiento activado en la formación).

En tabla 2 se presenta el diseño de los tratamiento comerciales hechos con la resina epóxica y también se especifican los fluidos utilizados y el volumen

aproximado que se debe usar en cada tratamiento. El éxito del trabajo de consolidación con resina epóxica, depende de la cantidad de agua presente en la formación y es independiente del método usado para hacer el tratamiento de consolidación.

Todos los sistemas epóxicos emplean un preflujado, se puede utilizar como preflujado un solvente mutuo para desplazar conjuntamente el aceite y el agua presentes en la formación; el solvente mutuo puede llevar un viscosificador o un agente de acople. El preflujado también se puede diseñar para desplazar primero el aceite de la formación con aceite "diesel" y luego desplazar el agua con un alcohol.

Los sistemas de consolidación pre-activos en la formación contienen un agente de curación, generalmente una diamina primaria para permitir la catalización de la resina; los sistemas de consolidación activos en la formación no contienen agente de curación y por lo tanto la resina solo se cataliza cuando entra en contacto con el catalizador bombeado junto con el fluido para sobredesplazar.

En el sistema de separación de fases pre-activado, no se usa la etapa de sobredesplazamiento, puesto que la resina empieza a polimerizarse una vez ocurre la separación de la resina y del solvente en la formación.

Los métodos de sobredesplazamiento, pre-activado y activado en la formación, utilizan aceite refinado o aceite tipo mineral como fluido para sobredesplazar el exceso de resina. El tiempo de curación en los tratamientos de consolidación química con la resina epóxica es generalmente de 12 horas, sin embargo, si la temperatura del yacimiento es alta se acelera el periodo de curación.

Tabla 2. Tratamientos con la resina epóxica

Fluido	Separación de fases preactivado		Sobredesplazamiento preactivado en la formación		Sobredesplazamiento activado en la formación	
	Componentes	Vol. aprox.(gal/pie)	Componentes	Vol. aprox.	Componentes	Vol. aprox.
Acidificación	HCL HF-HCL, Solvente mutuo	58 100	HCL HF-HCL Solvente mutuo	50 100	HCL HF-HCL Solvente mutuo	50 100
Preflujo	Aceite "diesel" Alcohol Aceite aromático	300 300 100	Aceite "diesel" Alcohol Aceite aromático	300 300 100	Solvente mutuo Viscosificador Agente de unión	100
Resina	Resina epóxica Agente de curación Diluyente	150	Resina epóxica Agente de curación Diluyente	65	Resina epóxica Diluyente	55
Colchón	--	--	--	--	Aceite refinado	30
Sobredesplazamiento	--	--	Aceite refinado	200	Aceite refinado Amina catalizadora	250
Tiempo de curación	12 hr	--	12 hr	--	12 hr	--

(Tomado de de "Análisis del control de arena" Ref. 23)

4.5.4.1.2. Tratamientos con la resina furánica. Los tratamientos de consolidación desarrollados para la resina furánicas son de sobredesplazamiento activado en la formación; utiliza dos sistemas, un tratamiento con aceite y otro con agua, como lo ilustra la tabla 3.

Tabla 3. Tratamiento con la resina furánica ó fenólica- furánica

Fluido	Sobredesplazamiento activado en la formación (Aceite)		Sobredesplazamiento activado en la formación	
	Componentes	Vol. aprox. gal/pie	Componentes	Vol. aprox. gal/pie
Acidificación	HCL HF-HCL Solvente mutuo	50 100	HCL HF-HCL Solvente mutuo	50 100
Preflujo	Aceite "diesel" + surfactante o solvente mutuo	100	Salmuera + surfactante o solvente mutuo	100
Resina	Resina furánica o fenólica Agente de unión	90	Resina furánica o fenólica Agente de unión	90
Colchón	Aceite "diesel" + surfactante	40	Salmuera + surfactante	40
Sobredesplazamiento	Aceite "diesel" + surfactante Acido orgánico catalizador	300	10% HCL + surfactante NaCl	300
Tiempo de curación	12 hr		12 hr	

(Tomado de análisis del control de arena" Ref. 23)

En el sistema de sobredesplazamiento tratado con aceite, se utiliza un preflujo de aceite "diesel" y surfactante para disminuir la saturación residual de agua en la formación y así permitir que la resina humecte más fácilmente los granos de arena. En el sistema de sobredesplazamiento tratado con agua se utiliza una salmuera y un surfactante como preflujo; sin embargo, los dos sistemas de tratamiento pueden utilizar solvente mutuo como preflujo.

La solución resinosa en ambos sistemas esta formado por, la resina furánica, un agente de unión y un diluyente como el alcohol furfúrico. Para separar la solución resinosa de los fluidos sobredesplazantes se usa un colchón de aceite “diesel” y surfactante para el sistema tratado con aceite y para el sistema acuoso se utiliza una salmuera de alta concentración.

La concentración de catalizador usada en la etapa de sobredesplazamiento es baja puesto que la resina furánica es altamente reactiva. El catalizador usado en el sistema acuoso es el ácido clorhídrico (HCL) y para el sistema tratado con aceite se utiliza un ácido orgánico.

El tiempo de curación de la resina furánica es pequeño, una vez la resina entra en contacto con el catalizador.

4.5.4.1.3. Tratamientos con la resina fenólica. A diferencia de los tratamientos con la resina furánica, la catalización de la resina fenólica es lenta; por esta razón los tratamientos con la resina fenólica son preactivados.

La tabla 4 presenta un resumen de los dos tratamientos usados en la resina fenólica que son, separación de fase preactivo y sobredesplazamiento pre-activado. En estos sistemas de tratamiento se ha utilizado como preflujos, aceite “diesel”, solvente mutuo o la combinación de ellos.

La solución resinosa para ambos tratamientos esta compuesta por la resina fenólica, un agente de unión y una base catalizadora que puede ser hidróxido de sodio. Una vez preparada la solución resinosa se debe bombear a la formación en espacio de 1 a 3 horas, puesto que pasado este tiempo hay separación de fases o la viscosidad empieza a aumentar y esto dificulta realizar el tratamiento de consolidación.

En la etapa de sobredesplazamiento se utiliza aceite “diesel” en ambos sistemas para remover el exceso de resina en el espacio poroso y así conservar la permeabilidad. Una pequeña cantidad de acelerador se puede añadir al aceite “diesel” para acelerar la polimerización de la resina.

El tiempo de curación en los tratamientos con resina fenólica es aproximadamente de 24 horas.

Tabla 4. Tratamientos con la resina fenólica

Fluido	Sobredesplazamiento activado en la formación (Aceite)		Sobredesplazamiento activado en la formación	
	Componentes	Vol. aprox. gal/pie	Componentes	Vol. aprox. gal/pie
Acidificación	HCL HF-HCL Solvente mutuo	50 100	HCL HF-HCL Solvente mutuo	50 100
Preflujo	Aceite “diesel”+ solvente mutuo	70	Aceite diesel + solvente mutuo	80
Resina	Resina fenolica Agente de unión Base catalizadora	120	Resina fenolica Agente de unión Base catalizadora	80
Colchón	--	--	Aceite “diesel”	80
Sobredesplazamiento	Aceite “diesel”	80	Aceite “diesel” + acelerador	80
Tiempo de curación	24 hr		24 hr	

(Tomado de “Análisis del control de arena” Ref. 23)

4.5.5. Factores de diseño en un trabajo de consolidación química. Los factores que se deben tener en cuenta cuando se piensa hacer un trabajo de consolidación química son²⁵:

- Presión del fondo del pozo. Conocer la presión del fondo del pozo es importante para seleccionar el equipo de inyección adecuado en el tratamiento de consolidación.
- Temperatura del fondo del pozo. La temperatura del fondo del pozo es un dato especialmente importante puesto que los tiempos de bombeo y fraguado de la resina en un tratamiento de consolidación, están totalmente controlados por la temperatura del fondo del pozo así como de la cantidad de agente catalizador utilizado en el tratamiento.
- Historia de producción del pozo. La historia de producción del pozo permite determinar la capacidad real de producción del pozo y las posibles causas para que el pozo produzca arena.
- Historia de los trabajos de estimulación y reacondicionamiento hechos en el pozo. Tener información sobre las acidificaciones, los fracturamientos, las limpiezas, las cementaciones forzadas, etc., hechas en los pozos, son información valiosa para preparar el pozo y para diseñar un tratamiento de consolidación con buenas posibilidades de éxito.
- Análisis de muestra y de registros tomados de la formación. El análisis de muestras tomadas de la formación y el análisis de los registros corridos en el pozo, permite conocer las propiedades físicas de la formación; tales como, porosidad, permeabilidad, espesor neto de las zonas productoras, saturación de los fluidos presentes en la formación, etc.; sin embargo, es importante anotar que en la mayoría de los casos no se dispone de muestras tomadas de la formación y por lo tanto las propiedades físicas de la formación se obtienen a partir de los registros.

- Estado mecánico del pozo. El estado mecánico del pozo es una información necesaria para programar todos los trabajos que se deben realizar. Esta información debe incluir: tamaño y tipo del revestimiento y de la tubería de producción; clase y profundidad de los empaques sentados; información sobre tapones o herramientas especiales y los intervalos abiertos a producción.

4.6. EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA

Dentro de las técnicas para controlar la producción de arena en un pozo de petróleo o gas, el empaquetamiento con grava ha sido por muchos años el método de mayor aceptación en la industria petrolera.

La técnica de empaquetamiento con grava consiste en depositar grava de características especiales entre el tubo enmallado o ranurado y la cara de la formación; así, la grava forma un puente sobre el tubo enmallado y la arena de la formación se puentea sobre el empaquetamiento, permitiendo que solo se produzcan los fluidos de la formación y algunas partículas muy finas.

4.6.1. Diseño de un empaquetamiento con grava^{23, 26}. Al hablar del control de la producción de arena de una formación, es importante diferenciar la producción de los granos de cementación o los granos de arena de la formación, con las partículas finas asociadas con la formación pero que no son parte de su estructura.

Los finos son partículas muy pequeñas que se depositan en los espacios porosos de todo el yacimiento y se producen con los fluidos de la formación.

Un empaquetamiento con grava se debe diseñar para permitir la producción de estos finos y evitando de esta manera que taponen los espacios porosos de la formación y disminuya la productividad del pozo.

El principal objetivo de un empaquetamiento con grava es controlar la producción de todos los materiales presentes en la formación sin disminuir la productividad del pozo, para lo cual se necesita un buen diseño del empaquetamiento.

Los elementos esenciales que se deben tener en cuenta para un buen diseño de empaquetamiento con grava son:

- Muestra representativa de la arena de la formación.
- Análisis de la distribución del tamaño de los granos de arena de la formación (Análisis granulométrico).
- Coeficiente de uniformidad "Cu".
- Selección del tamaño crítico de la grava.
- Relación grava/arena.
- Determinación del tamaño de las ranuras del "liner" y de la malla de retención.
- Selección del espesor del empaquetamiento.
- Especificaciones de la grava.

4.6.1.1. Muestra representativa de la arena de la formación. El primer paso para diseñar un empaquetamiento con grava es obtener una muestra representativa de la arena de la formación.

Una muestra de arena de la formación tomada en el equipo de superficie, tal como en las líneas de flujo, en los separadores, en los tanques, etc., será representativa de las fracciones finas de la arena de la formación pero no aportará nada para el

análisis del tamaño de las partículas más grandes que no alcanzan a ser arrastradas hasta superficie por los fluidos.

En el caso contrario, una muestra tomada en el fondo del pozo con una bomba de cable para desarenar (*Sand Bailers*) tendrá más contenido de fracciones gruesas. Una muestra bastante representativa sería un corazón de pared, pero es difícil de obtener, principalmente en aquellos pozos que han producido gran cantidad de arena.

Un corazón es una muestra representativa ideal de la formación y su análisis es bastante exacto, si se dispone de varios núcleos de la misma formación.

4.6.1.2. Análisis de la distribución del tamaño de los granos de arena. Las muestras obtenidas de la formación se lavan con solventes y con agua para remover los contaminantes, luego, se secan, se pesan y se pasan a través de una serie de tamices; éste proceso recibe el nombre de tamizado (*sieving*).

El material arenoso retenido en cada tamiz se pesa y el porcentaje retenido acumulado se grafica contra el tamaño de la abertura de la malla utilizada, obteniéndose una curva llamada “Análisis de la distribución del tamaño de los granos de arena” tal como lo ilustra la figura 23.

La pendiente de la curva del análisis del tamizado expresa el grado de uniformidad de la arena de la formación. La pendiente casi vertical de la curva A en la figura 23 representa una arena de tamaño muy uniforme, mientras que la curva D, que tiende a ser horizontal, representa una arena de formación, de tamaño poco uniforme.

4.6.1.3 Coeficiente de Uniformidad. El coeficiente de uniformidad “Cu”, permite reconocer la uniformidad de la arena de la formación. Este coeficiente se define como la relación del tamaño de arena del 40 porcentual a la del 90 porcentual en la curva del análisis de la distribución del tamaño de los granos de arena, así:

$$\text{Coeficiente de Uniformidad } Cu = \frac{D_{40}}{D_{90}} \quad (\text{Ec. 6})$$

La guía para expresar el grado de uniformidad de la arena de una formación es:

Cu < 3 arena uniforme

3 < Cu < 5 arena poco uniforme

Cu > 5 arena no uniforme

4.6.1.4. Selección del tamaño crítico de la grava²³. Los principales parámetros para el diseño de un empaquetamiento con grava se basan en la selección del tamaño óptimo de la grava con relación al tamaño de la arena de la formación.

La selección del tamaño crítico de la grava para el diseño de un empaquetamiento es aun materia de discusión y ésta se basa en los criterios de muchos investigadores.

Algunos criterios son:

- COBERLY Y WAGNER: recomiendan que el tamaño de la grava (DG) que se debe utilizar en el empaquetamiento debe ser 10 veces mayor que el tamaño del 10 porcentual (D₁₀) en la curva del análisis de distribución del tamaño de los granos de arena.

$$DG = 10 \times D_{10} \quad (\text{Ec. 7})$$

- GUMPERTZ: recomienda que el tamaño de la grava (DG) sea 11 veces mayor que el tamaño del 10 percentual (D_{10}), de la misma gráfica.

$$DG = 11 \times D_{10} \quad (\text{Ec. 8})$$

- HILL: recomienda que el tamaño de la grava sea 8 veces mayor que el 10 percentual (D_{10}).

$$DG = 8 \times D_{10} \quad (\text{Ec. 9})$$

- KARPOFF: recomienda que el tamaño de la grava sea 5 veces mayor que el 50 percentual (D_{50}) y 10 veces mayor para obtener así dos tamaños límites.

$$DG = 5 \times D_{50} \quad (\text{Ec. 10})$$

$$DG = 10 \times D_{50} \quad (\text{Ec. 11})$$

-SCHWARTZ: definió que la arena es uniforme si el coeficiente "Cu" es mayor que 5 y que la arena es no uniforme si "Cu" es mayor que 5.

