

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

**FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO,
GAS NATURAL Y PETROQUÍMICA**



**RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS DE HORIZONTES
PRODUCTIVOS SOMEROS, EN POZOS CON FALTA DE
AISLAMIENTO HIDRÁULICO USANDO TÉCNICAS DE TUBERÍA
FLEXIBLE**

TESIS

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO DE PETRÓLEO**

ELABORADO POR:

**HELEN ROSSALLY, POCLÍN ALVIS
JAVIER FERNANDO SULCA VERA**

LIMA-PERÚ

2013

1.	INTRODUCCIÓN.....	6
2.	ANTECEDENTES	7
3.	PROBLEMÁTICA	9
4.	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	10
5.	OBJETIVO.....	10
5.1.	OBJETIVO GENERAL.....	10
5.2.	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	10
6.	HIPÓTESIS.....	11
6.1.	HIPÓTESIS GENERAL	11
6.2.	HIPÓTESIS ESPECÍFICAS.....	11
7.	FUNDAMENTO TEÓRICO.....	12
7.1.	CEMENTACIÓN.....	12
7.1.1.	Cementación Primaria	12
7.1.1.1.	Objetivos de una Cementación Primaria	12
7.1.1.2.	Tipos de Sartas de Revestimiento	13
7.1.2.	Cementación Secundaria.....	20
7.1.2.1.	Definición.....	21
7.1.2.2.	Propósitos de una Cementación Secundaria	23
7.1.2.3.	Terminología de Cementación Secundaria	23
7.1.2.4.	Clasificación según la presión de bombeo	25
7.1.2.4.1.	Cementación Forzada a Baja Presión:	25
7.1.2.4.2.	Cementación Forzada a Alta Presión:	25
7.1.2.5.	Clasificación según el método de bombeo.....	27
7.1.2.5.1.	Método de Bombeo Continuo.....	27
7.1.2.5.2.	Método de Bombeo con Hesitación.....	27
7.1.2.6.	Técnicas de Colocación	28
7.1.2.6.1.	Técnica de Colocación "Bradenhead" (No "Packer")	28
7.1.2.6.2.	Técnica de Colocación con Herramientas	29
7.1.2.6.3.	Cementación Forzada a través de Tubería Flexible.....	31
7.2.	Perforación.....	39
7.2.1.	Perforación Convencional:.....	39
7.2.2.	Perforación Abrasiva:	42
7.3.	FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	54
7.3.1.	HISTORIA:	54
7.3.2.	EL PROCESO:	55
7.3.3.	FUNDAMENTOS DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO:.....	57
7.3.3.1.	El proceso básico.....	57
7.3.3.2.	Presión	58
7.3.3.3.	Características Básicas de una Fractura.....	61
7.3.3.4.	Daño en la cercanía del pozo y Factor de Daño:.....	62
7.3.4.	TIPOS DE FRACTURAMIENTO	65
7.3.5.	SISTEMAS DE FLUIDO.....	70

7.3.6.	AGENTE SOSTÉN:	76
7.3.6.1.	Selección de Agente Sostén.....	81
7.3.7.	CONCEPTOS AVANZADOS	82
8.	UBICACIÓN Y EXTENSIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO.....	96
8.1.	CUENCA TALARA	96
8.2.	LOTE VII/VI	99
8.3.	YACIMIENTOS.....	101
8.4.	FORMACIONES.....	101
9.	SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS	103
9.1.	POTENCIAL PRODUCTIVO DE LOS HORIZONTES PRODUCTIVOS.....	103
9.2.	REVISIÓN DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS Y LITOLÓGICOS.....	104
9.3.	CORTES ESTRUCTURALES	105
10.	INFORMACIÓN GENERAL DE LOS POZOS CANDIDATOS.....	107
10.1.	DESCRIPCIÓN DE LAS FORMACIONES	107
10.2.	DESCRIPCIÓN DEL ESTADO MECÁNICO DE LOS POZOS.....	108
10.2.1.	ANTES DE LA INTERVENCIÓN.....	108
10.2.2.	DESPUÉS DE LA INTERVENCIÓN.....	109
10.2.3.	TABLA RESUMEN	111
11.	ACONDICIONAMIENTO DE POZOS	112
11.1.	RESUMEN EJECUTIVO	112
11.2.	EXPERENCIAS INICIALES Y PROBLEMAS ASOCIADOS.....	114
11.3.	ENSAYOS DE LABORATORIO Y SISTEMAS USADOS.....	117
11.3.1.	PERFORACIÓN ABRASIVA.....	118
11.3.1.1.	FLUIDO DE TRABAJO.....	118
11.3.1.2.	MATERIAL ABRASIVO	122
11.3.2.	CEMENTACIÓN SECUNDARIA A TRAVÉS DE TUBERÍA FLEXIBLE.	122
11.3.2.1.	LECHADA DE CEMENTO.....	122
11.3.2.2.	PÍLDORA VISCOSA.....	124
11.3.2.3.	FLUIDO CONTAMINANTE.....	126
11.3.3.	FRACTURA HIDRÁULICA.....	128
11.3.3.1.	Arena de Fractura	128
11.3.3.2.	Fluido de Fractura.....	133
11.4.	SECUENCIA OPERATIVA	144
12.	RESULTADOS OPERATIVOS.....	152
13.	RESULTADOS DE PRODUCCIÓN	160
14.	EVALUACIÓN ECONÓMICA	160
15.	CONCLUSIONES	164
16.	ANEXOS	164
16.1.	UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE	165

16.1.1.	RESEÑA HISTÓRICA DEL SERVICIO DE TUBERÍA FLEXIBLE	165
16.1.2.	UNIDADES DE TUBERÍA FLEXIBLE: DEFINICIÓN Y COMPONENTES	166
16.1.3.	VENTAJAS DEL USO DE LA UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE	169
16.1.4.	DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE USADA EN EL PROYECTO:	170
16.1.5.	DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS USADAS EN EL PROYECTO:	171
17.	BIBLIOGRAFÍA.....	173

RESUMEN

Debido a la situación económica de la industria petrolera del 2009 (caída del precio del barril de crudo), las compañías operadoras de la cuenca Talara se vieron forzadas a disminuir y/o suspender sus actividades de perforación.

Bajo ese contexto, la compañía operadora del Lote VII/VI quien estaba interesada en desarrollar formaciones someras tuvo que descartar la idea de perforar pozos nuevos y buscar alternativas más económicas que le permitieran aprovechar pozos antiguos para el desarrollo de las mismas.

Los pozos antiguos que podrían ser intervenidos para tal fin, no contaban con el aislamiento hidráulico necesario para desarrollar las formaciones de interés.

A fin de superar la falta de aislamiento hidráulico, se elaboró un programa de trabajo para reacondicionar dichos pozos con el uso de una unidad de tubería flexible. El programa cubría en líneas generales los siguientes puntos:

- Crear sellos hidráulicos superiores e inferiores adyacentes a las zonas de interés mediante cementaciones secundarias.
- Crear las perforaciones necesarias de las zonas de interés.
- Fracturar hidráulicamente las zonas de interés.
- Limpiar la arena remanente en pozo después del fracturamiento hidráulico.

Siguiendo el programa establecido, se intervinieron 20 pozos entre mayo y diciembre del 2009.

Producto de dichas intervenciones se logró una producción acumulada adicional de 49807 bls en el primer año posterior al proyecto.

El presente documento detalla de manera ordenada el desarrollo del proyecto antes mencionado a fin de documentar los resultados obtenidos y establecer una guía de referencia para aplicaciones posteriores.

1. INTRODUCCIÓN

La cuenca de Talara es una de las cuencas de mayor importancia en la industria petrolera del Perú. Ésta se encuentra localizada en el Noroeste Peruano y tiene una extensión de 4.2 MM Acres aproximadamente.