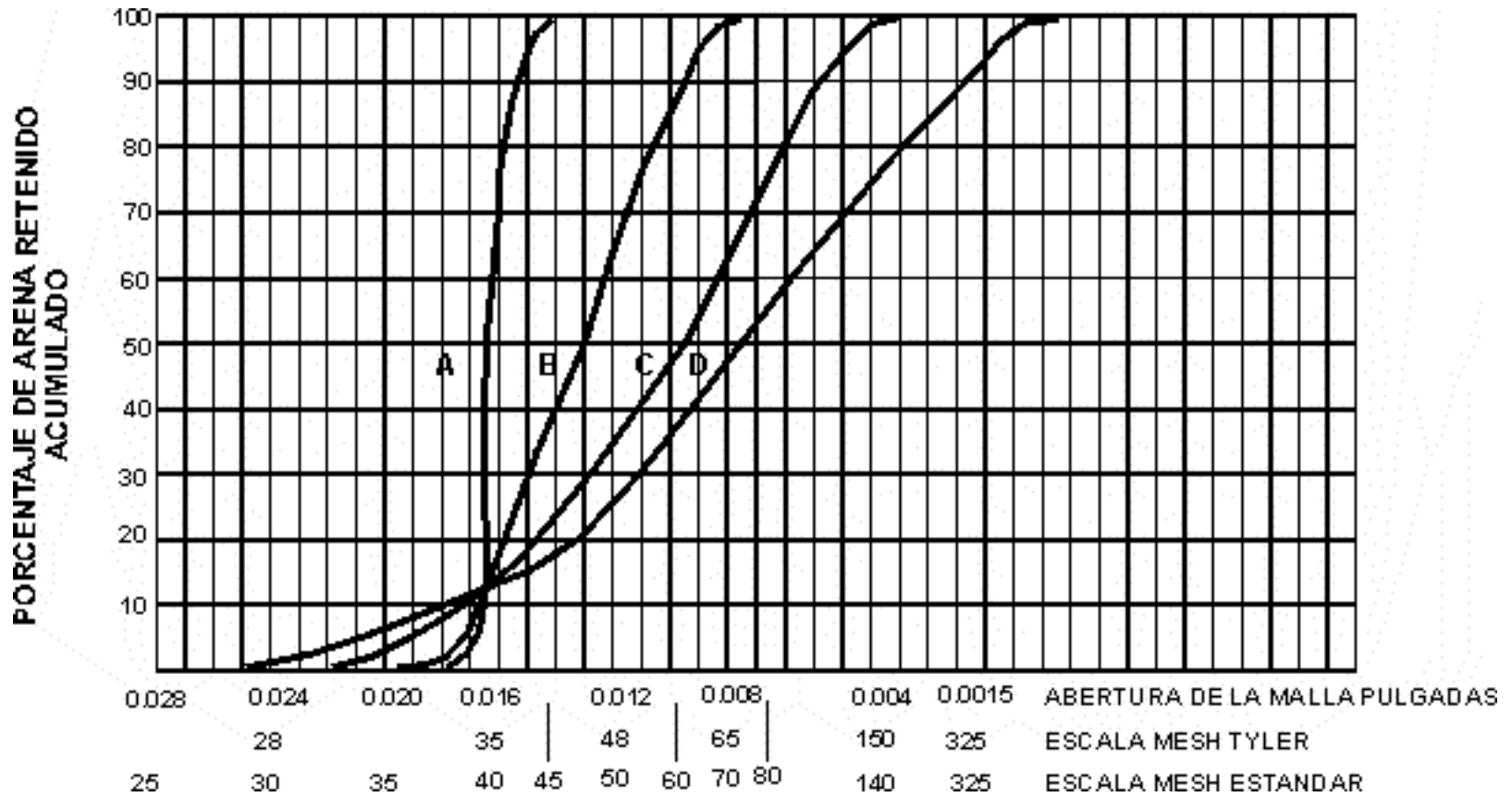
Schwartz recomienda que el tamaño de la grava para una arena con "Cu" >5 sea 6 veces el tamaño del 40 percentual y para una arena con $Cu < 5$ sea 6 veces el tamaño del 10 percentual.

$$\text{Para arena con } Cu > 5 \quad DG = 6 \times D_{40} \quad (\text{Ec. 12})$$

$$\text{Para arena con } Cu > 10 \quad DG = 6 \times D_{70} \quad (\text{Ec. 16})$$

$$\text{Para arena con } 5 < Cu < 10 \quad DG = 6 \times D_{40} \quad (\text{Ec. 15})$$

23. Análisis de la distribución del tamaño de los granos de arena



(Tomado de "Considerations in gravel pack design" Ref. 13)

- STEIN: recomienda que el tamaño de la grava para un empaquetamiento debe ser 4 veces mayor que el tamaño del D_{15} porcentual.

$$DG = 4 \times D_{15} \quad (\text{Ec. 17})$$

- B. J. HUGHES: define que una arena es uniforme si el coeficiente de uniformidad es menor o igual a 3 y que una arena no es uniforme si "Cu" es mayor que 3; el tamaño de la grava para un empaquetamiento lo define así:

$$\text{Para arena uniforme } Cu \leq 3 \quad DG = 5 \times D_{50} \quad (\text{Ec. 18})$$

$$DG = 10 \times D_{50} \quad (\text{Ec. 19})$$

$$\text{Para arena no uniforme } Cu > 3 \quad DG = 4 \times D_{50} \quad (\text{Ec. 20})$$

$$DG = 8 \times D_{50} \quad (\text{Ec. 21})$$

- *BAKER SAND CONTROL*: determina que el tamaño crítico de diseño de la grava es el 50 porcentual, leído en la gráfica de distribución de tamaño de los granos de arena, y estima que multiplicando el 50 porcentual (D_{50}) por 4 y por 8, se obtiene el rango de tamaño de grava para hacer un empaquetamiento óptimo.

$$DG = 4 \times D_{50} \quad (\text{Ec. 22})$$

$$DG = 8 \times D_{50} \quad (\text{Ec. 23})$$

- SAUCIER: recomienda que el tamaño de la grava debe ser 5 o 6 veces el tamaño del 50 porcentual (D_{50}) en la figura 24.

$$DG = 5 \times D_{50} \quad (\text{Ec. 24})$$

$$DG = 6 \times D_{50} \quad (\text{Ec. 25})$$

4.6.1.5 Relación grava/arena¹³. La relación grava/arena se define como la relación entre el tamaño medio de la grava y el tamaño promedio del grano de arena de la formación, en puntos porcentuales iguales.

La relación grava/arena puede generar las siguientes situaciones:

- Si la relación grava/arena es muy alta, la arena de la formación invade el empaquetamiento y, por lo tanto, reduce la permeabilidad de la zona empacada. El punto máximo establecido por Saucier para la relación grava/arena es 6; con este valor no se daña la permeabilidad del empaquetamiento y se tiene un buen control de la arena en el pozo, como lo ilustra la figura 25.

Si la relación grava/arena es pequeña, el empaque será fácilmente taponado por los finos de la formación o por los sólidos contenidos en los fluidos de reacondicionamiento tal como se muestra en la figura 24.

La figura 24 muestra que el rango teórico óptimo que debe tener la relación grava/arena según Saucier, está entre 5 y 6; este rango proporciona un buen control de la arena de la formación y una buena productividad del pozo.

Cuando la relación grava/arena es de 15, la permeabilidad del empaquetamiento con grava es buena pero el control de la producción de arena es malo, puesto que la arena de formación se puede mover fácilmente a través del empaquetamiento.

La grava comercialmente disponible contiene un rango de tamaños de granos determinado. Los tamaños de la grava comúnmente utilizados en trabajos de empaquetamiento se presentan en la tabla 5.

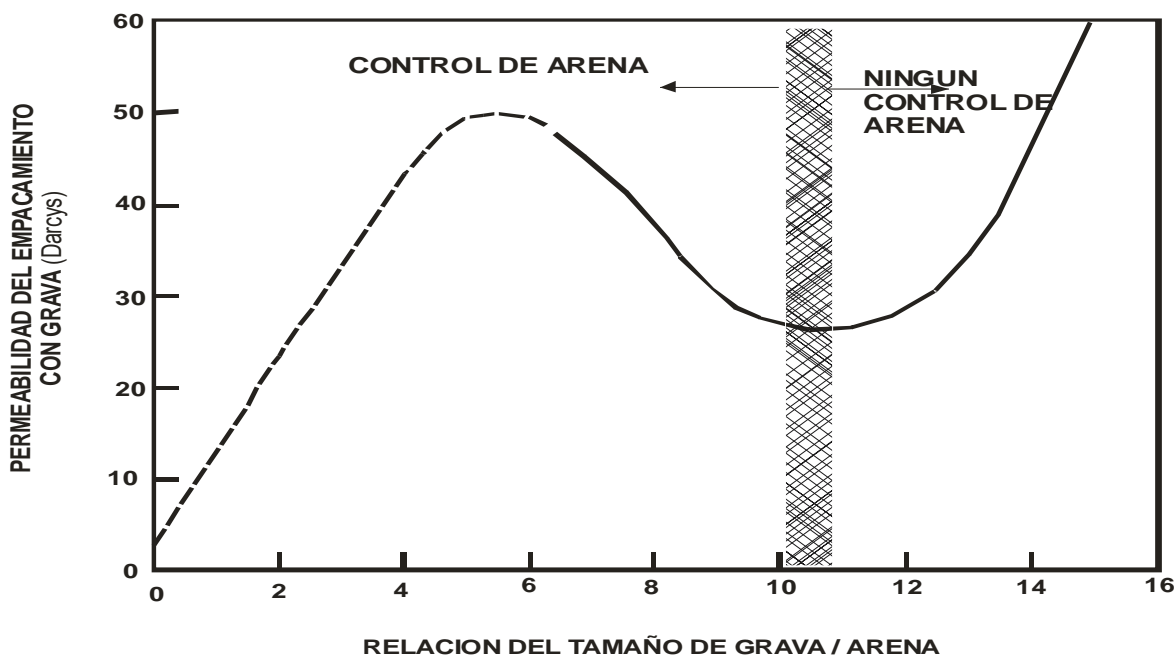
Tabla 5. Tamaños de grava comercialmente disponibles

TAMAÑO DE LA GRAVA		TAMAÑO DE LA RANURA
U.S. Mesh	Pulgadas	Pulgadas
6-8	0.132-0.094	0.080
8-10	0.094-0.066	0.050
10-20	0.066-0.033	0.020
20-40	0.033-0.017	0.012
40-60	0.017-0.009	0.008

(Tomado de "Análisis del control de arena" Ref. 23)

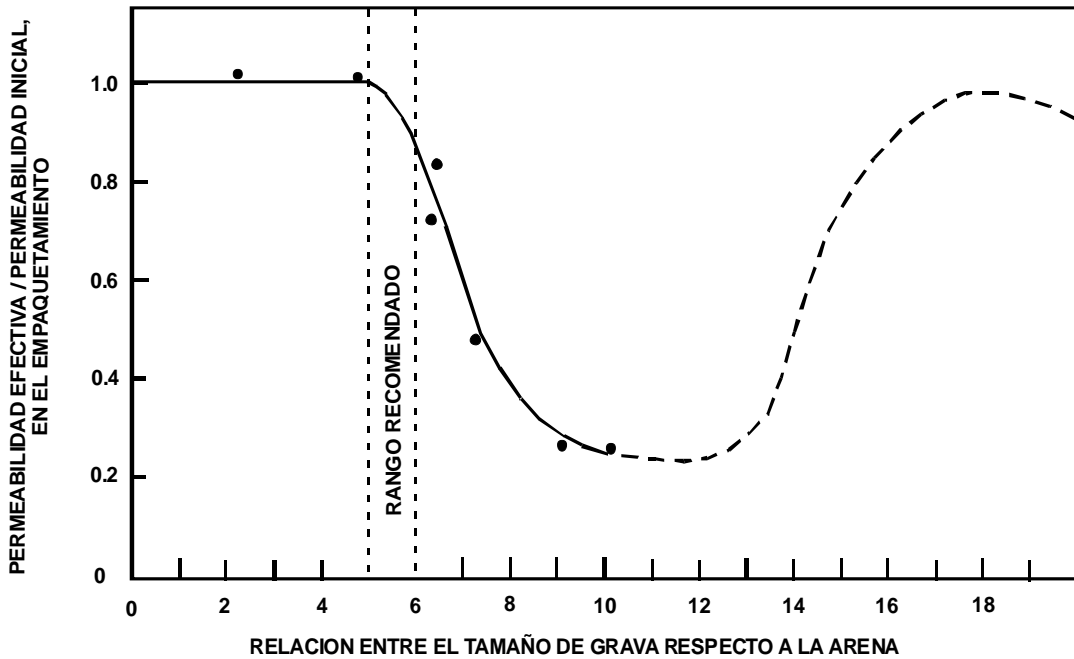
La tabla 5. Sirve como guía para determinar el tamaño de las ranuras que debe tener la malla de retención o el "liner" ranurado. También se debe conocer el concepto de malla U.S. Mesh; Éste tipo de tamaño corresponde al número de orificios por pulgada cuadrada de esa malla.

Figura 24. Efecto de la razón grava/arena sobre el control de la producción de arena en pozo



(Tomado de "Considerations in gravel pack design" Ref. 13)

Figura 25. Permeabilidad de un empaquetamiento con grava según Saucier



(Tomado de "Considerations in gravel pack design" Ref. 13)

4.6.1.6. Determinación del tamaño de la ranuras de la malla de retención. El tamaño de las ranuras, en el caso de tubería ranurada o la abertura de la malla, debe ser lo más grande posible siempre y cuando impida el paso de la grava más pequeña utilizada para empaquetar, tanto en el bombeo de la grava como durante el tiempo de producción del pozo.

El tamaño de las ranuras también se puede determinar por la siguiente ecuación:

$$Ar = 2 \left(D_2 + \frac{D_1 - D_2}{2} \right) \quad (\text{Ec. 26})$$

Donde, Ar = Ancho de la ranuras, pulgadas.

D_1 = Diámetro del grano más grande de grava utilizada, pulgadas.

D_2 = Diámetro del grano más pequeño de grava utilizada, pulgadas.

4.6.1.7. Flujo a través de perforaciones. Como ya se vió, para la selección de densidades y espaciamiento de los cañones juegan un papel primordial, tanto para la producción óptima del pozo como para operaciones posteriores a esto.

Un trabajo óptimo de empaquetamiento requiere perforaciones limpias, libres de ripios o escombros, todo esto se puede obtener gracias a un adecuado procedimiento de cañoneo utilizando fluidos limpios, presión ideal de bajo balance para cañonear (si se escogió cañonear de esta forma) u óptimos trabajos de reacondicionamiento tales como lavados, estimulaciones acidas y suaveo.

4.6.1.8. Especificaciones de la grava. La calidad de la grava empleada para hacer un empaquetamiento influye notablemente sobre la permeabilidad del empaque colocado en el fondo del pozo. Si la grava usada en el empaquetamiento no es completamente limpia, la relación de tamaño grava/arena aumenta y puede sobrepasar de 6, afectando la permeabilidad del empaquetamiento.

El API recomienda hacer las siguientes pruebas, a la grava utilizada en los empaquetamientos:

- Análisis de tamizados: la grava se hace pasar a través de una serie de tamices y el peso retenido en cada malla será un porcentaje del peso total de la grava.

- Análisis de esfericidad y redondez: la grava debe tener la mayor similitud con una esfera a fin de evitar el rompimiento de la grava cuando se éste bombeando al pozo.

- Análisis de la solubilidad en ácido: cuando la grava se sumerge durante 1 hora en ácido clorhídrico (HCl) al 15%, la solubilidad de la grava en el ácido no debe ser mayor de 1% en peso. Cuando la grava se sumerge en “mud ácid” (12% HCl –3% HF) durante 1 hora, la solubilidad no debe ser mayor al 3% en peso.

- Análisis de turbidez: la turbidez es una medición óptica de la falta de transparencia de un fluido; el A.P.I. recomienda mezclar la grava con agua desmineralizada y dejarla en reposo durante 30 minutos; luego se agita vigorosamente durante 5 minutos, se extraen 25 mililitros de la muestra y se le hallan las unidades neflométricas de turbidez (NTU) con un medidor de turbidez. Estas unidades indican la limpieza relativa del fluido donde se hizo la prueba.

- Análisis de la resistencia a la trituración: el A.P.I. recomienda tamizar la muestra de grava en 2 mallas; primero, la grava tamizada se coloca en una celda donde se le aplica una presión de 2000 psi durante 2 minutos; segundo, la muestra se vuelve a tamizar durante 10 minutos. El material tamizado, luego de aplicar la presión se pesa y este peso se reporta como porcentaje de la resistencia de la grava a la trituración.

Otras especificaciones adicionales de la grava son:

- Contenido de Cuarzo: la grava debe tener mínimo 95% de cuarzo.
- Policristalinos: la grava debe tener bajo contenido granos policristalinos.
- Finos: el contenido de finos de la grava debe ser menor al 2% en peso.

- **Tamaño:** la distribución del tamaño de la grava no debe ser mayor al 2% en peso, por cada límite del rango especificado.

4.6.1.9. Espesor del empaquetamiento. Existen dos condiciones límites para el diseño y la escogencia de los espesores de operación de la grava. Un valor mínimo viene dado por los valores oscilantes de entre cuatro o cinco veces el diámetro de la grava más grande, en realidad por lo general se toma una pulgada radial de espesor para condiciones de centralización absoluta, es decir, que el *liner* o la malla sean totalmente concéntricas con el pozo, para pozos desviados u horizontales esta condición es difícil de cumplir caso por el cual se puede tomar como límite mínimo de 1.2 a 1.5 pulgadas radiales dependiendo del diámetro del pozo. El máximo diámetro del empaque esta limitado por el tamaño del *liner* ranurado o de la malla y por el diámetro interno del pozo.

4.6.1.10. Fluidos de transporte para empaquetamientos con grava. En operaciones costa-fuera es de suma importancia condiciones logísticas que cumplan las especificaciones requeridas para realizar una operación de empaquetamiento con grava, se debe tener en cuenta que pozos horizontales y desviados requieren de ciertas tratativas especiales. El medio en el cual se va a realizar el trabajo de reacondicionamiento es de suma importancia, la velocidad de descenso de la mezcla fluido de transporte-grava resulta ser crítica sobre todo cuando se atraviesa la sección marina a través del *riser*, la inclemencia del oleaje sobre el *riser* tiene la incidencia directa sobre la tubería conductora de la mezcla, cambios bruscos de la posición de la tubería ocasionarán choques entre la grava de la mezcla y la pared de la tubería conductora, velocidades superiores a los 20 bbl/min no son adecuadas para condiciones de alta oscilación, consideraciones de la presión de fondo como de superficie son de suma importancia sobre todo para pozos someros con presiones relativamente altas o pozos sobre

presionados donde controlar la presión de superficie resulta una operación crítica. A mayores presiones de sometimiento de tubería mayores riesgos.

El diseño de los fluidos de transporte, también llamados fluidos acarreadores resulta ser muy importante para el éxito del empaquetamiento, los resultados posteriores al empaquetamiento, dependerán en gran medida del fluido de transporte utilizado.

Comúnmente se conocen dos tipos de fluidos acarreadores:

- Fluidos lisos o convencionales.
- Fluidos de alta densidad.

Los fluidos lisos o convencionales representan el grupo de fluidos de baja viscosidad con propiedades reológicas relativamente pobres, representan el tipo de fluido utilizados al inicio del procedimiento de empaquetamiento con grava, en términos generales este tipo de fluido presentan características tales como bajos costos de empaquetamiento, bajas concentraciones de grava (0.25 a 1 lb/gal) y poca capacidad de suspensión, como resultado de su baja viscosidad (1 a 45 cp), poca capacidad de transporte por volumen de fluido lo cual resulta en la utilización de grandes cantidades de fluido, altas pérdidas de fluido hacia la formación, altas tendencia a precipitación de grava, altas tasas de bombeo (4-15 bbl/min) necesarias para prevenir la segregación de la grava durante su colocación, tendencia a fracturamiento de grava, producción de finos, erosión en el la puerta de *cross over* y el revestimiento como consecuencia de las altas tasas de bombeo requerido, propensión al mezclado de grava con la arena de la formación, tendencia a taponar las ranuras del empaque generando falsas presiones de taponamiento y largos tiempos de bombeo.

Fluidos tales como petróleo crudo, aceite diesel, agua salada de la formación, salmueras tanto de sales simples (salmueras de densidad aproximada a 10 lb/gal y de 5 a 10 % de NaCl o 1 a 3 % de ClCa y ClK de % en peso) como de dos sales (con densidades desde 10a 19.1 lb/gal y consisten en mezclas de sales de ClNa, ClCa, BrCa y ClZn) hacen parte de este tipo de fluidos.

Las características anteriormente mencionadas hacen concluir que este tipo de fluidos crean altas caídas de presión a través del conjunto perforaciones - grava sin mencionar los programas logísticos que esto involucra, este tipo de fluido resulta ser poco utilizado en operaciones costa fuera y su utilización se ve reducida a trabajos de lavado o remoción de arena precipitada en el fondo del pozo.

La utilización de este tipo de fluido tuvo mucho auge a mediados de los años ochenta debido a su bajo costo y su relativa facilidad de adquisición pero el gran aumento en la perforación de pozos desviados en donde estos fluidos resultan ser poco convencionales y la disminución en los precios de los fluidos de alta densidad ha mermado su utilización. En la actualidad el petróleo crudo resulta funcional en trabajos en pozos someros no desviados o con bajas presiones de fondo, el aceite diesel al igual que el petróleo crudo también resulta funcional para yacimiento de baja presión, el agua salada de formación en general su uso se restringe a pozos inyectoros (cuando existe el proceso de inyección de agua), también es muy utilizada en pozos duales (inyecto-productores).

En pozos de aguas profundas la utilización de este tipo de fluido para empaquetar con grava y en general como fluido de reacondicionamiento resulta prácticamente nula salvo algunas consideraciones especiales para pozos inyectoros cuando son fluidos compatibles con la formación.

Los fluidos de alta densidad al contrario de los lisos muestran buenas propiedades reológicas (viscosidad, capacidad de arrastre, esfuerzos cortantes), éstos presentan características totalmente opuestas a los fluidos lisos tales como bajas tasas de bombeo (0.25 - 1 bbl/min), cortos tiempos de bombeo y bajas pérdidas de fluido.

Dentro de este tipo de fluido encontramos los fluidos gelificados (que pueden ser base agua, base aceite, base alcohol, base ácido), fluidos entrecruzados y los polímeros. Estos fluidos se caracterizan por ser una mezcla del fluido continuo más un agente gelificante que puede ser un polímero (Hidroxi Etil Celulosa HEC por ejemplo) el cual proporcionará una densidad óptima de operación de entre 300 a 600 cps. Los gelificados base agua como su nombre lo indica utilizan como fluido continuo el agua que puede ser salada o fresca, estos fluidos son económicos, aseguran buena mojabilidad de la grava, tiene pocas pérdidas por fricción (75 % menos que los fluidos convencionales), suministran un buen gradiente hidrostático y son menos contaminantes lo que las hace ideales para operaciones costa fuera. Los fluidos convencionales base aceite utilizan como fluido continuo el kerosene, diesel o xilene y destilado de crudos pesados. Los fluidos base alcohol utilizan alcohol metílico y los base ácido utilizan ácido clorhídrico y fluobórico (HCl y HBF₄).

Los fluidos entrecruzados son un tipo de gel especial por lo general más viscoso que los agentes gelificantes más comunes (HS), esto debido a que el peso molecular se ve incrementado por un encadenamiento intermolecular producido por un agente facilitador del proceso de entrecruzamiento llamado "agente *crosslinking*".

Los polímeros resultan ser una excelente alternativa para operaciones en pozos desviados y se amoldan muy bien a las condiciones de trabajo para procedimientos costa fuera, debido a las múltiples facetas que pueden presentar ya que dominan altos rangos de viscosidades, esfuerzos, propiedades de transporte y gelificantes a condiciones de extrema operación.

En general podemos establecer dos tipos de polímeros orgánicos e inorgánicos. Los polímeros orgánicos se degradan a temperaturas superiores a 300 °F y poseen la propiedad de ser altamente viscosos con un mínimo contenido de sólidos tanto solos o combinados con arcillas. Los polímeros sintéticos poseen la propiedad de ser los de mayores condiciones de operación ya que pueden poseer propiedades en rangos muy distintas las cuales le dan condiciones muy deseables a los fluidos de reacondicionamiento. La siguiente tabla muestra los polímeros orgánicos e inorgánicos más utilizados como transporte de la grava para un proceso de empaquetamiento.

Tabla 6 .Polímeros utilizados comúnmente en transporte de grava

Fluidos	Clase	Temperatura de operación máxima (°F)
<i>Guar – Gum</i>	Orgánico	240
Almidón	Orgánico	240
HEC	Sintético	350
Grispac	Sintético	350
CMHEC	Sintético	Aprox 400
HPG	Sintético	Aprox 400

(Tomado de: “Análisis del control de arena” Ref. 23)

Tabla 7. Resumen comparativo entre las técnicas de consolidación y los métodos mecánicos (empaquetamiento con grava y *screens*)

Características de la formación	Métodos mecánicos	Consolidación química
Esfuerzos en la formación	No produce cambios en los esfuerzos <i>in-situ</i> .	Producen considerables esfuerzos adicionales a la formación.
Permeabilidad	Algunas de estas técnicas reducen K.	Algunas de estas técnicas reducen K.
Formaciones con cantidad de finos < 10%	Muy aplicable como trabajo preventivo.	Muy aplicable como trabajo preventivo.
Formaciones con cantidad de finos > 10%	Aplicable con técnicas especiales en el trabajo.	Aplicable solo bajo una buena inyección de resina.
En completamiento hueco abierto	Aplicable con técnicas especiales en el trabajo.	No es aplicable, presenta pocos éxitos históricos, problemas en la distribución uniforme.
En completamiento hueco revestido	Muy aplicable como trabajo preventivo.	Usualmente aplicable como trabajo preventivo.
En revestimientos tipo <i>slim</i>	Mantiene grandes restricciones en el uso de los <i>screens</i> .	Muy aplicable como trabajo preventivo.
Producción de crudo	Es muy aplicable, la vida del trabajo depende del <i>screen</i> y la calidad de la grava.	Muy aplicable como trabajo preventivo, duración del trabajo de 3 a 8 años
Temperaturas bajas en fondo, < 120°F	Muy aplicable como trabajo preventivo.	Provisionalmente aplicable, se presentan problemas en la curación en algunas resinas.
Temperaturas medias en fondo	Muy aplicable como trabajo preventivo.	Muy aplicable como trabajo preventivo.
Temperaturas altas en fondo, > 250°F	Usadas provisionalmente, se requieren empaquetamientos y <i>screens</i> especiales.	Reducida durabilidad del trabajo, tiempo de posicionamiento limitado.
En la inyección de gas	Usadas provisionalmente, se requieren empaquetamientos y <i>screens</i> especiales.	Algunas veces aplicado con resinas de características especiales.

(Tomado de: "Modern Well Construction & Completion Practices" Ref. 24)

4.7. OPERACIONES DE EMPAQUETAMIENTO

Empaquetar un pozo en sistemas costa fuera requiere algunas consideraciones especiales, es de tener en cuenta que muchas operaciones particulares de empaquetamiento realizables en tierra firme, por condiciones

logísticas, mecánicas, ambientales o de seguridad en sistemas costa fuera no se pueden realizar.

Una operación de empaquetamiento se puede realizar como operación adherida al completamiento del pozo, como un método para prevención de arenamientos futuros de este, caso en el cual la logística e instalaciones en los procedimientos precedentes (perforación) es prácticamente la misma, cuando el empaquetamiento se realiza para controlar la producción de arena en pozos que ya vienen presentando este problema dicha operación podría entenderse como una operación de *workover*.

En la actualidad muchas compañías deciden empaquetar los pozos antes de colocarlos en producción, esto sin embargo es un procedimiento dependiente de muchos factores a analizar antes de ser determinados:

- Historia de la producción del campo si este no ha presentado problemas de arenamientos hasta el momento o si el arenamiento presentado es manejable mediante métodos de control en el fondo o en superficie.
- El incremento porcentual en la cantidad de la arena producida y las predicciones hechas para obtención de volúmenes de arenas en el futuro.
- La tasa esperada de producción del pozo y los medios de producción, todo esto analizado dentro de las tratativas de costos para evaluar si resultaría conveniente económicamente hablando de retirar la sarta de producción y realizar la operación en comparación con los beneficios esperados en caso que el arenamiento se presentase.

Un empaquetamiento convencional muy común para pozos viejos con problemas moderados de invasión de arenas es el empaquetamiento de las cavernas formadas por la erosión causada por el arrastre del flujo a través de

la formación la cual facilita la desconsolidación de la arena adyacente a la cara del pozo llevándola consigo a través del pozo. Este tipo de cavernas se presentan comúnmente en pozos viejos. El procedimiento que se sigue es el siguiente:

- Se realiza el proceso de acople al pozo, esto es sentar el equipo en superficie (torre, preventora si se considera necesario) para pozos innatos, o la conexión al *riser* de *workover* y pruebas de seguridad de este para pozos post -conectados como se explicó en el capítulo 3.

- Se inicia la puesta a punto de un pozo lo que implica la desinstalación de las bombas de producción si el pozo está sometido a cualquier tipo de levantamiento artificial, si el pozo se encuentra en flujo natural se puede recurrir al mismo *tubing* de ascenso (poco recomendada) para realizar procedimientos, la puesta a punto también incluye el lavado de fondo y la calibración del hueco, la instalación de la sarta para el empaquetamiento.

- La sarta de empaquetamiento para este tipo de operación es comparativamente sencilla y consta de la tubería de lavado y la malla o el *liner* ranurado realizando un procedimiento normal de circulación, cabe anotar que esta operación no implica grandes requerimientos y es relativamente sencilla de realizar, en pozos verticales la operación se simplifica aún más, en pozos desviados u horizontales la operación como una circulación sencilla se restringe para pozos en donde el empaquetamiento cubra parte de la sección vertical del pozo ya que la gravedad es una variable importante en el asentamiento de la grava, para pozos en donde la sección a empaquetar no cubra la parte vertical de este o con alguna inclinación en donde la gravedad colabore con el asentamiento de la grava métodos de circulación diferentes tales como flujos cruzados son

viables para realizar dicha operación de manera similar a como se empaquetan todos los pozos con estas características

4.7.1. Métodos de empaquetamiento. En general se tiene dos formas distintas de empaquetar un pozo de acuerdo a las condiciones de completamiento en las cuales este opere:

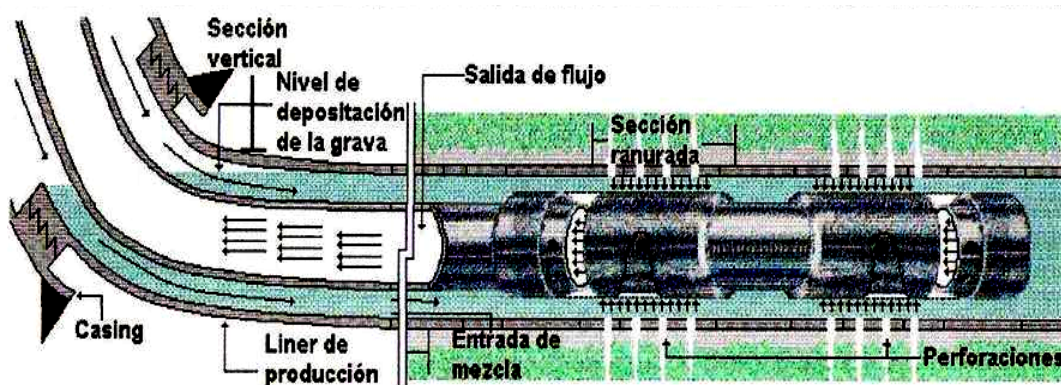
- Hueco revestido
- Hueco abierto

4.7.1.1. Empaquetamientos en hueco revestido. Para empaquetar un hueco revestido se pueden seguir varios procedimientos cuya viabilidad dependerá de trabajos los mecánicos efectuados al pozo, la inclinación y grado de producción de arena. Los métodos más utilizados son:

4.7.1.1.1. Método de circulación (lavado convencional). Este método como su nombre lo indica y como ya se explicó en parte para el empaquetamiento de cavernas en pozos viejos se basa en un circulación ya sea normal o en reversa de la mezcla (grava fluido de reacondicionamiento) para provocar el asentamiento de la grava por simple depositación, teniendo en cuenta que en ninguna parte del procedimiento se sobre-presiona la mezcla y que esta no encuentra ningún tipo de restricción en el movimiento a través del anular, este procedimiento se realiza de manera normal en pozos verticales en donde la verticalidad del pozo provoca una depositación homogénea de la grava perpendicular a la sección transversal de este. En pozos desviados u horizontales debido al grado de inclinación de los pozos y a que la grava tiende a depositarse en de manera homogénea a través de una sección horizontal, el área de depositación de estos pozos no concordará con el plano de precipitación de la grava lo que provocará ángulos de inclinación de la grava con respecto a la inclinación del pozo, de manera

similar a como ocurre con el comportamiento del nivel del agua con respecto al área transversal del recipiente que lo contenga cuando este es inclinado, es por esta razón que para realizar este tipo de empaquetamiento es necesario que este cubra una parte vertical de la sección del pozo o en su defecto secciones de pozo que más se acerquen a la verticalidad.