A ella se le atribuyen las mayores reservas de hidrocarburos de la costa peruana y ha sido escenario de una intensa exploración y explotación desde el siglo XIX, cuando se perforó el primer pozo petrolero en Talara, hacia el año 1889.

Debido al alto grado de actividad transcurrido desde entonces, muchas de sus principales formaciones productivas se encuentran depletadas; lo cual ha despertado, en las compañías que operan en dicha cuenca, un repentino interés en horizontes productivos someros que en el pasado fueron considerados secundarios.

Inicialmente se pensaba que estas formaciones habían sido drenadas por pozos vecinos. Hoy mediante la elaboración de secciones estructurales se ha determinado que muchas de las formaciones, que se creían depletadas, se encuentran en bloques independientes y por tanto representan zonas de alto potencial productivo.

Existen dos formas para confirmar y/o desarrollar dichos horizontes productivos, perforar pozos nuevos o reacondicionar pozos antiguos.

La perforación es una operación muy costosa y de alto riesgo, debido a la variedad de estructuras geológicas presentes en la zona; mientras que el reacondicionamiento de pozos antiguos ofrece una alternativa bastante atractiva si se desarrolla adecuadamente.

Para campos maduros, como es el caso, el método más adecuado para el reacondicionamiento de un pozo, será aquel que ofrezca las mejores ventajas técnico-económicas y se desarrolle de la manera más práctica en el menor tiempo posible.

Buscando encontrar un método que cumpla con dichos requisitos, se planteó usar la tecnología que brinda una unidad de tubería flexible para reacondicionar los pozos donde se deseaban desarrollar dichos horizontes productivos someros.

2. ANTECEDENTES

De las cuencas sedimentarias existentes en el Perú, la cuenca de Talara ha sido la más explotada de todas, la cual está conformada por diferentes horizontes productivos como el Grupo Amotape, Basal Salina, Mogollón, Pariñas, Ostrea, Echinocyamus, Lutitas Talara, Verdún, entre otros.

Debido a la madurez de esta cuenca, muchos de estos horizontes se encuentran actualmente depletados. Sin embargo, existen otras formaciones productivas que inicialmente no fueron consideradas como parte de los objetivos y que recientemente resultan atractivas.

Muchos pozos viejos, la mayoría de los cuales se encuentran abandonados, se podrían aprovechar para explotar estas formaciones. Sin embargo, existe un fuerte impedimento para su aprovechamiento:

- La ausencia de aislamiento hidráulico, debido a que el tope de cemento se encuentra por debajo de las formaciones productivas someras.

A fin de superar este impedimento y poder desarrollar algunas de estas formaciones, en el Lote X se efectuaron trabajos de reacondicionamiento de pozos que permitieron recuperar reservas en el orden de 400000 bbl de petróleo.

Los trabajos incluyeron cementaciones secundarias mediante técnicas revolucionarias para su época. Estos trabajos fueron descritos en el Artículo Técnico escrito para el Ingepet del Año 1996, INGP-2-32.

El desarrollo de la tecnología ha traído consigo herramientas más prácticas que han permitido mejorar las técnicas convencionales.

Internacionalmente la unidad de Tubería Flexible ha demostrado su eficiencia y eficacia en los distintos trabajos que es capaz de realizar; en lo concerniente a las remediaciones con cemento destaca por la minimización de la contaminación del cemento durante su colocación, su rapidez y su bajo costo.

El artículo técnico SPE 15104, describe la técnica de Cementación Forzada a través de Unidad de tubería flexible usada en el Campo de la Bahía de Prudhoe. El proceso consistió en la contaminación in situ del cemento dejado en el pozo después de la cementación forzada, luego de lo cual el cemento contaminado fue circulado fuera del pozo eliminando la necesidad de rotar o moler cemento. De esta manera no fue necesaria la utilización de un equipo de "Workover".

La misma técnica de contaminación fue empleada en el Campo Greater Burgan de Kuwait en los trabajos de cementación forzada realizados como parte de las operaciones de Control de Agua de dicha zona. El trabajo es descrito en el Artículo Técnico SPE 78492.

Asimismo nuevos logros fueron registrados en el Golfo de México, donde la técnica fue desarrollada bajo circunstancias nunca antes presentadas. El trabajo de cementación forzada fue desarrollado a 18600 ft, con una temperatura de fondo de 326 °F, 12000 psi de presión de bombeo y 9000 psi de presión de estrangulamiento en el retorno en un ambiente de H₂S y CO₂. Este trabajo está descrito en el Artículo Técnico SPE 81711.

Esta técnica, ampliamente difundida, puede ser empleada para solucionar el problema de aislamiento hidráulico en los pozos ya existentes de la Cuenca Talara, para desarrollar los horizontes productivos someros.

3. PROBLEMÁTICA

Aún después de más de 140 años de explotación, la cuenca de Talara continúa siendo una importante fuente de hidrocarburos en el Perú.

La cuenca de Talara está caracterizada por un ambiente estructural de gran complejidad, resultante de la orogénesis Andina, donde resaltan fallas normales, lístricas, transcurrentes y rotacionales de características regionales y estructuras como bloques fallados en altos estructurales y plegamientos suaves a moderados.

Todas las formaciones responsables de la producción de petróleo de esta cuenca están afectadas por dicha complejidad estructural, siendo el principal mecanismo de recuperación primaria el de Gas en Solución.

Como resultado de la intensa actividad de producción, muchas de las formaciones que fueron completadas inicialmente han sufrido una considerable disminución de sus reservas y en consecuencia de su presión, debido al mecanismo de recuperación antes mencionado.

Una vez agotados todos los recursos posibles para mantener y continuar con la recuperación de las reservas de estas formaciones, se inició una búsqueda de nuevas fuentes de hidrocarburos. Dentro de esta búsqueda, surgió un repentino interés por formaciones someras que no fueron consideradas parte de los objetivos iniciales.

Dada la madurez de la cuenca, el desarrollo de estas formaciones someras debe reunir perfectamente los aspectos técnicos con los económicos a fin de hacerlo viable.

Ante estas condiciones; la opción de aprovechar pozos antiguos que presentan las formaciones completadas inicialmente, en proceso o en estado de abandono, para desarrollar las formaciones productivas someras resulta ser la alternativa más atractiva.

Sin embargo; dichos pozos presentan el tope de cemento por debajo de las arenas productivas someras, haciendo imposible su explotación sin antes realizar un trabajo de remediación que garantice el aislamiento hidráulico necesario.

4. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

¿Aplicando técnicas de tubería flexible en pozos con formaciones productivas someras sin aislamiento, lograremos la recuperación de hidrocarburos?

5. OBJETIVO

El desarrollo del presente estudio ha sido motivado por la posibilidad de recuperar reservas adicionales de petróleo de yacimientos maduros ubicados en la Cuenca de Talara.

5.1. OBJETIVO GENERAL

El objetivo general está orientado a demostrar que se pueden recuperar hidrocarburos de horizontes productivos someros en pozos con falta de aislamiento hidráulico mediante técnicas de tubería flexible.

5.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Probar que el acondicionamiento de pozos antiguos puede ser realizado en su totalidad con una unidad de tubería flexible, sin necesidad de usar un equipo de Workover.
- Probar que se puede dar solución a la ausencia de aislamiento hidráulico, que se observa como un rasgo común en los pozos antiguos de estos campos, mediante la técnica de cementación secundaria a través de tubería flexible.
- Probar que tanto los perforados para los trabajos de cementación secundaria, como los que se necesiten para poner en producción el pozo pueden ser realizados mediante la técnica de perforación abrasiva a través de tubería flexible.
- Probar que el acondicionamiento de pozos antiguos usando una unidad de tubería flexible, permitirá recuperar reservas adicionales de petróleo en un menor tiempo y a un menor costo en comparación con la perforación de pozos nuevos.

6. HIPÓTESIS

6.1. HIPÓTESIS GENERAL

Es posible recuperar hidrocarburos de horizontes productivos someros en pozos con falta de aislamiento hidráulico usando técnicas de tubería flexible, haciendo viable la recuperación reservas adicionales de petróleo en yacimientos maduros de la cuenca de Talara.

6.2. HIPÓTESIS ESPECÍFICAS

- El acondicionamiento de pozos antiguos puede ser realizado en su totalidad con una unidad de tubería flexible, sin necesidad de usar un equipo de Workover.
- La ausencia de aislamiento hidráulico que se observa como un rasgo común en los pozos antiguos de estos campos, puede ser resuelta mediante la técnica de cementación secundaria a través de tubería flexible.
- Los perforados necesarios tanto para los trabajos de cementación secundaria, como los que se requieran para poner en producción el pozo pueden ser realizados mediante la técnica de perforación abrasiva a través de tubería flexible
- El acondicionamiento de pozos antiguos usando una unidad de tubería flexible, permitirá recuperar reservas adicionales de petróleo en un menor tiempo y a un menor costo en comparación con la perforación de pozos nuevos.

7. FUNDAMENTO TEÓRICO

7.1. CEMENTACIÓN

7.1.1. Cementación Primaria

Es una operación de cementación desarrollada inmediatamente después de que la sarta de revestimiento ha sido bajada en el pozo. Esto es logrado bombeando una lechada de cemento dentro de la sarta a ser cementada, saliendo del fondo y desplazando el lodo de perforación mientras se va colocando en el espacio anular. Se espera el tiempo necesario para el fraguado de cemento antes de retomar la perforación o continuar con la terminación del pozo.

Los materiales, herramientas, equipos y técnicas a ser usados variarán dependiendo de las condiciones del hoyo, profundidad del pozo, y el personal encargado del planeamiento del trabajo.

7.1.1.1. Objetivos de una Cementación Primaria

Objetivo Principal

La función principal es proveer un aislamiento de las zonas expuestas en el borde del pozo que contienen los fluidos y separarlas efectivamente.

A fin de alcanzar este objetivo, un sello hidráulico (anillo de cemento) debe conseguirse entre las formaciones y la tubería de revestimiento para evitar la canalización y/o migración de los fluidos a través del mismo.

La cementación primaria es por lo tanto una de las etapas más críticas de la perforación y la terminación de un pozo.

Objetivos Secundarios

- Anclar y soportar la sarta de revestimiento, previniendo el desprendimiento de la formación o derrumbes dentro del pozo.
- Proteger la sarta de revestimiento de la corrosión producida por los fluidos de formación. Una sarta de revestimiento no cementada puede ser rápidamente corroída por agua salada de formación, sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono. Ésta también puede ser sujeta a erosión por la alta velocidad de los fluidos de producción que acarrean partículas sólidas como arena de formación.
- Sellar zonas de pérdida de circulación.
- Prevenir surgencias, “blow-outs”, de las formaciones expuestas.
- Proteger la sarta de revestimiento de las cargas y los esfuerzos a los cuales será sometida cuando se retome la perforación del pozo.

7.1.1.2. Tipos de Sartas de Revestimiento

Una serie de sartas de revestimiento es necesaria para completar un pozo, y producir los fluidos deseados satisfactoriamente.

Los objetivos de la perforación determinarán la configuración del pozo, la cual a su vez dependerá de la profundidad final, los diámetros de hoyo en las cuales las sartas de revestimiento serán sentadas, las presiones y condiciones de formación.

Tubería Conductora

Generalmente es la primera sarta de revestimiento que se baja en un pozo y la de menor longitud.

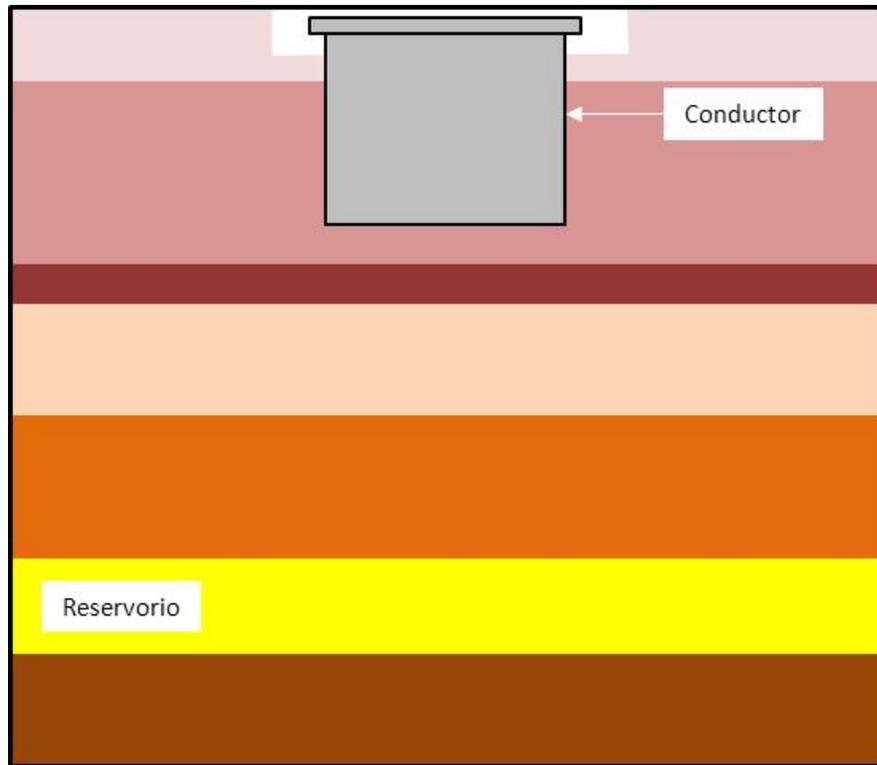
Tiene como propósito proteger los horizontes productivos de la contaminación de los fluidos de perforación y evitar el desmoronamiento de las arenas superficiales poco consolidadas, brindando así la estabilidad que la plataforma de perforación requiere.

La tubería conductora sirve además como un canal para llevar los fluidos de perforación al sistema de retorno del lodo y puede ser un punto de asiento para un Preventor de reventones, “Blow out Preventer”, en caso existan formaciones de hidrocarburos someras.

Ésta tiene normalmente un diámetro grande (16” a 30”) y es comúnmente sentada a una profundidad que varía entre 90 pies y 150 pies.

Generalmente, sólo un zapato guía puede ser soldado para ayudar a bajar la tubería dentro del pozo. La cementación de la conductora es realizada a través de un “swedge” enroscado en el tope de la conductora. La lechada de cemento es bombeada a través del “swedge” y dentro de la tubería. Debido a que la longitud de la conductora es corta, el volumen anular y de la tubería son relativamente pequeños, y la lechada es bombeada hasta que se observe retorno en superficie. La lechada de cemento es entonces desplazada sin el uso de tapones.

En algunas ocasiones, las pérdidas de circulación superficiales evitan el retorno de cemento a superficie. Si dichas pérdidas imposibilitan que el cemento alcance la altura deseada, un trabajo “top-up” debe ser realizado.



Tubería conductora

Tubería de Revestimiento de Superficie

Es la segunda sarta de revestimiento bajada dentro del pozo, está diseñada para proteger las formaciones de agua fresca de la contaminación de los fluidos de perforación y los fluidos producidos.