Figura 26. Esquema de la técnica de circulación o lavado convencional en reversa para el empaquetamiento con grava para un pozo horizontal revestido



(Tomado de: "Especificaciones, diseño y logística de operaciones *workover* en sistema costa-fuera" Ref. 26)

4.7.1.1.2. Métodos flujos cruzados. Este método utiliza una sección de contra flujo en la parte de la sarta inmediatamente anterior al Uñero a la malla para el empaquetamiento, el contra flujo se asegura asentando un empaque alrededor sección de contraflujo de la sarta la cual impide que la grava alcance secciones superiores del anular entre la línea para el empaquetamiento y el casing o *liner*, el volumen de la grava (V_g) viene dado por:

$$V_g = C_c L_c - V_{el} \quad (\text{Ec. 27})$$

Donde:

C_c - Capacidad del casing (bbl/pie).

L_c - Longitud de operación (pie).

V_{el} - Volumen ocupado por la sección del *liner* o la malla y sarta dentro de la futura operación (bbl).

Figura 27. Esquema de la técnica en flujos cruzados para el empaquetamiento con grava de pozo horizontal en hueco revestido



(Tomado de: "Especificaciones, diseño y logística de operaciones *workover* en sistema costa-fuera" Ref. 26)

4.7.1.2. Empaquetamiento hueco abierto. Este tipo de pozos se pueden completar utilizando el procedimientos con mallas preempacadas.

Las mallas preempacadas es el método más común para puentear huecos abiertos, y es una parte de completamiento de este tipo de pozos, consiste simplemente en conectar una longitud L de malla preempacada con grava del diámetro X preestablecido por los diseños anteriormente mencionados a la sección final del liner de completamiento de tal forma que la malla concuerde con la zona productora al empaquetar y la sección del *liner* aisle las zonas adyacentes.

Figura 28. Esquema de un empaquetamiento para un pozo horizontal hueco abierto mediante la utilización de *liner* o mallas pre-empacado



(Tomado de: "Especificaciones, diseño y logística de operaciones *workover* en sistema costa-fuera" Ref. 26)

4.8. Tecnologías alternativas en la estabilización de pozo y control de arena

A principios de los años 90, el desarrollo de tecnologías de fluidos y de perforaciones mejoradas condujo a avances en perforación horizontal y de alcance extendido. Solamente completamientos con *screen* se convirtieron en un modo de terminación favorable para completar en formaciones de roca poco consolidada (para pozos hueco abierto largos) con pozos que suministran la capacidad de distribuir altas tasas de producción. Pero en parte debido a la enorme variedad en los tipos de formaciones, este método de completamiento experimentó muchas fallas cuando se hizo la terminación en arenas de los yacimientos más sucios y más estratificados. A finales de los 90, la técnica de empaquetamiento con grava en pozos hueco abierto horizontales fue refinada y extendida junto con el sistema de herramientas hoyo-abajo que se usan hoy en día¹¹.

A la par con los avances en la perforación, los fluidos usados en estas perforaciones, tortas filtrantes, herramientas hoyo-abajo, los *screens* se continúan haciendo para expandir el conjunto de aplicaciones de los empaquetamientos con grava en pozos hueco abierto horizontales, y como

cualquier nueva tecnología, todavía existen limitaciones que deben ser tenidas en cuenta. Una de esas limitaciones es que los yacimientos que son completados de esta forma deben tener un diferencial de presión suficiente entre la presión de poro y el gradiente de fractura que permitan el correcto posicionamiento de la grava. Ahora están disponibles dispositivos para bajar la densidad de circulación equivalente (ECD), estos permiten el empaquetamiento exitoso de intervalos más largos con distribuciones de presión más uniformes.

Se han hecho grandes inversiones económicas en los fluidos para empaquetamiento de grava que elimina la necesidad de cambiar de un lodo de perforación de base aceitosa (OBM) ó un sistema de lodos de perforación de base aceitosa sintético (SOBM) a uno basado en salmuera¹², como también fluidos para el empaquetamiento de gravas libres de sólidos ahora están siendo comercializadas. Optimización en fluidos para el empaquetamiento de grava basados en salmuera han conducido al desarrollo de un fluido generador de ácidos *in situ* que elimina la necesidad de un tratamiento ácido posterior en pozos productores y de inyección.

Los métodos de control de arena son aplicados en yacimientos pobre y mal consolidados. A la fecha, existen muchos equipos, herramientas y métodos de control de arena que han venido desarrollándose incluyendo los *screens* independientes (*standalone screens*)²⁷, técnicas de empaquetamiento con grava de zonas múltiples en un solo viaje (*Single Trip Multizone Gravel Treat, STMGT*)²⁸, empaquetamientos a altas tasas de agua y empaquetamientos a fracturas (*Frac Pack, FP*)²⁸, los cuales se han utilizado con éxito en algunos campos petroleros. En vista del largo tiempo de las operaciones y de la alta complejidad del empaquetamiento con grava, la tecnología del control de arena con empaques expandibles es ahora una alternativa atractiva.

4.8.1. Los screen independientes (*Standalone Screen*)²⁷. La instalación de los screens independientes (*Wirewape*, preempacados y todas las *screens* metálicas mejoradas, etc.) han sido usadas para muchas y diferentes aplicaciones. Sin embargo, El flujo anular y la estabilidad del pozo son grandes preocupaciones para la productividad y/o la vida del pozo. Para lograr un efectivo control de arena los *screens* independientes fueron diseñados con un medio de filtración acomodado entre una cubierta protectora y una base de la tubería perforada, de esta forma la sarta completa es bajada al hueco como una solo unidad.

Los *screens* independientes comunes son de tres tipos en general: de grava, de polvo de metal sinterizado (también llamados tubos calados de fibras metálicas incrustadas) y los *mesh screens*. Aquellas operaciones en las que se usa *screens* de grava, se reemplaza la necesidad de trabajos de empaquetamiento con grava cuando se trata de ubicar grava después del *screen* y la base de la tubería, pues ya se confía en que el filtro reemplaza directamente la grava.

Un detalle en la fabricación de la *mesh screen* es que se coloca en poderosos hornos con temperaturas cercanas a los 2500 grados F, de esta forma el polvo sinterizado del metal o las fibras finas son derretidas juntas en sus puntos de contacto. Este medio sinterizado forma los espacios de poro relacionados con el tamaño del material original. La *mesh screen* y los *screens* preempacados actúan muy bien como empaquetamiento pero su construcción, según fabricantes, los hace más durables y de mejor acople a las exigencias de acentuados ángulos de los pozos horizontales.

Los *mesh screens* usan capas de alambres marcados con rayas cruzadas formando espacios medibles en micrones que crean un filtro mediano de porosidad uniforme. Por lo natural de su construcción, los tamaños de los

poros de los *screens* son mucho más uniformes que cualquier empaquetamiento con grava u otros materiales de preempacado (ver figura 29).

Fig. 29 Tipo de *screen* metálica mejorada



(Tomado de “Modern Well Construction & Completion Practices” Ref. 24)

4.8.2. Empaquetamientos con grava mejorados²⁹. El empaquetamiento con grava es una técnica muy aplicada en el completamiento de yacimientos con arenas inconsolidadas en una amplia variedad de tipos de arenas y completamientos incluyendo empaquetamientos con grava externos (*External Gravel Pack*, EGP) y empaquetamiento interno con grava (*Internal Gravel Pack*, IGP). Exitosos empaquetamientos con grava proporcionaran buena estabilidad en las proximidades del pozo y prevendrá el flujo anular cruzado abierto, aumentando la productividad del pozo y mejorando el flujo uniforme a lo largo de la zona productora. Sin embargo, un empaquetamiento con grava exitoso requiere de un adecuado diseño (disposición de la grava, selección

del *screen*, prueba de los fluidos de completamiento etc.), preparación detallada (simulación, ingeniería y equipos/herramientas), y una buena ejecución del trabajo debida a su alta complejidad.

Actualmente, el criterio más utilizado para la disposición de la grava es la fórmula de Saucier¹³ (observada en pasajes anteriores) la cual es muy adecuada para la mayoría de las arenas uniformes. Sin embargo, esta es demasiado general para satisfacer los requerimientos de todas las situaciones de control de arena. Esto se debe principalmente a la carencia de consideraciones de geometría de la estructura del empaque, el deterioro del mecanismo, y sorteamiento de las arenas de grava y de la formación.

G. Ren^{14,15} ha desarrollado un modelo estructurado de empaquetado de grava en 3D para simular el arreglo de la estructura del empaque y su porosidad, permeabilidad y la distribución de las gargantas de poro (*Pore Throat Distribution*, PTD). Basado en la distribución de las gargantas de poro, un nuevo diseño de escogencia de la grava ha sido desarrollado, que considera la grava y la distribución de la arena de la formación, esto da garantía de que la arena de la formación forma una interfase torta/externa sobre la grava. Por lo tanto, la adecuada selección del tamaño de grava requiere de un buen y confiable modelamiento de la disposición de esta.

En comparación con la instalación de *screens* independientes el empaquetamiento con grava es una mejor alternativa para el control de arena en variadas situaciones de fondo de pozo, el cual eliminará el flujo anular abierto y mantendrá la estabilidad del pozo si el éxito del empaquetamiento con grava es alcanzado.

En la figura 30 se observa un novedoso empaquetamiento con grava en pozos horizontales, se trata de la técnica de posicionamiento de la grava *Alfa*

*Beta Wave*²⁴ aplicada en hueco abierto con excelentes beneficios a la hora de mantener una adecuada torta filtrante alrededor de la cara de la formación de interés, además tiene la capacidad de remover ésta después del posicionamiento de la grava.

Figura 30. Técnica de posicionamiento *Alfa Beta Wave*



(Tomado de "Halliburton Energy Service")

4.8.3. El empaquetamiento en fractura¹². El *Frac Pack*, FP es una técnica muy eficiente en el control de arena para completamientos en hueco revestido. En comparación con empaquetamiento con grava convencional en hueco revestido, el FP puenteará algo del daño cercano a la cara del pozo, lo cual se reflejará en la producción del pozo.

El principio de esta técnica es el de bombear el fluido empaquetante a presiones controladas, pues el objetivo buscado es el de, simultáneamente

con el proceso de empaquetamiento, crear múltiples microfracturas que puentearan el daño sobre el *wellbore*.

El FP requiere de algunas técnicas/herramientas tales como un empaqueo de grava interno (IGP). Las limitaciones del FP tienen que ver principalmente con condiciones de completamientos hueco revestido. Hay costos extras para el *casing*, segmentación y cañoneo con tubería (*Tubing Conveyed Perforation*, TCP), pues la operación solo es exitosa en asociación con estas herramientas.

4.8.4. El *Screen* de arena expandible¹⁷ (ESS). Según lo discutido anteriormente, las técnicas anteriores de control de arena han mostrado algunos defectos. El *screen* de arena expandible (ESS) es una de las soluciones alternativas para el control de arena en vez del empaquetamiento con grava puesto que elimina la abertura anular entre la cara de pozo y el *screen* y por lo tanto la necesidad del empaquetamiento con grava.^{16, 17, 18}

Al utilizar un ESS se elimina el riesgo del no alcanzar un completo empaquetamiento con grava. También elimina el flujo cruzado a lo largo del anular abierto lo cual puede conducir a los puntos calientes y a la erosión.

El ESS también proporciona estabilidad en la cara del pozo debido a su post-expansión que soporta directamente de la misma. La correcta escogencia del medio filtrante para el *screen* (*petroweave*) logrará que se retengan las partículas de la formación en la etapa de producción.

En comparación con los pozos empaquetados con grava en hueco abierto (*Open Hole Horizontal Gravel-Pack*, OHGPs), la instalación del ESS muestra más uniformidad en las caídas de presión y perfiles de influjo. Por lo tanto las instalaciones del ESS son menos propensas a los problemas

relacionados con la velocidad de flujo, y mejora el drenaje del yacimiento con una mejor contribución de flujo que se desplaza en regímenes uniformes.

4.8.4.1. Ventajas y desventajas del ESS. El ESS que es una alternativa como método de control de arena el cual puede ser usado en pozos verticales, desviados, horizontales y en instalaciones multilaterales, este ha demostrado las siguientes ventajas y desventajas.^{17, 18, 19}

Ventajas en el desempeño del pozo

- Mejora la productividad del pozo.
- Reduce los cambios de presión (*drawdown*) y pospone las tempranas conificaciones de agua o gas.
- Mejora el recobro de hidrocarburos y el manejo de los yacimientos.
- Elimina el flujo anular y mantiene la estabilidad del pozo.
- Más resistencia en el sellado debida a la gran área expuesta al flujo.

Ventajas en la aplicación

- Permite pozos más profundos y más baratos.
- Permite que los pozos sean reducidos de tamaño sin pérdida en productividad. Los pozos pequeños son generalmente menos costosos para perforar y completar.
- Es compatible con ambos tipos de lodo, base aceite y base agua (el empaquetamiento con grava se limita al uso con lodos base agua y salmueras como fluido portador).
- Permite diseños de pozo más flexibles al igual que su manejo.
- Se usa tanto en hueco revestido como en hueco abierto en completamientos sencillos o en múltiples zonas.

Ventajas operacionales

- Posee simplicidad operacional (observe las Fig. 31 y 32 para la expansión de la herramienta).
- Mejores trabajos de *Workover*, facilidad en la intervención debida a la gran base del ID de la tubería después de la expansión.
- Tolera el agujero de medida inconstante.

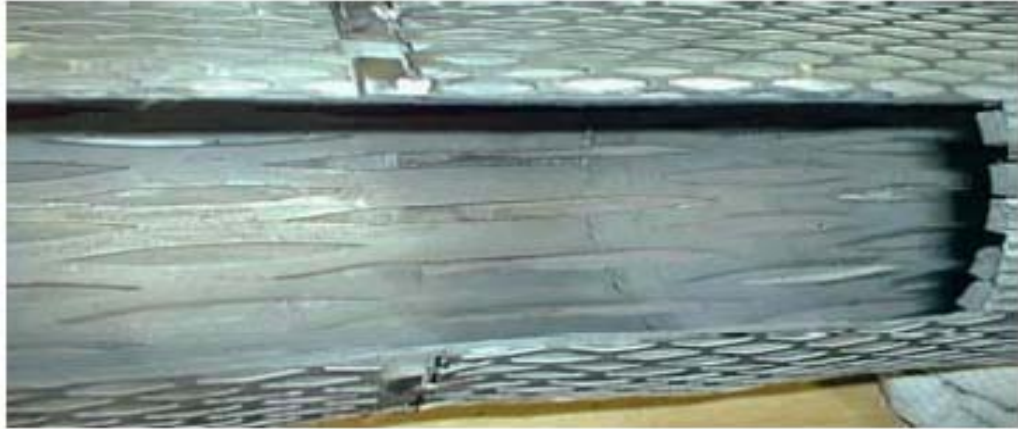
Desventajas del ESS

- El ESS no esta diseñado para altos torques (3500 ft-lbs), lo que significa que ninguna rotación es recomendada mientras el ESS se esta corriendo a la profundidad deseada.
- Se requiere de un mínimo peso sobre la broca para la expansión, de esta forma en algunos casos es necesario el peso completo de la tubería de perforación y de los *drill collars* para la instalación del ESS.