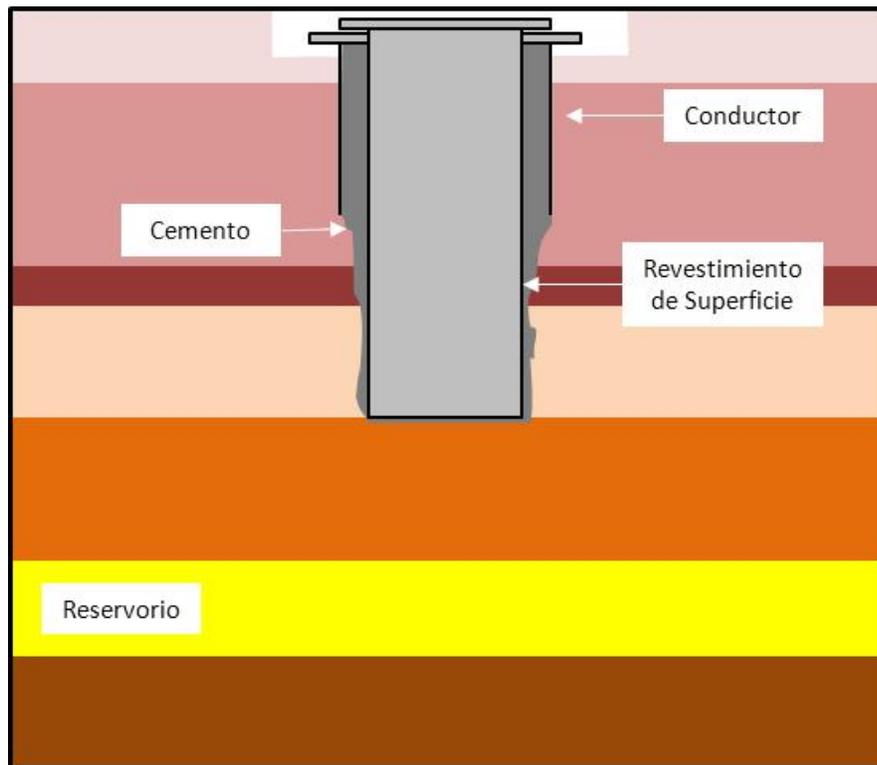
Esta tubería es cementada generalmente hasta superficie por lo cual las zonas acuíferas estarán protegidas por un revestimiento de cemento y la tubería misma. La profundidad y los requerimientos de las lechadas de cemento son reguladas por los entes gubernamentales de cada país.

La sarta de revestimiento de superficie permite continuar con la perforación hasta la profundidad de sentado de la siguiente sarta de revestimiento. Generalmente es la primera sarta a la cual los Preventores de Reventones, "BOP", son conectados. Por tanto, la sarta seleccionada debe ser suficientemente resistente para soportar el Preventor de Reventones y las presiones de los fluidos puedan ser encontrados. Ésta debe tener la fuerza para soportar las siguientes sarts de revestimiento y la tubería de producción y proveer un anclaje sólido para el cabezal del pozo una vez que el pozo sea puesto en producción.

Los diámetros de la sarta de revestimiento de superficie varían entre 7" y 20", y las profundidades de sentado pueden alcanzar los 5000 pies.

El principal problema asociado con la cementación de esta sarta de revestimiento es la colocación de la altura requerida de cemento (generalmente hasta superficie) cuando las presiones hidrostáticas de las lechadas exceden la presión de fractura de formación. En este caso, el uso de lechadas de baja densidad es una práctica común.

Las zonas lavadas y de pérdida de circulación son otro problema frecuente, los grandes diámetros obtenidos exceden la capacidad de las herramientas usadas para la medición de los mismos resultando en volúmenes de lechada poco precisos. En casos de zonas de pérdida de circulación severas, la cementación puede ser realizada por etapas.



Tubería de revestimiento de superficie

Tubería de Revestimiento Intermedia

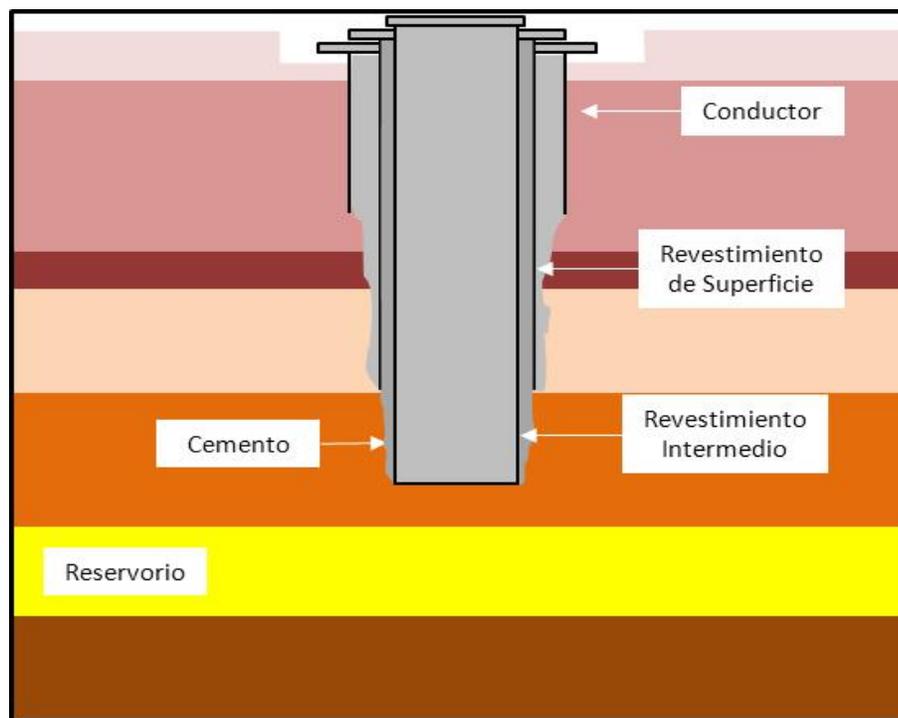
Es conocida también como tubería protectora, encargada de proveer la integridad del hoyo durante las siguientes operaciones de perforación.

La tubería de revestimiento intermedia es generalmente empleada para sellar zonas débiles que podrían ser fracturadas con lodos de alta densidad, los cuales son usualmente necesarios cuando se profundiza el pozo o se encuentran formaciones presurizadas por encima de las formaciones de objetivo.

Una de las mayores ventajas de la tubería de revestimiento intermedia es que ésta permite alcanzar formaciones profundas mediante perforación bajo balance y aislarlas.

Ocasionalmente formaciones de sal o anhidrita podrían causar la contaminación del fluido de perforación, o tal vez drenarlo hasta tal punto de causar una pega de tubería.

La tubería de revestimiento intermedia solía ser cementada en etapas, debido a que la alta columna de cemento formada en el anular podría generar una presión hidrostática mayor que la presión de fractura de las formaciones expuestas. Actualmente es común realizar la cementación de la misma en una sola etapa usando lechadas de baja densidad.



Tubería de Revestimiento Intermedia

Tubería de Revestimiento de Producción

El sentado de esta sarta de revestimiento es uno de los principales objetivos de la perforación de un pozo. Ésta es la responsable del aislamiento de los intervalos de producción, separando efectivamente las formaciones productivas de otras formaciones no deseadas que fueron penetradas durante la perforación. Actúa, además, como soporte para la tubería de producción y otras instalaciones de producción.

Esta sarta de revestimiento es normalmente corrida y cementada a través de todo el intervalo productivo y luego perforada para permitir la comunicación

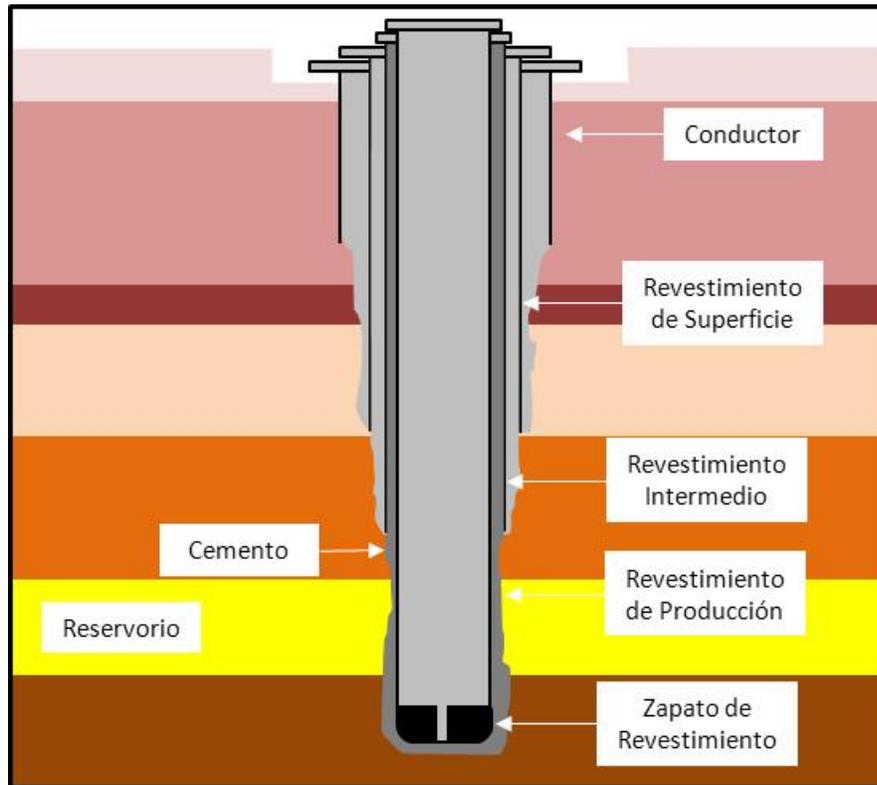
con el pozo. Algunas veces ésta es sentada sobre dicho intervalo y una terminación a hueco abierto es desarrollada.

La sarta de revestimiento de producción es por lo general la última sarta sentada en el pozo. Ésta puede estar sujeta a las presiones y temperaturas máximas del pozo, y debería ser diseñada para soportar esas condiciones.

El aislamiento zonal es imperativo para evitar la migración de fluidos de los reservorios productivos y aislarlas hidráulicamente para realizar futuros tratamientos de estimulación.

El proceso de cementación es crítico, las lechadas de cemento deben ser diseñadas para asegurar un adecuado control hidrostático del pozo, del mismo modo los preflujos y espaciadores corridos delante de la lechada deben ser verificados para asegurar el sobre balance hidrostático a fin de mantener el control del pozo todo el tiempo.

En adición la lechada de cemento debe poseer un adecuado control de filtrado para minimizar la cantidad de pérdida de filtrado en la matriz de la zona de interés; otras propiedades importantes del cemento una vez que éste haya fraguado son la resistencia a la flexión, compresión y tensión.



Tubería de Revestimiento de Producción

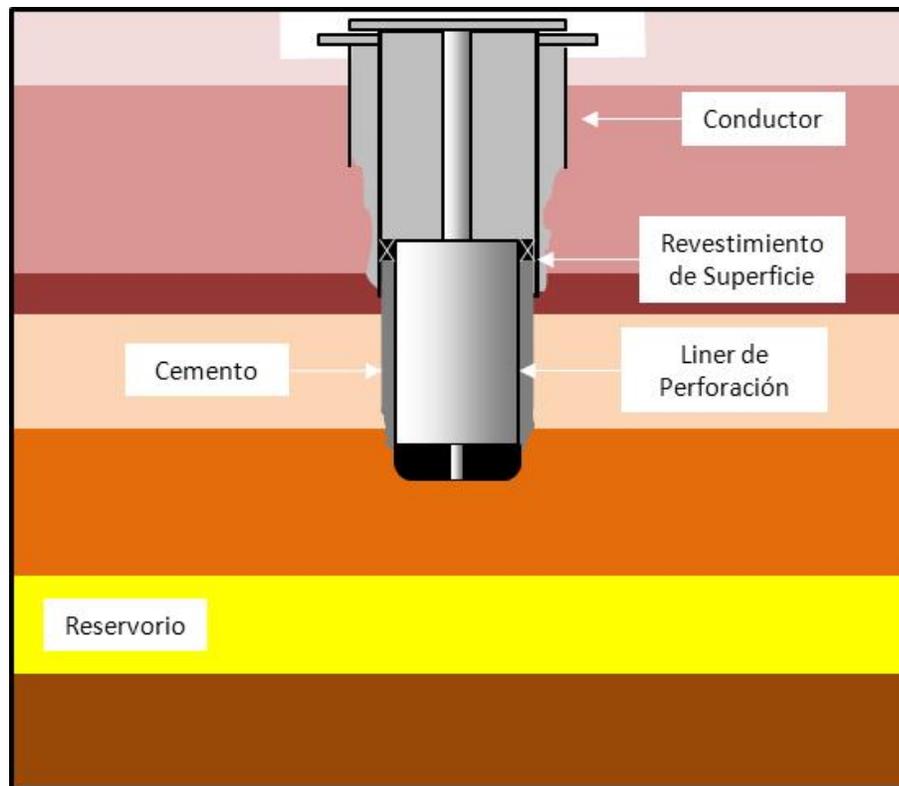
Liner

En el pasado, fue común tener varias sargas de revestimiento en pozos profundos. Todas esas sargas extendidas desde la cabeza del pozo hasta diferentes profundidades.

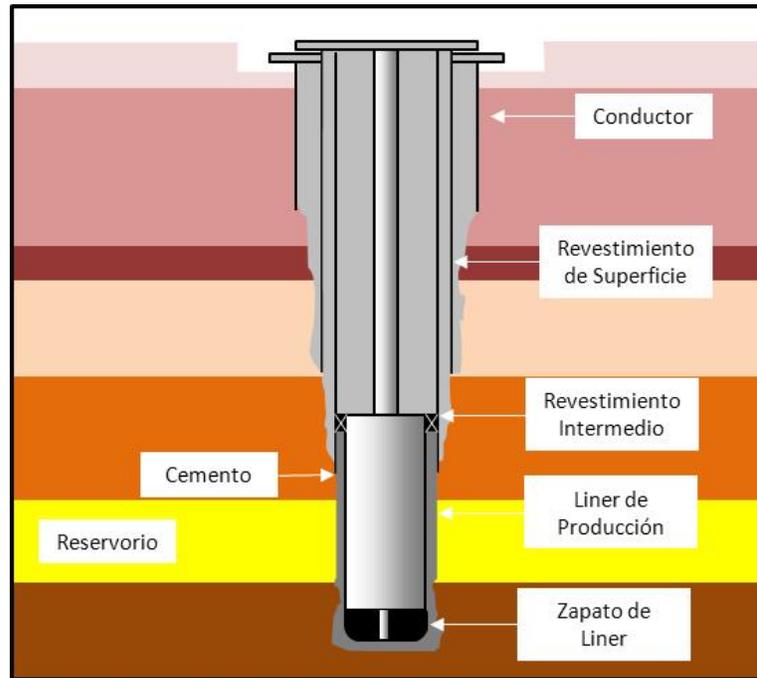
Sin embargo; otro método fue desarrollado para adecuarse a las variadas condiciones del pozo. El método implica el colgado de una sarga de revestimiento en otra de mayor diámetro cementada anteriormente, consiguiendo un ahorro de tiempo y dinero significativo. Estas sargas de revestimiento colgadas son llamadas “liners” y son usadas en muchas terminaciones de pozos profundos.