Figura 31. Fotografía del ESS antes de de expansión



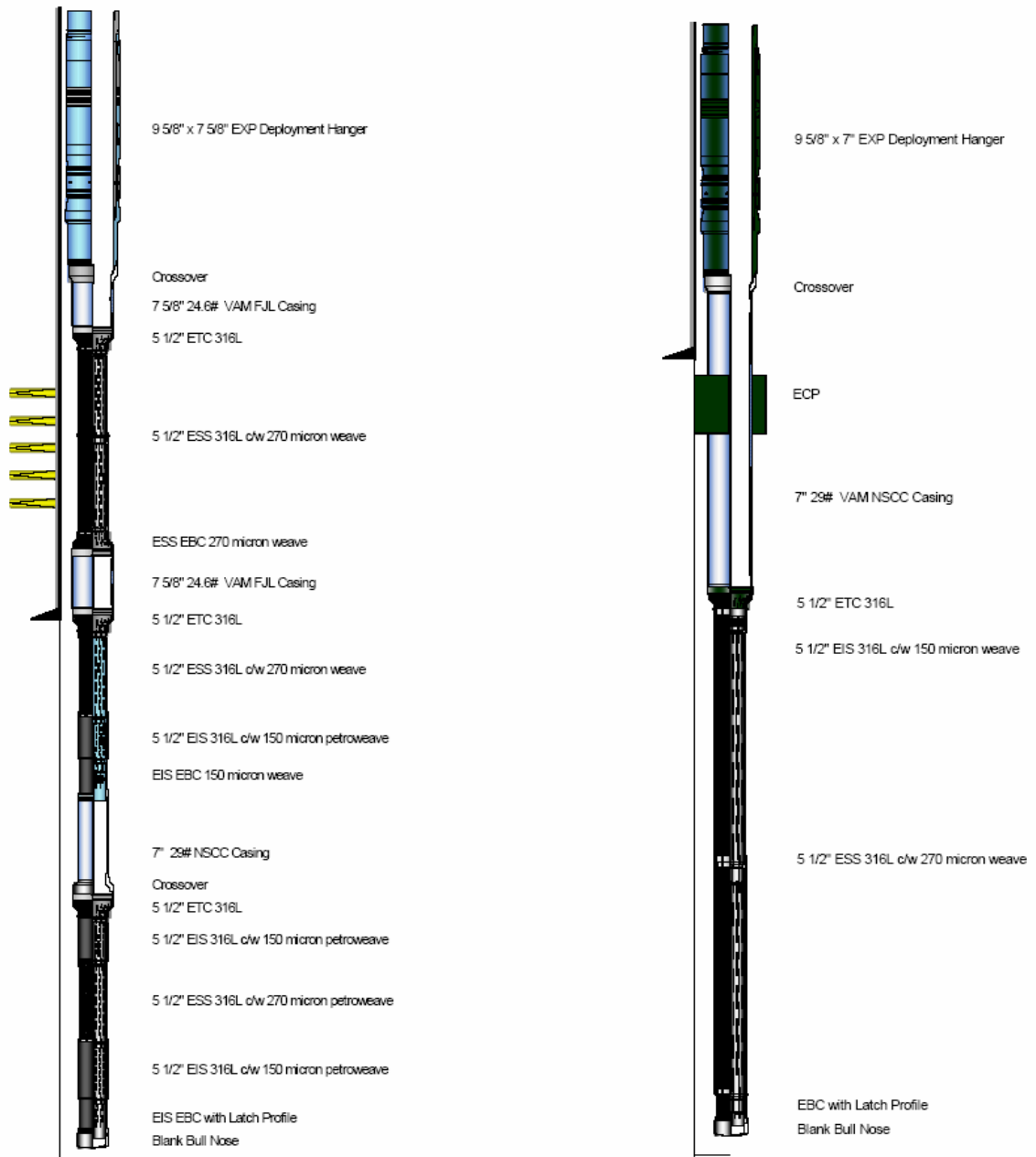
Figura 32. El ESS después de su expansión



(Figuras 31 y 32, fuente “The Global Impact of Expandable Sand Screens on Reservoir drilling and Completion” Ref. 16)

En la figura 33 se observa el acople completo de las sartas de los dos ramales de un completamiento multilateral en el mar del sur de la China en el cual se aplicó toda la tecnología expandible de control de arena.

Figura 33. Esquema de la configuración de los dos ramales multilaterales campo *Xijiang*



Ramal principal

Segundo ramal

(Fuente: "An Alternative Wellbore Stabilisation and Sand Control Technology – Application of Expandable Sand Control System in multi-lateral Wells" Ref. 27)

4.8.5. Control de arenas con tubos calados de fibras metálicas incrustadas. Comparada con el *screen* de control de arena común, el *screen* de fibra metálica incrustada tiene las siguientes características técnicas²⁰:

- Con su estructura integral de tubería interna, tubería externa y capa filtrante para el control de arena, esta técnica se caracteriza por su gran diámetro interior, mientras que las herramientas para la remoción de arena se pueden mover en su interior, de esta forma, se puede realizar el lavado y destape de arena normal, lo cual contribuye a la producción estable y por largo tiempo después del control de arena.
- Se caracteriza por la espesa capa filtrante de fibra metálica inoxidable, distribución plana, área de flujo enorme ($272 \text{ cm}^2/\text{m}$), alta permeabilidad ($30\text{-}120 \mu\text{m}^2$), alta capacidad de control de arena (arena fina depositada mayor que 0.08 mm puede ser parada), menos resistencia al flujo y no se afecta la producción del pozo
- los elementos para el control de arena y el cuerpo de la tubería son incrustados bajo altas temperaturas y presiones, y los materiales de fibra metálica son de acero anticorrosivo, por consiguiente, el *screen* para el control de arena pueden resistir altas temperaturas (350°C) y corrosión en medio ácido y básico (puede ser usado en un medio de PH 2-11 por largos periodos de tiempo), el *screen* puede no solo reunir los requerimientos técnicos para inyección de vapor en forma continua y por largo tiempo, sino también el de no afectar las operaciones de limpieza acidas y alcalinas.
- El *screen* de fibra metálica es una estructura monocapa, caracterizada por su buena flexibilidad, no uso de *collar* en su asentamiento y fácil en su ubicación. Este *screen* es adecuado para la operación de control

de arenas en pozos horizontales, desviaciones de pozo y pozos hueco abierto (ver figura 29).

4.8.6. Liners preempacados con una cobertura resinosa²². Una nueva tecnología para el control de arena que utiliza un *liner* sólido preempacado cubierto con resina ha sido desarrollada y patentada, este suministra a los campos productores de petróleo una herramienta alternativa para uso en pozos que presentan problemas en el control de arena.

Varios diseños de *liners* preempaquetados han estado y están disponibles para la industria, y muchos de esos diseños consisten de grava colocada entre dos capas del *screen* envueltos en una malla metálica.

Dependiendo de las condiciones del pozo y del yacimiento los operadores del pozo pueden o no instalar un empaquetamiento de grava secundaria alrededor de estos *liners* preempacados.

Estos dispositivos generalmente no han sido utilizados ampliamente por su relativamente alto costo en comparación con los *screen* convencional y *liners* ranurados, este costo extra se asume en situaciones en donde el *liner* preempacado es completamente indispensable.

La única posibilidad para unir químicamente arenas cubiertas con resinas comercialmente disponibles a una tubería base perforada provee una alternativa viable para las aplicaciones de control de arenas. La simplicidad de la construcción y del proceso de manufactura del *liner* preempacado cubierto con resina proporciona una opción técnicamente atractiva y de bajo costo para los operadores que experimentan problemas de control de arenas particularmente en casos relacionados con la economía para pozos marginales.

Fig. 34 *Liner* preempaquetado



(Fuente: "Resin Coated Prepacked Sand Control Liner" Ref. 22)

4.8.6.1. Funcionamiento y diseño. El diseño del *liner* consiste de un tubo base grado API al que se le perforan agujeros con a una densidad que proporcione una gran área de entrada mientras mantiene la fortaleza estructural en el tubo. La densidad de perforación del tubo base es el mismo usado en tubulares perforados comercialmente disponibles para *liners* de *screen* envuelto en una malla metálica.

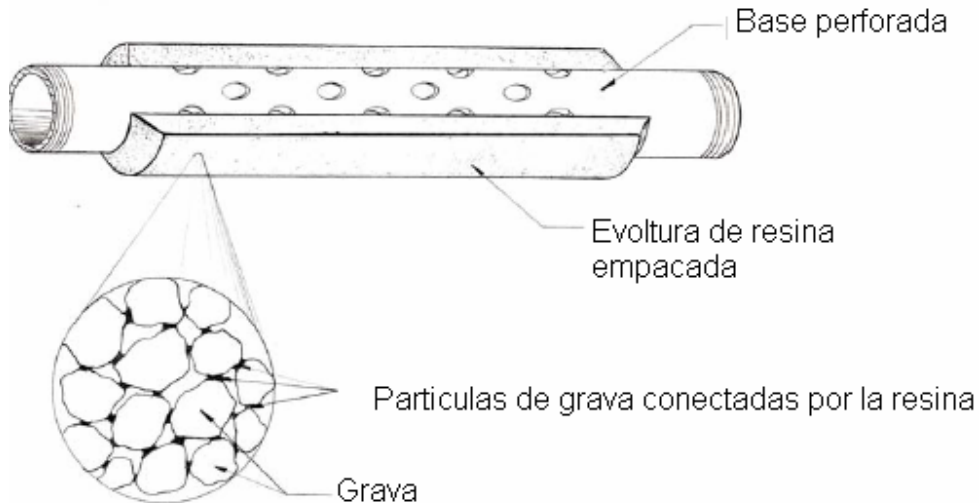
Se seleccionan diámetros de perforación de 3/8 pulgadas a 1/2 pulgadas dependiendo del diámetro del tubo base deseado para la aplicación del pozo. Se aplica grava cubierta con resina termofijada al exterior del tubo base lo que resulta en una matriz o envoltura porosa y permeable endurecida con procesos de calentamiento y curado registrados. El grosor radial de la

envoltura de la grava curada es aproximadamente 1/2 pulgada o más grande dependiendo de la dimensión global del pozo en la cual el *liner* va a ser instalado, y también si se desea un empaquetamiento de grava secundario.

En una aplicación plena en donde el *liner* se instala sin la intención de un empaquetamiento secundario de grava, la dimensión exterior del *liner* puede ser designada con un espacio radial de 1/8 de pulgada para permitir la introducción en el pozo. Donde se desea un empaquetamiento con grava secundario el diámetro externo del *liner* puede ser reducido, permitiendo un diámetro anular más grande para empaquetar con grava. El grosor mínimo de la envoltura de grava resinosa que puede ser aplicada al exterior del tubo que actualmente se recomienda es de 1/2 pulgada.

Un tubo base de 3-1/2 pulgadas, por ejemplo, con una envoltura de grava resinosa de 1/2 pulgada tendrá un diámetro externo global mínimo de 4-1/2 pulgadas. El diámetro externo puede ser tan grande como se desee dependiendo del diámetro interno del pozo, o la necesidad de empaquetamiento con grava secundario. El método de construcción del *liner* es un concepto de "molde simple", pues empleando un molde metálico cilíndrico alrededor del tubo base perforado, el espacio anular entre el molde y el tubo base es centralizado. Insertado en el tubo base perforado está un mandril sólido que encaja ajustadamente contra la cara interna del tubo base se crea un sello en contacto con los agujeros perforados. Las tapas de los extremos se unen al molde creando una cámara sellada.

Figura 35. Vista ampliada de las partículas de grava en el *liner*



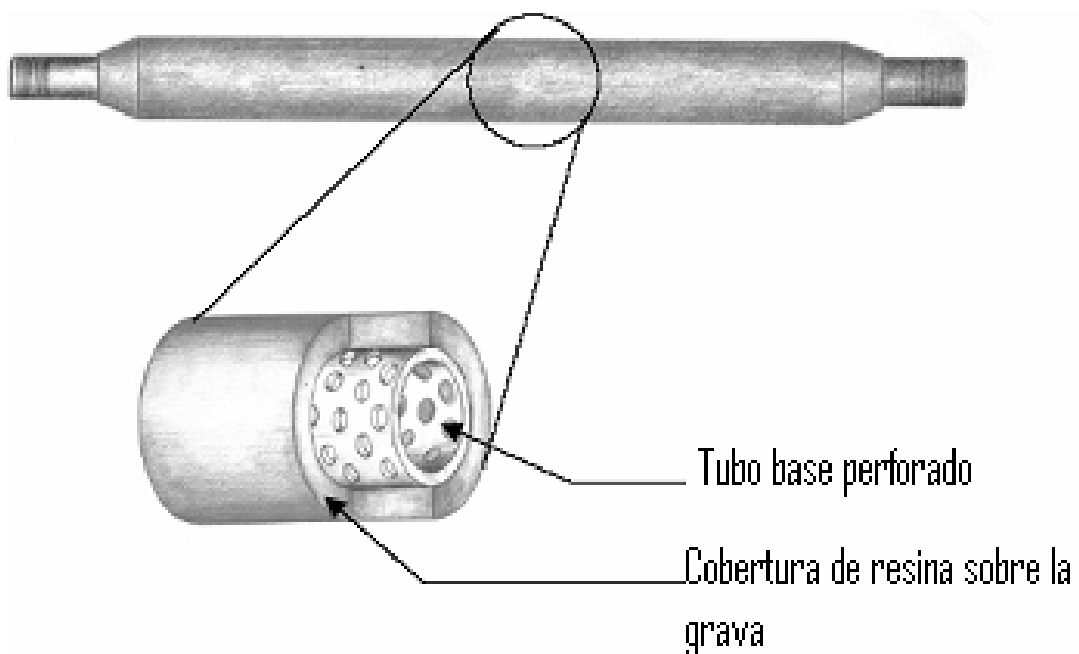
(Fuente: "Resin Coated Prepacked Sand Control Liner" Ref. 22)

La grava recubierta con resina termofijada se vierte en la cámara través de una abertura en el molde hasta que la cámara se llena completamente. La grava en la cámara se asienta usando vibración y el espacio resultante en la cámara se termina con la adición final de grava. El ensamble del molde total se introduce en un horno y se calienta a una temperatura de aproximadamente 250 Farenheit durante 4 horas para permitir que el recubrimiento resinoso de cada grano de arena y hacerse granulado para proporcionar la matriz de grava permeable y porosa especificada. El molde es luego removido del horno y enfriado a temperatura ambiente. Una vez enfriado, las tapas de los extremos son removidas, y el molde cilíndrico externo que consiste de dos mitades semicirculares se remueve.

El mandril central es luego removido del interior del tubo base, creando un preempaquetado fuerte y duro que se une en forma segura al tubo. Las superficies de las tapas de los extremos son convertidas cada vez más en ángulos mas estrechos (aprox. 45 grados), dando unos extremos afilados al

liner para minimizar los impactos de instalación en el pozo. La grava enlazada químicamente, la cual ocupa las perforaciones en el tubo base proporciona puntos de anclaje adicionales, ayudando a asegurar el preempaquetado al tubo y previniendo una disminución lateral de la cobertura de grava. Una imagen de la sección transversal longitudinal del cuerpo del *liner* se muestra en la figura 36.

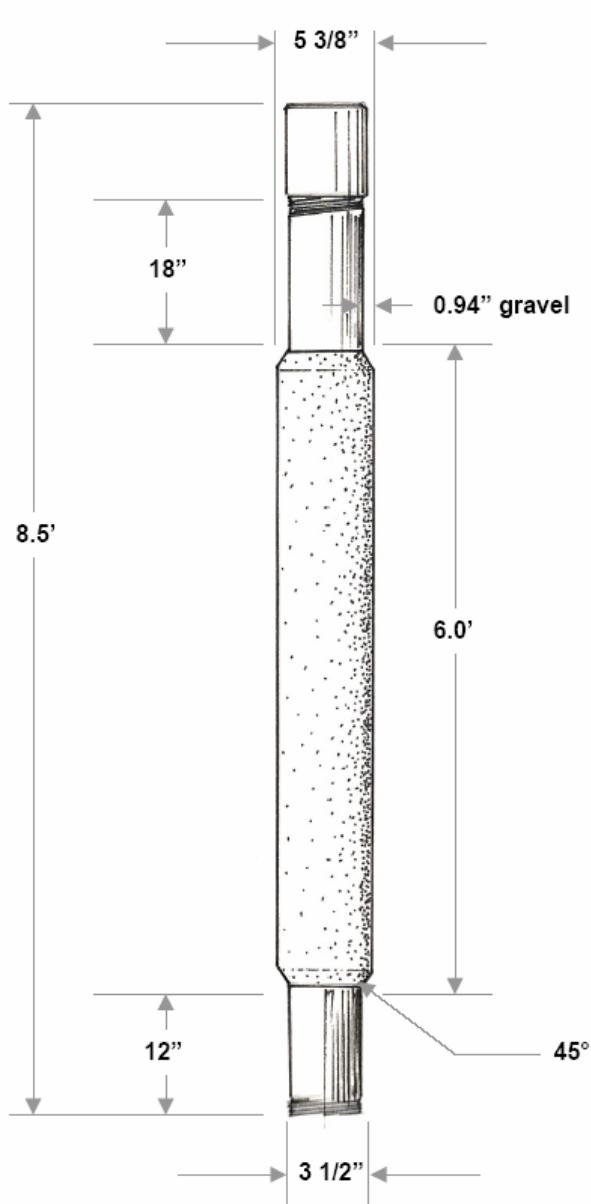
Figura 36. *Liner* preempaquetado (corte transversal)



(Fuente: "Resin Coated Prepacked Sand Control Liner" Ref. 22)

El preempaquetado de grava es posicionado en el tubo base 1-1/2 pies del extremo acoplado y a un pie del extremo del perno del acoplamiento del *liner* para acomodar las herramientas de instalación. Esto resulta en una longitud de preempaquetado de grava global de 6 pies por acoplamiento. El diagrama de acoplamiento del liner en la figura 37 muestra sus dimensiones normales.