Existen cuatro tipos de “liners”:

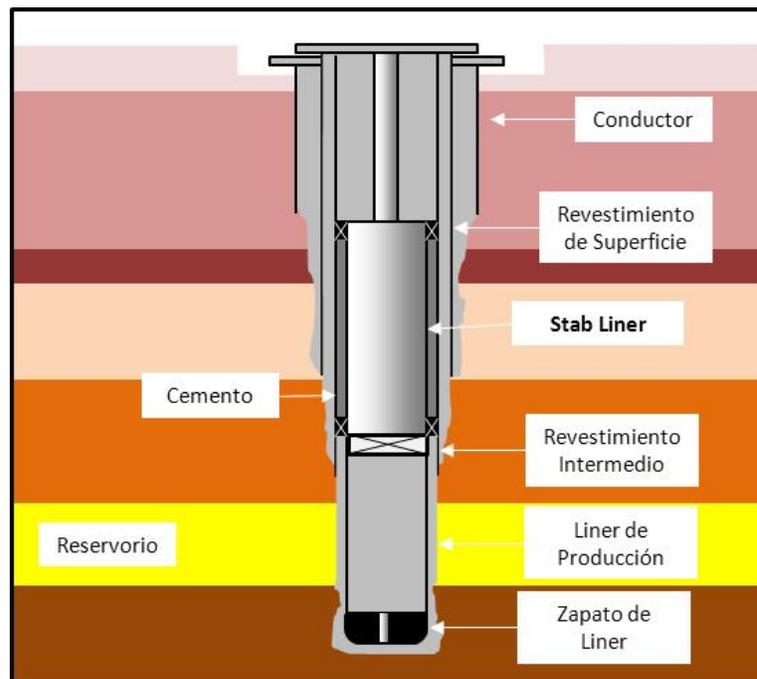
Liner de Perforación: Usado en pozos que contemplan terminaciones a hueco abierto, el cual es sentado antes de alcanzar la profundidad final del mismo para el control de fluidos de perforación y del pozo.



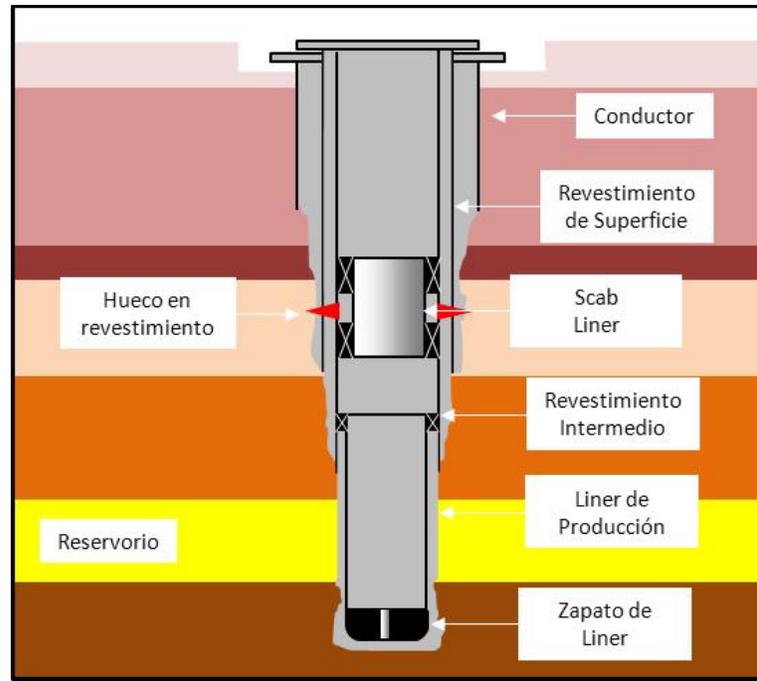
Liner de Producción: Sentado a la profundidad final para la producción de la zona de interés.



Stab Liner: Sarta corta de revestimiento sentada en el tope de un liner fijado anteriormente y hacia arriba dentro de una sarta de revestimiento anterior.



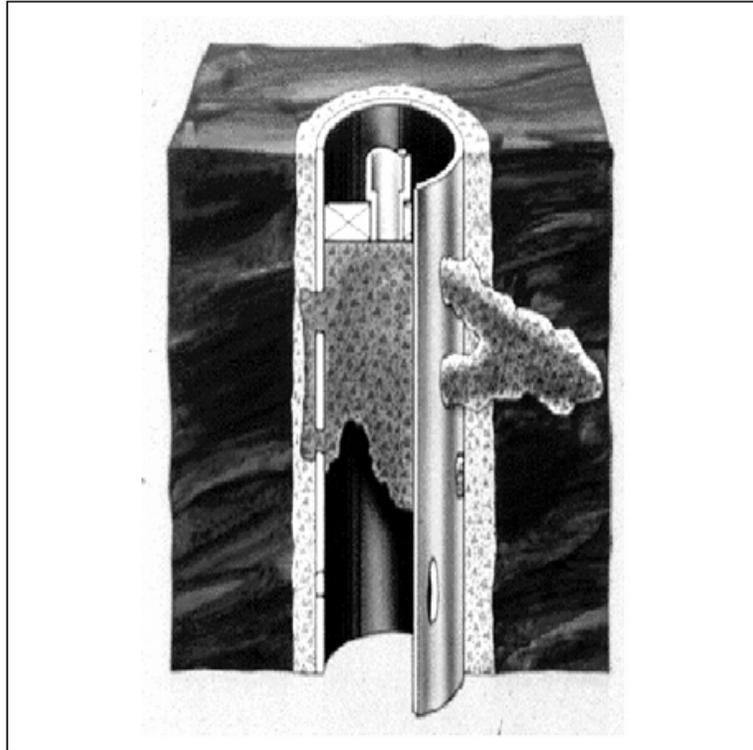
Scab Liner: Tiene como función tapar un agujero o una ruptura existente en una sarta de revestimiento, consiste en una sección corta de revestimiento de menor diámetro que el diámetro interno de la sarta donde será instalado.



7.1.2. Cementación Secundaria

Si todos los trabajos de cementación primaria son completados satisfactoriamente, raramente habrá la necesidad de realizar una cementación secundaria. Sin embargo, si el cemento ha sido canalizado durante la cementación primaria, trabajos de cementación forzada pueden ser requeridos para corregir o remediar el problema.

Perforaciones de producción pueden ser abandonadas mediante este tipo de cementación. Asimismo, los agujeros en la sarta de revestimiento debido a la corrosión de la misma pueden ser sellados con este proceso. Por otro lado, el fondo de las sarta de revestimiento (zapato) y los topes de "liner" también pueden requerir cementaciones forzadas para corregir problemas. Estos tipos de trabajo pueden no requerir perforaciones antes de dicho trabajo de remediación.



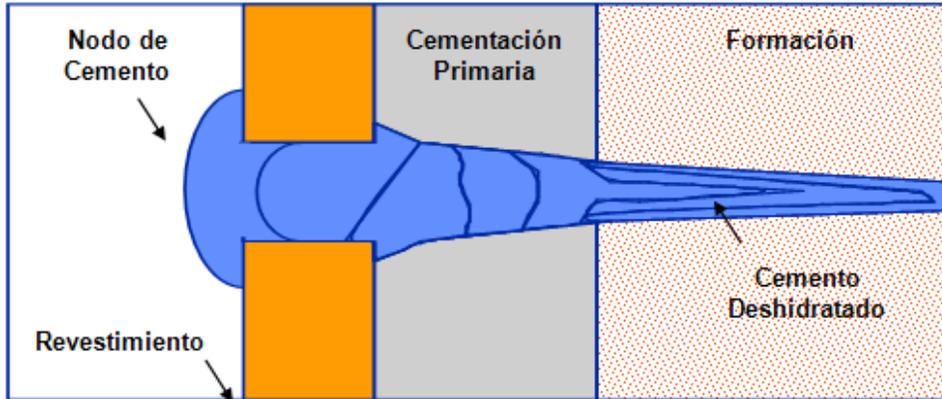
Cementación secundaria para reparar revestimiento

7.1.2.1. Definición

La cementación secundaria está definida como el proceso de forzar una lechada de cemento, bajo presión, a través de orificios o canales en el espacio anular formado entre la sarta de revestimiento y el hoyo. Cuando la lechada de cemento es forzada contra una formación permeable, los fenómenos físicos resultantes son la filtración, la deposición de un revoco de filtrado y en algunos casos la fractura de la formación. La lechada sujeta a un diferencial de presión, pierde parte del agua en el medio poroso y un revoco de cemento, parcialmente deshidratado, es formado.

El revoco de cemento formado es inicialmente muy permeable; sin embargo, a medida que las partículas sólidas se acumulan el espesor del revoco y la resistencia hidráulica incrementan. Como resultado de ello, la filtración disminuye y la presión requerida para continuar deshidratando la lechada aumenta. La velocidad de formación del revoco es una función de cuatro parámetros:

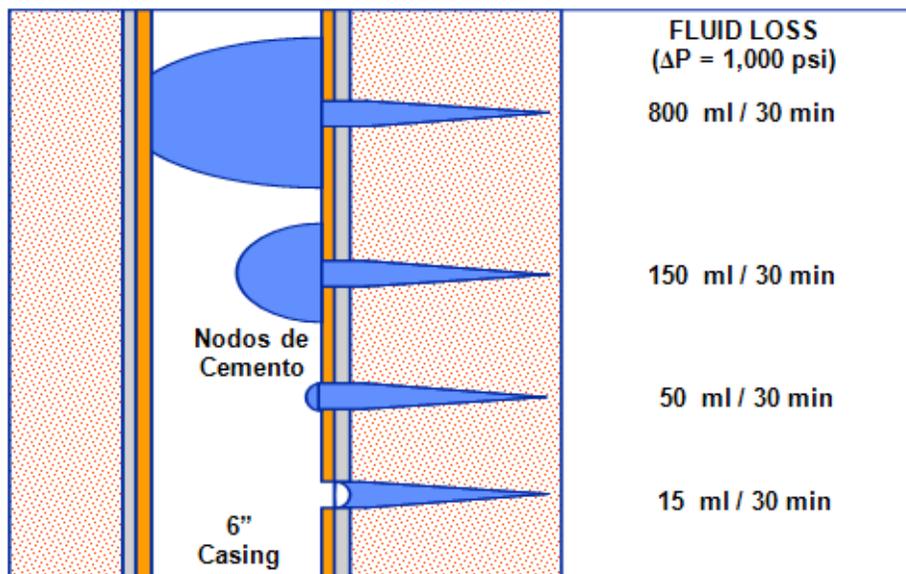
- Permeabilidad de la formación
- Diferencial de presión aplicado
- Tiempo
- Capacidad de la lechada para perder fluido a condiciones de fondo de pozo.



La permeabilidad del revoque y la velocidad de deshidratación está en función de la concentración del aditivo de control de filtrado.

Durante el forzamiento de cemento sobre una formación de una permeabilidad dada, el caudal al cual la deshidratación de la lechada disminuye está directamente relacionado al caudal de pérdida de filtrado. En formaciones de baja permeabilidad, las lechadas con bajos caudales de pérdida de filtrado se deshidratan lentamente y la duración de la operación puede ser excesiva. En formaciones de alta permeabilidad, las lechadas con un alto caudal de pérdida de filtrado se deshidratan rápidamente; consecuentemente el pozo podría ser bloqueado por el revoque formado, y los canales que de otra forma podrían haber aceptado cemento serían puenteados.

Por lo tanto, la lechada de cemento debe ser adaptada para controlar la velocidad de crecimiento del revoque y permitir un desarrollo uniforme de dicho revoque a lo largo de toda la superficie permeable.



Crecimiento de los nodos a unos 45 min de forzamiento usando lechadas con diferente pérdida de filtrado.

7.1.2.2. Propósitos de una Cementación Secundaria

Algunas de las razones para desarrollar un trabajo de cementación forzada son:

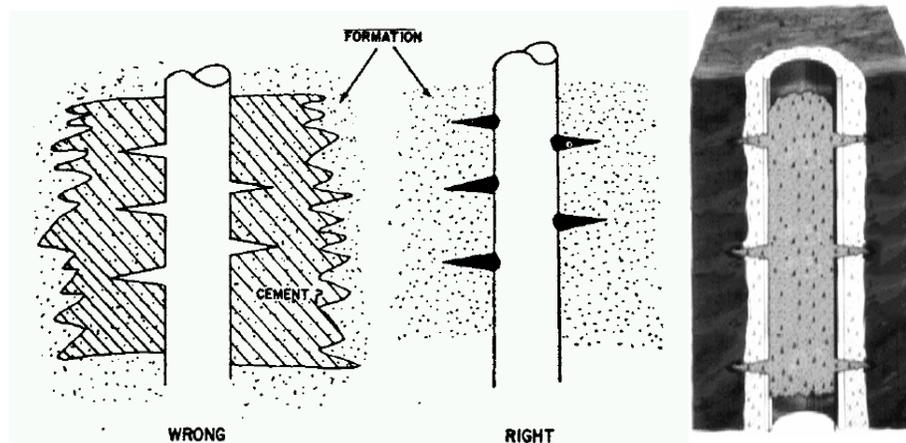
- Corregir un trabajo de cementación primaria defectuoso causado por canalización o insuficiente llenado del anular.
- **Proveer un sello en lugares que fueron intencionalmente dejados sin cemento durante la cementación primaria.**
- Reducir la relación gas-petróleo sellando perforaciones ubicadas en las zonas productoras de gas (aislar las zonas de gas y petróleo).
- Mejorar la relación petróleo-agua sellando perforaciones ubicadas en las zonas productoras de agua (aislar las zonas de agua y petróleo).
- Sellar formaciones improductivas del pozo.
- Prevenir la migración de fluidos.
- Reparar agujeros en el revestimiento causados por la corrosión y otros.

7.1.2.3. Terminología de Cementación Secundaria

A fin de entender los diferentes métodos usados en las cementaciones secundarias, es necesario familiarizarse con los siguientes términos:

- Deshidratación del cemento
- Presión de bombeo
- Caudal de inyección
- “Block Squeezing”

Una lechada está compuesta básicamente por cemento, aditivos y agua. Cuando la lechada alcanza una formación permeable, sólo el agua (filtrado) pasará a través de los poros de la formación. La **deshidratación de cemento** es el proceso por el cual el cemento forma un revoque, el cual endurecerá sobre la cara de la formación.