Figura 37. Dimensiones normales de un *liner* preempacado



(Fuente: "Resin Coated Prepacked Sand Control Liner" Ref. 22)

La grava seleccionada para la construcción de *liner* esta disponible en los tamaños de malla de 20/40, 16/30, y 12/20. Los datos de permeabilidad, cuando son suministras por el fabricante, para esos tamaños de grava en forma enlazada se muestran en la tabla 1 en Darcies.

4.8.6.2. Opciones de aplicación del *liner*.²¹ El *liner* preempacado recubierto con resina es una herramienta alternativa para los productores de petróleo a la hora de resolver los problemas de control de arena que pueden ser muy costosos de remediar por métodos convencionales. La aplicabilidad de esta herramienta es muy amplia pues se puede emplear en reparaciones zonales en la formación para pozos con problemas de arenamiento en los intervalos más bajos

Los pozos más viejos que fueron inicialmente terminados con *liner* ranurados pueden ser objeto de aplicación del *liner* recubierto con resina. La práctica convencional en esos casos ha sido limpiar los pozos, tan profundo como sea posible, y luego instalar un *liner* interno que alcance el fondo del pozo a través de todo el intervalo de la terminación. Esta solución es generalmente escogida porque los empaquetamientos con grava del *liner* en forma parcial han sido imprácticos y problemáticos en su ejecución.

Un segundo tipo de pozos con posibilidades interesantes para la aplicación de la herramienta es el pozo empaquetado con grava que produce fluidos corrosivos, típicamente éste pozo tendrá aberturas del *liner* agrandadas con las pérdidas resultante de grava y redundante en el control de arena, un *liner* preempacado recubierto con resina puede ser considerado como una alternativa adecuada en estos casos. Una tercera categoría de pozos es aquella en la que se han experimentado daños del *liner* original o colapso parcial en donde hay preocupación por el daño por la desinstalación de un *screen* envuelto en una malla metálica. La remoción del *liner* preempaquetado recubierto con resina puede ser menos difícil que la remoción de un *liner* convencional que ha fallado. Los *liners* y *liners* internos, particularmente los del tipo *screen* envueltos en malla metálica, cuando fallan ofrecen muy poca posibilidad de remoción usando técnicas de lavado superficial. Los resultados comunes son *screens* enredados o uniones

(pegaduras) de tubos lavadas, y muchos trabajos en fondo terminan en el aborto de la operación de recuperación.

Pocos operarios intentan la recuperación de *liner* debido a los conocidos problemas de recuperación y dificultades reconocidas. Pozos con este tipo de problemas generalmente son abandonados, resultando en pérdidas de ingresos para el productor de petróleo. Aunque no se pretende considerarlo como una característica de diseño, el *liner* preempacado recubierto con resina puede ser más fácilmente lavado por su contracción de arena externa, de este modo ofrece al operador del pozo alguna posibilidad de restablecer la integridad del pozo y mantener la productividad.

CONCLUSIONES

- Se observa como el éxito resultante en las tecnologías de *screens* expandidos (ESS) ha permitido ser considerada como una herramienta de apoyo efectivo en completamientos para desarrollos en aguas profundas y ultraprofundas y están especialmente diseñadas para ser aplicadas en sistemas de pozos multilaterales.
- Se demostró como los pozos completados con tecnologías multilaterales y de control expandible de arena ESS son la más acertada opción para el futuro desarrollo de las reservas remanentes y el aumento del recobro final para yacimientos con eventuales problemas futuros de conificación (por agua o gas).
- Se destaca la importancia en la necesidad de mantener la sinergia operacional entre la perforación horizontal y disciplinas de terminación de pozos para generar completamientos con una alta confiabilidad en formaciones compuestas por rocas inconsolidadas. Esta brecha finalmente se ha superado.
- Un aspecto a resaltar es la gran importancia que demuestra el desarrollo de las tecnologías de pozos multilaterales desde el punto de vista económico, más aún en proyectos costa-fuera en donde los costos de operación son mucho mayores que aquellas operaciones que se realizan sobre tierra firme.

RECOMENDACIONES

- Debido a que en este trabajo de grado solo se pretendió realizar un estudio comparativo de las diferentes tecnologías utilizadas en la actualidad para el control de arena, se recomienda la realización de estudios particularizados tanto las herramientas como los procedimientos en este tema.
- Realizar un análisis de la viabilidad en la aplicación de estas técnicas y procedimientos para la problemática de arenamiento en los pozos de las futuras instalaciones costa fuera en nuestro país.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. CHAPERON, I “Teorical study of coning toward horizontal and vertical wells in anisotropic formations”. SPE 15377. 1986.
2. KUCHUK, Fikri et al “Pressure-trasient analisis for horizontal wells” . JPT. August 1990. Pág. 974-979.
3. HUANG, W. and HIGHT, M. “Patters of vertical and horizontal wells for improving oil recovery efficiency”. US patent 4´646.824. 1987.
4. DICKINSON, W., ANDERSON, R. R. “The ultrashort-radius radial system”. SPE drilling Eng. Pág. 247-254. 1989.
5. MAHONY, B. J. “Horizontal drilling use on the rise: way and how”. Word Oil. 1988.
6. MONTIGNY, O. and CUMBE, J: “Horizontal well operations benefits, reservoir types key to profit”. Oil and Gas Journal. 1988.
7. CUVELLIER, Gérard et al. “Solving deepwater well-construction problems”. Oil Review. Primavera 2000. Pág. 3-7.
8. “During workover and Wireline operations on completed wells on offshore platforms”. SPE 36913, Octubre 1996.
9. “Guide to drilling, completion and workover fluids”. World Oil. Junio 1992. Pág 77.

10. SILCOX, William H. "Technical capabilities in offshore completion and workover operation to maximize the safety" SPE 3938.
11. Duhon, P., Holley, A., Gardiner, N., and Grigsby, T.: "New Completion Techniques Applied to a Deepwater Gulf of Mexico TLP Completion Successfully Gravel-pack an Openhole Horizontal Interval of 2,400 ft," paper SPE 50146 presented at the 1988 APOGCE, Perth, Australia, 12-14 October.
12. Chambers, M.R., Darrell, Hebert, P., and Shuchart, C. E.: "Successful Application of Oil Based Drilling Fluids in Subsea Horizontal Gravel-packed Wells in West Africa," paper SPE 58743 presented at the 2000 International Symposium on Formation Damage, Lafayette, LA 23-24 Feb. 2000.
13. Saucier, R.J. "Consideration in Gravel Pack Design" Journal of Petroleum Technology, February, 1974.
14. Guowu Ren., M. B. Oyenehin., J. M. Peden., Yann Bigno., and Ali Hosseini.: "3D Modelling of Gravel-Pack Structure and its Application to Optimum Gravel-Size Selection", SPE 24999, SPE Petroleum Conference held in Cannes, France, 16-18. November, 1992.
15. Guowu Ren , "Modelling of Pack Structure and Impairment Mechanisms to Sand Invasion in Gravel packs", PhD Thesis, Dept. of Petroleum Eng. Heriot-Watt University, Jan., 1995.

16. Paul Metcalfe, P.D., Urselmann R., and Saeby, J. "The Global Impact of Expandable Sand Screens on Reservoir drilling and Completion" SPE/IADC 67726.
17. Saeby, J., Lange F. D., Aitken, S. H. and W. Aldaz, "The Use of Expandable Sand Control Technology as a Step Change for Multiple-Zone SMART Well Completion – A Case Study" SPE 68634.
18. Buren M. V., Broek L. V. D., Whitelaw C. "Thial of an Expandable Sand Screen to Replace Internal Gravel packing.
19. Ferguson S. "Hydraulic Performance of Horizontal Wells Completed with Expandable Sand Screens" July 26, 2001, Weatherford International Inc.
20. Cole, R.C., Arterbury, A.S., and Pearce, J.L.: "Design and Application of Sintered Porous Stainless Steel Well Screens in Sand Control Completions," SPE 23770 presented at the Tenth Symposium on Formation Damage Control in Lafayette, LA, 24 February 1992.
21. Restarick, H., and Sanders, M., "New Completion Procedures Using Screens in Horizontal Openhole Completions in the North Sea," prepared for presentation at the 2nd International Conference on Emerging Technology – Coiled Tubing – Horizontal Reach and Multilaterals, Aberdeen, Scotland, 1-3 June 1994.
22. LOMBARD, Michael S., Industrial Technology Management, Inc.; SCOTT, Gregory D., California State Land Commission; SWANSON Glenn S. Signal Hill Petroleum Co. "Resin Coated Prepacked Sand Control Liner". SPE. 2003.

23. CALDERÓN C, Zuly H.; TARAZONA O, Oswaldo “Análisis del Control de Arena”. 1988. Bucaramanga: UIS.
24. “Modern Well Construction & Completion Practices”, Presentación de Halliburton Energy service 2004.
25. ARIZA, Emiliano; VARGAS T, Jesús “Control de Arena en el Campo Casabe”. 1989. Bucaramanga: UIS.
26. Guerrero M. Marcos; Pinto Samuel A. “Especificaciones, diseño y logística de operaciones *workover* en sistema costa-fuera”. 2001 Bucaramanga: UIS.
27. WANG, J. L, REN, G.; An alternative wellbore stabilization and sand control technology – application of expandable sand control system in multi-lateral wells”. SPE. 2003.
28. VON FLTERN, Rick, Technology editor. “Control complexity grows with water depth”. Oil & Gas Journal. 1997.
29. HASSAN, M.; ABU, A. F. “Review of horizontal completion practice offshore Abu Dhabi”. SPE. 1995.

BIBLIOGRAFÍA

PÉREZ NAVARRO, Juan B. "MANUAL DE REACONDICIONAMIENTO DE POZOS". Septiembre 1977.

KING, George E. "An Introduction to the Basics of Well Completions Stimulation and Workovers". 1985.

"Technology of Offshore Drilling, Completion and Production". Offshore seminars Tulsa UK. 1976.

PRIETO VILLAMIZAR, Amparo "Logística de Operaciones Costa fuera". 1989. Bucaramanga: UIS.

BITTAR COAVAS, Salin Isaac "Completamiento de Pozos Horizontales". 1990. Bucaramanga: UIS.

CALDERÓN CARRILLO, Zuly I.; TARAZONA ORTEGA, Oswaldo "Análisis del Control de Arena". 1988. Bucaramanga: UIS.

CABRERA KERGUÉLLEN, Heliodoro; CAPACHO GÓMEZ, Jorge Hugo "Nuevas Técnicas de Completamientos Multilaterales". 1998. Bucaramanga: UIS.

DURAN VELANDIA, Iván; MARTÍNEZ, Ricardo; PORRAS, Nino "Estudio de Empaques con Grava y Resina Para el Control de la Producción de Arena en Pozos de Petróleo". 1979. Bucaramanga: UIS.

ARIZA, Emiliano; VARGAS TORRES, Jesús “Control de Arena en el Campo Casabe”. 1989. Bucaramanga: UIS.

GILCHRIST, J.M.; SUTTON, L.W.; ELLIOTT, F.J., BP Exploration Inc. “Advancing Horizontal Well Sand Control Technology: An OHGP Using Synthetic OBM”. SPE. 1998.

MASON, D.; RAMOS, M.J.; PEÑA, C.M.; CAMERON, J.; JONES, J.C. “A Comparison of the Performance of Resent Sand Control Completion in the Mokoko Abana Field Offshore Cameroon”. SPE. 2005.

PRICE-SMITH, C. SPE.; BENNETT, C. SPE.; PARLAR, M. SPE. Schlumberger.; GILCHRIST, J.M. SPE. BP.; PITONI, E. SPE.; BURTON, R.C. SPE.; HODGE, R.M. SPE.; TRONCOSO, J. “Design Methodology for Selection of Horizontal Openhole Sand-Control Completions Supported by Field Case Histories”.SPE. 2003.

HASSAN, M.M; ABU, A.F. “Review of Horizontal Completion Practices Offshore Abu Dhabi”. SPE. 1995.

LAW, D. SPE, BP Amoco Exploration; DUNDAS, A.S. SPE.; REID, D.J. SPE. “HPHT Horizontal Sand Control Completion”. SPE. 2000.

LOMBARD, Michael S., Industrial Technology Management, Inc.; SCOTT, Gregory D., California State Lands Commission; SWANSON Glenn S. Signal Hill Petroleum Co. “Resin Coated Prepacked Sand Control Liner”. SPE. 2003.

KABIR, Mir Rezaul; WAI, Foo Kok; ALI, Abdur Rahim, Petronas Carigali; NORJUSNI, Omar; MORAN Patrick M., Weatherford Completion Systems. “The Use of Expandable Sand Screens (ESS) to Control Sand in

Unconsolidated Multi-Zone Completions in the Baram and Alab Fields Offshore Malaysia -- A Case Study". SPE. 2003.

DEZHU, Liu; HOULI, Sun; XIANGMING, Liu; JIANJUN Zhang; PING, Zhao; SHAOJIN, Cheng. Liaohe Oilfield Company, PetroChina. "Integral Sintered Metal-Fiber Screen Sand Control Technique". SPE. 2002.

WANG, J.L., Phillips China Inc.; REN, G.; AITKEN, S., Weatherford Completion Systems; YUAN, M. Phillips China Inc. "An Alternative Wellbore Stabilisation and Sand Control Technology - Application of Expandable Sand Control System in multi-lateral Wells". SPE. 2003.

VON FLATERN , Rick, Technology Editor. "Sand Control Complexity Grows With Water Depth". Oil & Gas Journal.1997.

RIDDLES, Claud J.M., Huber Corp.; ACOCK, Andrew; HOOVER, Steven, Schlumberger. "Rigless, screenless completions solve sand control problems in two offshore fields Part I". Offshore Technology. 1999.

PITONI, Enzo; RIPA, Giuseppe, Eni SpA Agip E&P; HEITMANN, Norbert, Schlumberger. . "Rigless, screenless completions solve sand control problems in two offshore fields Part II". Offshore Technology. 1999.

Abrams, A.: "Mud design to minimize rock impairment due to particle invasion". JPT (May 1977) 586 - 592.

Hermans, P. H. and Bredee, H. L.: "Principles of the mathematical treatment of constant pressure filtration" J. of the Society of Chemical Industry, Jan. 10, 1936 1T-4T.

Sadad, J. "Horizontal Well Technology" Chapter 8: Water and Gas Coning in Horizontal and Vertical Wells, Copyright 1991 by Penny Well Publishing Company, Tulsa, OKLAHOMA 74101

Wehunt, C.D., Burke, N.E., Noonan, S.G.: "Technical Challenges for Offshore Heavy Oil Field Developments," paper OTC 15281, Chevron Texaco E&P Technology Co., and T.R. Bard, Chevron Overseas Petroleum, Inc.

Restarick, H.L.: "Mechanical Fluid-Loss Control Systems Used During Sand Control Operations," paper SPE23741 presented at the Lafayette International Symposium on Formation Damage Control in Lafayette, LA 26-27 February 1992.

Restarick, H.: "Special horizontal completion designs enhance running procedures and openhole cleaning techniques," Proceedings of the Middle East Oil Show. 1993, Published by Soc. Of Petroleum Engineers, p 315 1993.

Ghiselin, D: "Casing/liner/screen installation in extended reach wells," Petroleum Engineer International vol. 69, no. 11, Nov 1996, 3pp.

Harrison, D.J., et al.: "Comparative Study of Prepacked Screens," paper SPE 20027 presented at the 50th SPE California Regional Meeting, Ventura, California, April 4-6, 1990.

Internet: www.Offshore-Engineer.com - www.Offshore-Technology.com

ANEXOS

En los siguientes dos anexos se observa el formato de licitación ofrecido por la compañía operadora de un campo a las compañías prestadoras de servicios en un contrato típico de proyectos de control de arena en Colombia.

Anexo 1. Contrato CA-3083

CONTRATO CA-3083

ANEXO "B" - T A R I F A S

CONTRATISTA: _____

Los trabajos y/o servicios objeto de este contrato se pagarán en Dólares Americanos de acuerdo con la siguiente lista de tarifas:

Proyecto de Control de Arena		
Estructura de Precios – Continuación Fase 3		
Ítem	Descripción	Costo (\$USD)
1	SERVICIOS DE BOMBEO	
1.1	Movilizando Equipos por Campaña	
1.1.1	Movilización (Cada 1000 HHP)	— —
1.1.2	Desmovilización (Cada 1000 HHP)	— —

1.1.3	Cargo por Bombeo, Mezcla y Manejo de Fluidos y Apuntalante	_____
		-
1.1.4	Cargo de personal necesario para el trabajo (por día)	__US\$/ día_
1.1.5	Cargo por mantener los equipos en Caño Limón hasta la siguiente campaña (por día)	_____
		-
1.2	Fluidos (Gel Lineal)	\$/gal
1.2.1	1.0 – 11.0 (#/1000gal) Gel Lineal	_____
		-
1.2.2	11.1 – 21.0 (#/1000gal) Gel Lineal	_____
		-
1.2.3	21.1 – 31.0 (#/1000gal) Gel Lineal	_____
		-
1.2.4	31.0 + (#/1000gal) Gel Lineal	_____
		-
1.3	Fluidos (Gel "Cross Linked")	\$/gal
1.3.1	1.0 – 11.0 (#/1000gal) Gel "Cross Linked"	_____
		-
1.3.2	11.1 – 21.0 (#/1000gal) Gel "Cross Linked"	_____
		-
1.3.3	21.1 – 31.0 (#/1000gal) Gel "Cross Linked"	_____
		-
1.3.4	31.0 + (#/1000gal) Gel "Cross Linked"	_____
		-
1.4	Grava y/o Apuntalante	\$/Saco
1.4.1	20/40 "Ottawa White" o Equivalente	_____

		—
1.4.2	16/20 "Ottawa White" o Equivalente	— —
1.4.3	20/40 "Carbo Ceramics Econo-Prop" o Equivalente	— —
1.4.4	16/20 "Carbo Ceramics Carbo-Lite" o Equivalente	— —
1.5	Acido como Parte del Control de Arena	
1.5.1	Fluidos y Aditivos: Descuento sobre el Precio de Lista	— %
1.5.2	Cargo por Bombeo de todos los Trabajos Acidos (por trabajo)	— —
1.6	Transmisión de Datos del Trabajo en Tiempo Real	
1.6.1	Opción 1: Renta Mensual	— —
1.6.2	Opción 2: Cargo por Trabajo	— —
1.7	Otros Servicios de Bombeo	
1.7.1	Cargo por Bombeo < 1000 HHP (primeras 8 horas)	— —
1.7.2	Cargo por Bombeo < 1000 HHP (hora adicional > 8)	— —
1.7.3	Cargo por Bombeo por cada 1000 HHP Adicionales (primeras 8 horas)	— —
1.7.4	Cargo por Bombeo por cada 1000 HHP Adicionales (hora adicional > 8)	— —

1.8	Cargos de Bombeo No Listados: Descuento sobre el Precio de Lista	_____ %
2	HERRAMIENTAS DE FONDO	
2.1	Servicios y Herramientas de Servicio	Por Trabajo
2.1.1	Accesorios y Equipos de Manejo para Herramientas de Control de Arena y "Wash Pipe"	_____ -
2.1.2	Herramienta de Servicio de Empaquetamiento: Revestimiento de 7"	_____ -
2.1.3	Herramienta de Servicio de Empaquetamiento: Revestimiento de 9 5/8"	_____ -
2.1.4	Supervisor de Herramienta, Ayudante y Otros Cargos de Personal	_____ -
2.2	Herramientas para "Frac-Pack"	Por Trabajo
2.2.1	Empaque, Extensión, "Cross-Overs": Revestimiento de 7"	_____ -
2.2.2	Empaque, Extensión, "Cross-Overs": Revestimiento de 9 5/8"	_____ -
2.3	Herramientas para Empaquetamiento a Alta Tasa ("HRWP")	Por Trabajo
2.3.1	Empaque, Extensión, "Cross-Overs": Revestimiento de 7"	_____ -
2.3.2	Empaque, Extensión, "Cross-Overs": Revestimiento	_____

	de 9 5/8"	—
2.4	Empaques "Sump", Tapones Puente y Accesorios Adicionales	Por Equipo
2.4.1	Empaque "Sump": Revestimiento de 7"	— —
2.4.2	Empaque "Sump": Revestimiento de 9 5/8"	— —
2.4.3	Tapón Puente ("Bridge Plug"): Revestimiento de 7"	— —
2.4.4	Tapón Puente ("Bridge Plug"): Revestimiento de 9 5/8"	— —
2.4.5	"Adapter Kit" para correr Empaques "Sump" o Tapones Puente con Guaya Eléctrica	— —
2.4.6	"Bull Plug" de 3" a 4 1/2"	— —
2.4.7	"Bull Plug" de 5" o mayor	— —
2.4.8	"Snap Latch" (Compra)	— —
2.5	Juntas de Seguridad	Por Unidad Equipo
2.5.1	Costo por Junta de Seguridad: Revestimiento de 7"	— —
2.5.2	Costo por Junta de Seguridad: Revestimiento de 9 5/8"	— —

2.6	Mallas y Tubería Lisa ("Blank Pipe") - Revestimiento de 7"	\$/pie
2.6.1	"Wire Wrapped Screen" - Estandar 12 "Gauge"	— —
2.6.2	"Wire Wrapped Screen" - Estandar 16 "Gauge"	— —
2.6.3	"Wire Wrapped Screen" - Alto Flujo 12 "Gauge"	— —
2.6.4	"Wire Wrapped Screen" - Alto Flujo 16 "Gauge"	— —
2.6.5	Malla "Premium" con Anillo de Refuerzo ("Shroud")	— —
2.6.6	Tubería Lisa ("Blank Pipe")	— —
2.7	Mallas y Tubería Lisa ("Blank Pipe") - Revestimiento de 9 5/8"	\$/pie
2.7.1	"Wire Wrapped Screen" - Estandar 12 "Gauge"	— —
2.7.2	"Wire Wrapped Screen" - Estandar 16 "Gauge"	— —
2.7.3	"Wire Wrapped Screen" - Alto Flujo 12 "Gauge"	— —
2.7.4	"Wire Wrapped Screen" - Alto Flujo 16 "Gauge"	— —
2.7.5	Malla "Premium" con Anillo de Refuerzo ("Shroud")	— —
2.7.6	Tubería Lisa ("Blank Pipe")	— —

2.8	Herramienta para Recuperación de Empaques	
2.8.1	Por Trabajo: Revestimiento de 7"	— —
2.8.2	Por Trabajo: Revestimiento de 9 5/8"	— —
2.8.3	Supervisor de Herramienta, Ayudante y Otros Cargos de Personal (por día)	— —
2.9	Cargos de Herramientas de Fondo No Listadas: Descuento sobre el Precio de Lista	— %
3	Herramientas de Fondo - Completamiento con Aislamiento entre Zonas	
3.1	Mallas y Tubería Lisa ("Blank Pipe") - Revestimiento de 7"	\$/pie
3.1.1	WWS - Alto Flujo 12 "Gauge" con "Shunt Tubes" de Alto Flujo (o equivalente)	— —
3.1.2	WWS - Alto Flujo 16 "Gauge" con "Shunt Tubes" de Alto Flujo (o equivalente)	— —
3.1.3	Malla "Premium" con Anillo de Refuerzo ("Shroud") y "Shunt Tubes" de Alto Flujo (o equivalente)	— —
3.1.4	Tubería Lisa ("Blank Pipe") con "Shunt Tubes" de Alto Flujo (o equivalente)	— —
3.2	Mallas y Tubería Lisa ("Blank Pipe") - Revestimiento de 9 5/8"	\$/pie

LAS ANTERIORES TARIFAS INCLUYEN UN A.I.U (ADMINISTRACION, IMPREVISTOS Y UTILIDAD) DEL ____%, DE ACUERDO CON EL DESGLOSE ADJUNTO EN EL CUADRO “CALCULO DEL A.I.U”.

El siguiente anexo muestra los costos ofrecidos por la compañía ganadora de la licitación de la fase 3 del proyecto de control de arenas en un campo colombiano.

Anexo 2. Contrato CA-2996 diligenciado

**CONTRATO CA-2996
ANEXO “B”- LISTA DE TARIFAS
CONTRATISTA: XXXX DE COLOMBIA**

Los servicios materia del presente contrato serán pagados en Dólares Americanos de acuerdo con la siguiente lista de tarifas. The jobs and/or services matter of the present contract will be paid in American Dollars (US\$) according to the following tariff list.

Sand Control Project Phase III Tariff Structure		
Item	Description	Cost (\$USD)
	Phase 3: Field Implementation	
1	<i>Pumping Services</i>	
1.1	Mobilization / Demobilization	
1.1.1	Mobilization (Base 2200 HHP)	\$ 0
1.1.2	Mobilization (Each additional 1000 HHP)	\$ 6,000
1.1.3	Demobilization (Base 2200 HHP)	\$ 65,000

1.1.4	Demobilization (Each Additional 1000 HHP)	\$ 6,000
1.2	Monthly Equipment Rental Charge	\$ 85,000
1.3	Pumping, Blending, & Personnel	
1.3.1	Per Job Cost up to 2200 HHP used.	\$ 21,545
1.3.2	Per Job Cost per additional 1000 HHP used	\$ 3,681
1.4	Fluids (Linear Gels)	\$/gal
1.4.1	1.0 – 11.0 (#/1000gal) Linear Gel	\$ 0.20
1.4.2	11.1 – 21.0 (#/1000gal) Linear Gel	\$ 0.33
1.4.3	21.1 – 31.0 (#/1000gal) Linear Gel	\$ 0.46
1.4.4	31.0 + (#/1000gal) Linear Gel	\$ 0.61
1.5	Fluids (Cross Linked Gels)	\$/gal
1.5.1	1.0 – 11.0 (#/1000gal) Cross Linked Gel	\$ 0.32
1.5.2	11.1 – 21.0 (#/1000gal) Cross Linked Gel	\$ 0.65
1.5.3	21.1 – 31.0 (#/1000gal) Cross Linked Gel	\$ 0.70
1.5.4	31.0 + (#/1000gal) Cross Linked Gel	\$ 0.93

1.6	Sand & Proppant	\$/Sack
1.6.1	20/40 Ottawa White or Equivalent	\$ 35.00
1.6.2	16/30 Ottawa White of Equivalent	\$ 38.00
1.6.3	20/40 Carbo Ceramics Econo-Prop or Equivalent	\$ 65.00
1.6.4	16/20 Carbo Ceramics Carbo-Lite or Equivalent	\$ 68.00
1.7	Acid as Part of Sand Control	
1.7.1	Acid fluids and additives: Book Discount	25%
1.7.2	Flat Pumping Charge for all Acid Jobs (per job)	N/C

1.8	Real Time Job Data Transmission	
1.8.1	Monthly Fee (Option 1)	\$ 300
1.8.2	Job Fee (Option 2)	\$ 100
1.9	Other Pumping Services	
1.9.1	Pumping < 1000 HHP (First 8 Hours)	\$ 700
1.9.2	Pumping < 1000 HHP (Each Hour > 8)	\$ 332
1.9.3	Pumping Charge for Each Additional 1000 HHP (First 8 hrs)	\$ 1,841
1.9.4	Pumping Charge for Each Additional 1000 HHP (Each hr. > 8)	\$ 884
2	Downhole Tools	
2.1	Services & Service Tools	Per Job
2.1.1	Wash Pipe and Sand Control Handling Equipment/Accessories:	\$ 2,157
2.1.2	7" Casing System: Gravel Pack Service Tool	\$ 1,485
2.1.3	9-5/8" Casing System: Gravel Pack Service Tool	\$ 1956
2.1.4	Tool Supervisor, Helper & Other Personnel Charges	\$ 4,400
2.2	Frac-Pack Tools	Per Job
2.2.1	7" Casing System: Packer, Extension, X-Overs	\$ 7,950
2.2.2	9-5/8" Casing System: Packer, Extension, X- Overs	\$ 12,828
2.3	High Rate Water Pack Tools	Per Job
2.3.1	7" Casing System: Redress Kit, Packer,	\$ 6,769

	Extension, X-Overs	
2.3.2	9-5/8" Casing System: Redress Kit, Packer, Extension, X-Overs	\$ 12,828
2.4	Bridge Plugs and Sump Packers	Each
2.4.1	7" Casing System: Sump Packer	\$ 2,930
2.4.2	9-5/8" Casing System: Sump Packer	\$ 4,665
2.4.3	7" Casing System: Bridge Plug	\$ 889
2.4.4	9-5/8" Casing System: Bridge Plug	\$ 1,556
2.4.5	Wire Line Adapter Kits: Bridge Plug or Sump Packer	\$ 150
2.4.6	3" to 4-1/2" Bull Plug	\$ 279
2.4.7	5" or Larger Bull Plug	\$ 392
2.4.8	Snap Latch (Purchase)	\$ 2,299
2.4.9	Snap Latch (<u>Rental Per Run</u>)	\$ 810
2.5	Retrieving Tool	
2.5.1	7" Casing System: (per job)	\$ 2,824
2.5.2	9-5/8" Casing System: (per job)	\$ 2,082
2.5.3	Tool Supervisor, Helper & Other Personnel Charges (per day)	\$ 1,100
2.6	Safety Shear Subs	Each
2.6.1	7" Casing System: Cost Per Shear Sub	\$ 903
2.6.2	9-5/8" Casing System: Cost Per Shear Sub	\$ 1,522
2.7	Screens – 7" Casing	\$/ft
2.7.1	Standard 12 Gauge WWS	\$ 46.45
2.7.2	Standard 16 Gauge WWS	\$ 46.45
2.7.3	High Flow 12 Gauge WWS	\$ 59.90

2.7.4	High Flow 16 Gauge WWS	\$ 46.45
2.7.5	Premium Mesh with Shroud	\$ 109.73
2.7.6	Standard 12 Gauge WWS with Standard Shunt Tubes (or Equivalent)	\$ 364.30
2.7.7	Standard 16 Gauge WWS with Standard Shunt Tubes (or Equivalent)	\$ 364.30
2.7.8	Standard 12 Gauge WWS with High Flow Shunt Tubes (or Equivalent)	\$ 414.08
2.7.9	Standard 16 Gauge WWS with High Flow Shunt Tubes (or Equivalent)	\$ 414.08
2.7.10	High Flow 12 Gauge WWS with Standard Shunt Tubes (or Equivalent)	\$ 368.15
2.7.11	High Flow 16 Gauge WWS with Standard Shunt Tubes (or Equivalent)	\$ 368.15
2.7.12	High Flow 12 Gauge WWS with High Flow Shunt Tubes (or Equivalent)	\$ 417.92
2.7.13	High Flow 16 Gauge WWS with High Flow Shunt Tubes (or Equivalent)	\$ 417.92
2.7.14	Premium Mesh with Shroud & Shunt Tubes (or Equivalent)	\$ 485.83
2.7.15	Blank Pipe	\$ 7.04
2.7.16	Blank Pipe with Standard Shunt Tubes (or Equivalent)	\$ 300.34
2.7.17	Blank Pipe with High Flow Shunt Tubes (or Equivalent)	\$ 346.55
2.8	Screens – 9-5/8” Casing	\$/ft
2.8.1	Standard 12 Gauge WWS	\$ 55.58
2.8.2	Standard 16 Gauge WWS	\$ 55.58

2.8.3	High Flow 12 Gauge WWS	\$ 70.85
2.8.4	High Flow 16 Gauge WWS	\$ 70.85
2.8.5	Premium Mesh with Shroud	\$ 132.30
2.8.6	Standard 12 Gauge WWS with Standard Shunt Tubes (or Equivalent)	\$ 454.28
2.8.7	Standard 16 Gauge WWS with Standard Shunt Tubes (or Equivalent)	\$ 454.28
2.8.8	Standard 12 Gauge WWS with High Flow Shunt Tubes (or Equivalent)	\$ 510.77
2.8.9	Standard 16 Gauge WWS with High Flow Shunt Tubes (or Equivalent)	\$ 510.77
2.8.10	High Flow 12 Gauge WWS with Standard Shunt Tubes (or Equivalent)	\$ 458.12
2.8.11	High Flow 16 Gauge WWS with Standard Shunt Tubes (or Equivalent)	\$ 458.12
2.8.12	High Flow 12 Gauge WWS with High Flow Shunt Tubes (or Equivalent)	\$ 514.62
2.8.13	High Flow 16 Gauge WWS with High Flow Shunt Tubes (or Equivalent)	\$ 514.62
2.8.14	Premium Mesh with Shroud & Shunt Tubes (or Equivalent)	\$ 596.62
2.8.16	Blank Pipe with Shunt Tubes (or Equivalent)	\$ 428.38
2.9	Zonal Isolation System	each
2.9.1	7" Casing System:	\$ 9,210.53
2.9.2	9-5/8" Casing System:	\$ 9,210.53
3	<i>Unlisted Pumping Charges: Book Discount</i>	25%

4	<i>Unlisted Downhole Tool Charges: Book Discount</i>	5%
----------	---	----

Anexo 3. Relación de costos totales fase 3 control de arena campo Caño Limón

Presupuesto:

El costo total del control de arena calculado para esta Tercera Fase del proyecto es de USD\$7.100M, estimando la realización de 20 trabajos a un costo promedio de US\$355M por pozo, discriminados así:

Concepto	Costo	Contratación
Sand Control	US\$200M	Licitación con compañía A y compañía B
Rig	US\$60M	Contrato CA-2915 compañía C
Equipo ESP	US\$95M	Contrato CA-2918 compañía D
Total por Pozo	US\$355M	
Total Proyecto Fase 3	US\$7.100M	

Anexo 4. Empaquetamiento a alta tasa Vs *Ex-tension Pac CE*

Comparación entre el costo total de una operación de empaquetamiento con grava de un pozo horizontal a alta tasa Vs el empaquetamiento con una nueva técnica ofrecida por la compañía Halliburton Energy Service.

HRWP		<i>Ex-tension Pac CE</i>	
Costo	\$76,000	Costo	\$80,000
Producción	500,000 <i>scfd</i>	Producción	800,000 <i>scfd</i>
Control de finos	ninguna	Control de finos	<i>SandWedge</i>
<i>Skin</i>	10	<i>Skin</i>	5
Costo por fracaso	\$50,000	Tiempo de pagado	43 días
Cost Total	\$130,000		

PLANEAMIENTO DEL DISEÑO DE UN POZO CON TODA LA TECNOLOGÍA EXPANDIBLE DE CONTROL DE ARENA.

Para este proyecto se manipuló tecnología del control de arena de tipo *screen* independiente, se pusieron a prueba técnicas de empaquetamiento multizona en un solo viaje, FP y empaquetamientos a altas ratas. Estos se han utilizado con éxito en otros campos petrolíferos costa-fuera. En vista del largo tiempo de la operación y del alto costo de operaciones de control de arenas convencionales, la tecnología expandible del control de la arena fue introducida en el proyecto de Xijiang (mar del sur de China) en el año 2000 como alternativa viable en la el mejoramiento de la productividad del pozo.

1. Selección de la zona productora

En esta etapa primaria se analizan los registros antes corridos para ubicar la zona y de esta forma orientar la distribución de los ramales en el sistema multilateral de forma que estos atravesen totalmente el volumen de la zona objetivo, esto se logra dirigiendo primero el ramal principal que será el encargado de canalizar los fluidos del yacimiento que vienen desde los ramales secundarios.

2. Técnica de selección del tamaño de perforaciones del *screen* ESS

La selección apropiada de la abertura de la malla es la clave para obtener el control eficaz de arena. La clasificación según la malla del *screen* ESS se basa en el análisis de los datos representativos del tamiz dado de la formación. Por lo tanto, la calidad del muestreo de la arena de la formación es de vital importante para el éxito del control de arena.

La selección del tamaño del *screen* se basa en el 10 por ciento de las partículas de la formación con el tamaño más grande. Los medios filtrantes retendrían las partículas de la formación más grandes que el 10% del total de partículas cuando están alcanzando los *screen*, entonces el 10% de las partículas más grandes ya retenidas por los *screens* retendrían las partículas más pequeñas. El proceso en el que las partículas más grandes retienen las partículas más pequeñas continuaría hasta que se alcanzará la estabilización cercana a la cara del pozo. Por esta razón es que el pozo necesita ser preparado lentamente, de esta forma es muy importante que el tamaño de la malla del *screen* de ESS deba ser más pequeño que el 10% de las partículas de arena más grande de la formación. Esta es una situación de balance entre el control de arena y de la probabilidad de taparse dicho *screen*.

El tipo de arena *petrowave* de 270 micrones fue seleccionado para los secciones de ESS basados en el criterio del 10 por ciento de las partículas de la formación con el tamaño más grande. El ESS de 5½ pulgadas fue seleccionado para la terminación de ambos ramales el cual se diseñó para funcionar tanto dentro de el agujero abierto de 8,5 pulgadas, como la sección revestida de *casing* de 9-5/8 de pulgada. Tal configuración dará una diámetro interno mínimo de 7.5 pulgadas para la expansión final del ESS.

3. Diseño del ramal principal

La sarta ESS del ramal principal fue corrida y sentada usando WCS EXP *Packer* el cual fue hidráulicamente sentado por un eje de bola de 1,75 pulgadas.

Los ESS de las diferentes zonas fueron pre-expandidos usando el cono de expansión de 6-5/8 de pulgada (ver figura 2), en donde el cuerpo del cono-

anillo fue preinstalado dentro del conector de tope expandible para la zona baja, esto se hace de esta forma puesto que el cono de expansión sobre el mandril recuperable de expansión no puede pasar a través del *casing* de 7 pulgadas (observe fig. 33).

4. Diseño del ramal secundario

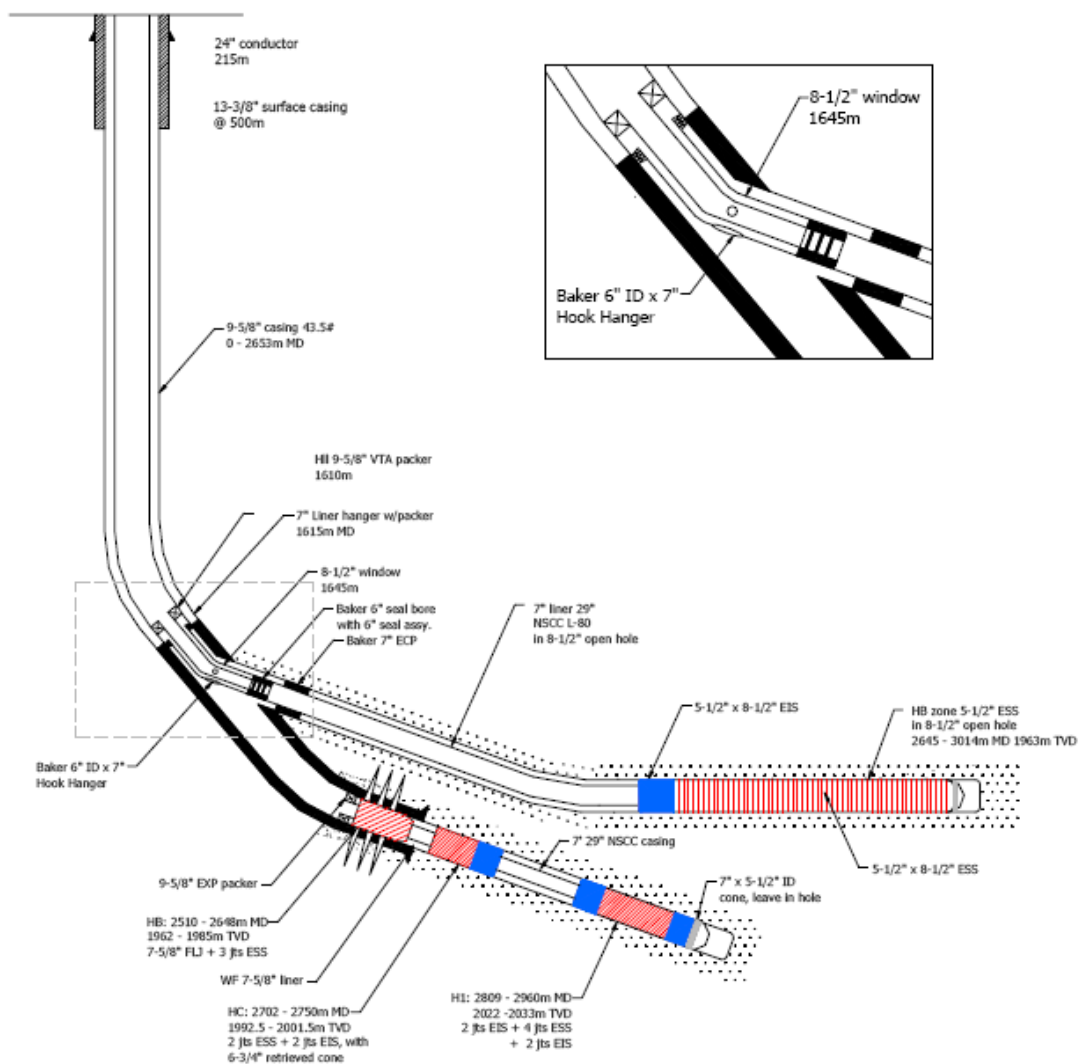
Para el completamiento del segundo ramal se usó revestimiento de 7 pulgadas para cubrir la sección no productora de 8.5 pulgadas de hueco abierto. Se usó el ECP para aislar la posible presencia de agua desde el anular entre el revestido de 7 pulgadas y el agujero abierto de 8.5 pulgadas debajo del empalme (observe fig. 33).

Figura 1. Cuerpo fijo del cono



(Fuente: “An Alternative Wellbore Stabilisation and Sand Control Technology – Application of Expandable Sand Control System in multi-lateral Wells” Ref. 27)

Figura 2. Configuración de la sarta para control expandible de arena en el sistema multilateral Xijiang en el mar del sur de China



(Fuente: “An Alternative Wellbore Stabilisation and Sand Control Technology – Application of Expandable Sand Control System in multi-lateral Wells” Ref. 27)

Las uniones del EIS se colocaron justo encima del ESS para aislar las arenas húmedas (arenas con alto porcentaje de agua) encima de la zona de interés. El segundo ramal ESS fue puesto en su correspondiente sitio usando un *Hook Hanger* (observe la figura 33).

El montaje del cuerpo del anillo del cono de 7 pulgadas fue instalado previamente dentro del conector superior expansible para este dispositivo ESS cuando no fue posible pasar a través de el revestido de 7 pulgadas con el cono de expansión de 6-5/8 pulgadas en el mandril de expansión recuperable. El montaje del cuerpo del anillo del cono entonces fue dejado en el fondo de los *screens* después de la expansión (observe fig. 32 ramal secundario).

Figura 3. Sistema complementario de expansión rotatoria



(Fuente: “An Alternative Wellbore Stabilisation and Sand Control Technology – Application of Expandable Sand Control System in multi-lateral Wells” Ref. 27)

5. Diseño y selección del fluido de perforación

El diseño y la selección apropiada del fluido de perforación tiene el mayor impacto en el éxito del trabajo. Entre otros objetivos, el *test* del lodo debe ser realizado con el medio filtrante seleccionado para determinar la distribución del tamaño de partícula óptimo (*Particle Size Distribution, PSD*) del lodo.

Figura 4. Conos fijos para herramientas de expansión ESS



(Fuente: “An Alternative Wellbore Stabilisation and Sand Control Technology – Application of Expandable Sand Control System in multi-lateral Wells” Ref. 27)

Figura 5. Herramienta complementaria de expansión axial



(Fuente: “An Alternative Wellbore Stabilisation and Sand Control Technology – Application of Expandable Sand Control System in multi-lateral Wells” Ref. 27)

Para perforar un hueco estrecho con poco o nada de partículas sólidas, el lodo debe ser tratado para proveer una pérdida de circulación mínima, una razón de cantidad/contenido de sólidos óptima para tortas filtrantes y delgadas, y de reología óptima para la limpieza del hueco. Previo a la corrida de los *screens*, el lodo debe ser acondicionado apropiadamente a un óptimo PSD para minimizar el daño del *screen*.

Esos procedimientos anteriores permitirán sentar el ESS y luego ser expandido sin ser dañado o sufrir taponamiento.

Con base en resultados de pruebas piloto, los “lodos base aceite *Versaclean*” usados en el proyecto demostraron ser el fluido de perforación apropiado para el completamiento. Para que este lodo se produzca otra vez después de pasar a través del ESS en forma similar a la prueba piloto, el fluido de perforación *versaclean* se filtro a través de unos *screens* probadores de 230 *Mesh* para prevenir la uniones primarias de los elementos del filtro sobre el ESS y las tortas de filtrado generadas.

6. Preparación y planeación del trabajo

El éxito de cualquier solución para el control de arena empieza con la fase de planeación, incluyendo el plan del pozo, fluidos de perforación, esquema de revestimiento, y herramientas de perforación usadas. Se deben realizar *Tests* de contraflujo con el sistema de lodo escogido.

- **Limpieza del hueco**

Puesto que la limpieza del hueco es un factor crítico para asegurar una presencia de partículas residuales mínima, se realiza un recorrido de limpieza por toda la longitud de la zona perforada.

- **Condición de la cara del pozo**

La condición del *weelbore* es un elemento clave para sentar y expandir el ESS. El ESS tiene que tener un diámetro mínimo para permitir el paso del cono de expansión seleccionado. Además, debe el hoyo debe tener unas condiciones de lavado mínimas para ofrecer todas las ventajas de estabilización de fondo de pozo. Durante la expansión del ESS, el efecto de

expansión (*surplus*) se puede acomodar para variaciones pequeñas del tamaño del agujero. La herramienta de expansión rotatoria hidráulica o de expansión complementaria axial (figuras 3 y 5) puede ser usada para acomodar las variaciones del tamaño del agujero más grande.

- **Aplicación del *caliper***

Durante la corrida y la subsecuente expansión del *screen* ESS, el *caliper* es una herramienta muy útil para identificar cualquier posible problema con las secciones mal registradas, los cuales podrían afectar el despliegue y la expansión del ESS. Secciones mal registradas pueden ser causadas ya sea por mala limpieza del agujero o por la hinchazón de alguna zona de *shales*.

- **Análisis de esfuerzos de torsión y fricción**

El análisis apropiado del torque y la fricción sobre del sistema expandible es muy importante, pues ésta configuración tiene su mayor exigencia cuando pasa por la zona del TD ya planeada. Este proceso será monitoreado y comparado con el resultado arrojado por las simulaciones previas. Cualquier variación deberá ser entendida ya que ello podría indicar, entre otras cosas, que el agujero no se limpio adecuadamente u otros posibles problemas de acondicionamiento del agujero. Estos análisis de los esfuerzos de torque y la fricción sobre la sarta expandible se han realizado para ambos ramales y el dispositivo de expansión especial ha sido acondicionado según estos requerimientos.

7. Resumen operacional

Tanto el hueco principal como el ramal secundario fueron perforados a la profundidad planeada. Los *screens* ESS fueron llevados hasta la profundidad planeada y expandidos exitosamente en los dos ramales.

- **Funcionamiento de pozo (análisis comparado de la historia de producción)**

Los datos de funcionamiento de pozo en post-producción se compararon y contrastaron con los pozos previos. Esto demuestra claramente el mejoramiento en la productividad alcanzada con este nuevo método para la estabilización del *wellbore* de los pozos horizontales en yacimientos petrolíferos pobremente consolidados. El pozo produce 6,900bpd de petróleo con solo 5 % de agua y sólidos en suspensión lo cual es 2-3 veces más que lo que se estaba produciendo con el pozo completado de manera convencional con métodos de control de arena tradicionales.