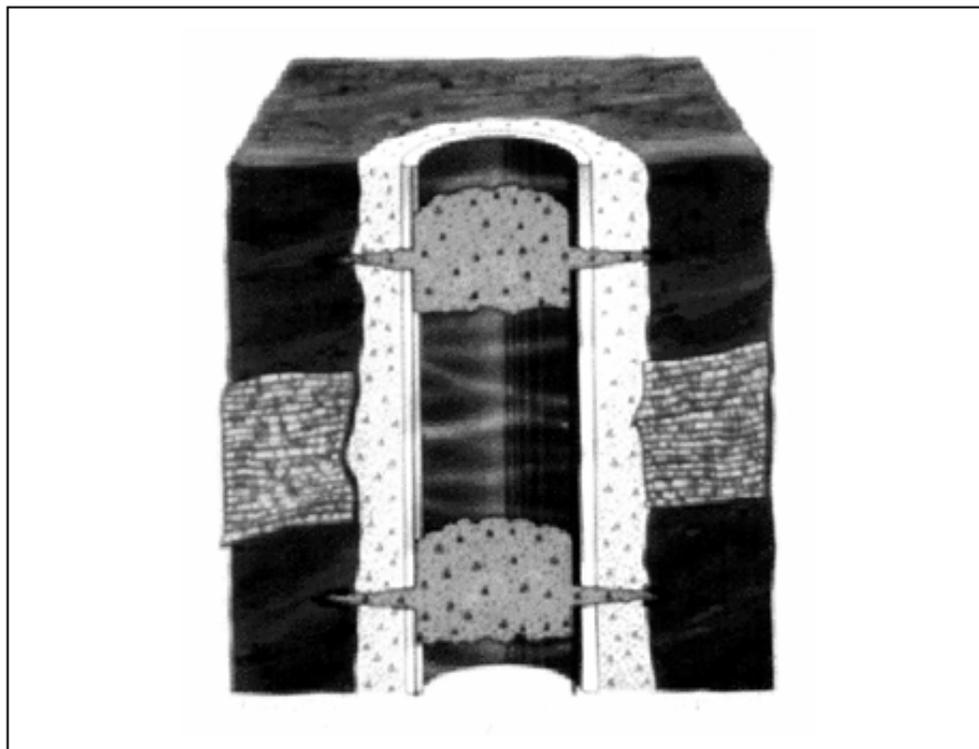


Toda la lechada de cemento no entra a la formación

En los trabajos de remediación, el forzamiento de la formación para fracturarla no es el objetivo. Si la presión de bombeo supera la presión de fractura, la formación se fracturará y toda la lechada de cemento (no sólo el filtrado) será desplazada dentro de la formación. Por lo tanto, especial cuidado debe ser tomado a fin de que la presión de bombeo y la presión ejercida por el peso del fluido no lleguen a fracturar la formación. La presión requerida para forzar el filtrado dentro de la formación, sin fracturarla, es llamada **presión de bombeo**.

El volumen por minuto al cual el fluido será bombeado durante el trabajo de remediación es llamado **caudal de inyección**. Tanto la presión como el caudal deberán ser establecidos mediante una prueba de inyección, en la cual el fluido del pozo es bombeado dentro de la formación para determinar a qué caudal y presión el fluido será absorbido dentro de la formación.

Block Squeezing, requiere que perforaciones sean hechas en el intervalo a ser remediado; luego de lo cual el cemento es forzado en dicho intervalo. Block Squeezing es generalmente usado para aislar zonas productivas antes de completar un pozo.



Block Squeezing

7.1.2.4. Clasificación según la presión de bombeo

Normalmente, la inyección de la lechada es desarrollada a través de las perforaciones del revestimiento. Existen dos clasificaciones de los trabajos de remediación fundamentalmente diferentes.

Cementación forzada a baja presión: La presión de tratamiento de fondo es mantenida por debajo de la presión de fractura de la formación.

Cementación forzada a alta presión: La presión de tratamiento de fondo excede la presión de fractura de la formación.

7.1.2.4.1. Cementación Forzada a Baja Presión:

El objetivo de esta operación es llenar las cavidades de las perforaciones y los espacios vacíos interconectados con cemento deshidratado. El volumen de cemento generalmente es pequeño, debido a que la lechada realmente no es bombeada dentro de la formación. Un control preciso de la presión hidrostática de la columna de cemento es esencial, debido a que una presión excesiva podría fracturar la formación.

En cementaciones forzadas a baja presión, es importante que las perforaciones y los canales estén libres de lodo u otros sólidos. Si el pozo ha estado produciendo, dichos orificios pueden estar libres de obstrucciones; sin embargo, para pozos recientemente completados puede ser necesario la limpieza de las perforaciones antes de realizar el trabajo de remediación.

Una lechada de cemento debidamente diseñada dejará un pequeño nodo de cemento dentro de la sarta de revestimiento. Sistemas diseñados inadecuadamente pueden resultar en un excesivo desarrollo del revoque de cemento. Esto puede resultar en un bloqueo completo del interior de la sarta de revestimiento, con una pérdida de transmisión de presión a la formación, y un contacto insuficiente del revoque con la formación.

De acuerdo a la mayoría de los autores, siempre que sea posible los trabajos de cementación forzada deben ser desarrollados a baja presión dado que esta técnica tiene el mayor porcentaje de éxito. Las cementaciones forzadas a baja presión requieren sólo una pequeña cantidad de lechada mientras que la técnica a alta presión envuelve un mayor volumen de lechada.

7.1.2.4.2. Cementación Forzada a Alta Presión:

En algunos casos, una cementación forzada a baja presión de las perforaciones no permite alcanzar el objetivo del trabajo. Los canales detrás de la sarta de revestimiento podrían no estar directamente conectados a las perforaciones. Pequeños agujeros o micro anillos que pueden permitir el flujo de gas no permiten el paso de una lechada de cemento. En tales casos, esos canales que deben ser ampliados para aceptar un fluido viscoso con contenido

7.1.2.5. Clasificación según el método de bombeo

Dentro de las dos clasificaciones anteriores existen dos métodos de bombeo: la cementación forzada continua y la cementación forzada con hesitación.

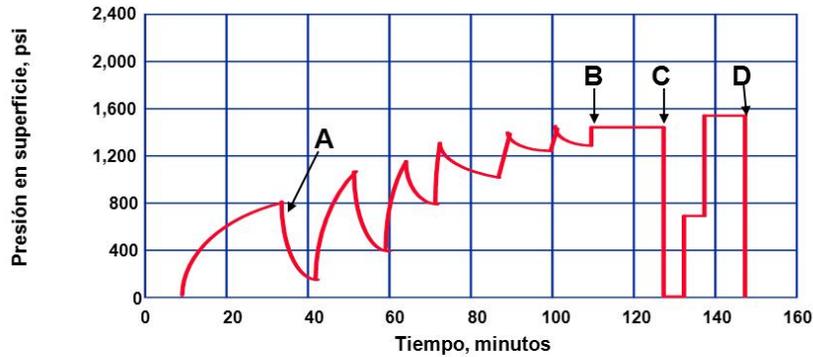
7.1.2.5.1. Método de Bombeo Continuo

Durante una cementación forzada con bombeo continuo, la lechada de cemento es continuamente bombeada hasta que la presión final de trabajo (la cual es superior o menor que la presión de fractura) es alcanzada. Después que el bombeo es detenido, la presión es monitoreada y si ésta cae debido a una filtración de la interfase cemento/formación, más lechada es bombeada para mantener la presión final de trabajo. Esto continúa hasta que el pozo mantenga la presión de trabajo por varios minutos sin adicionar inyección de lechada de cemento. El volumen de lechada inyectado es usualmente grande; Rike y Rike (1981) reportaron que los rangos de volúmenes comúnmente usados van de 10 a 100 barriles.

7.1.2.5.2. Método de Bombeo con Hesitación

La cantidad de filtrado relativamente pequeña de la lechada hace impráctico, sino imposible, un bombeo continuo a un caudal lo suficientemente bajo para mantener una presión diferencial constante. El mínimo caudal de bombeo alcanzable, con el equipo de campo existente, es excesivo aún para los trabajos de remediación a alta presión donde grandes fracturas son creadas.

El único procedimiento que hace posible la deshidratación de pequeñas cantidades de cemento en las perforaciones de las cavidades de la formación es el método de bombeo con hesitación. Este procedimiento envuelve la aplicación intermitente de presión (a un caudal de 0.25 a 0.5 bpm), separado por un intervalo de 10 a 20 minutos para permitir la disipación de la presión debido al filtrado perdido dentro de la formación. La disipación inicial es rápida debido a que aún no hay revoque. Conforme el revoque se construye, y la presión aplicada incrementa, los periodos de filtración son más largos y la diferencia entre las presiones inicial y final son cada vez menores, hasta que finalmente dicha diferencia deja de ser evidente. Los volúmenes de lechada necesarios para esta técnica son generalmente menores que los requeridos en un trabajo de remediación con bombeo continuo.



- A** = Pérdida de agua de la lechada
- B** = No hay filtrado de la lechada, por lo tanto el squeeze se ha completado
- C** = Se alivia la presión
- D** = Prueba de la presión final

Comportamiento de una cementación forzada con Hesitación.

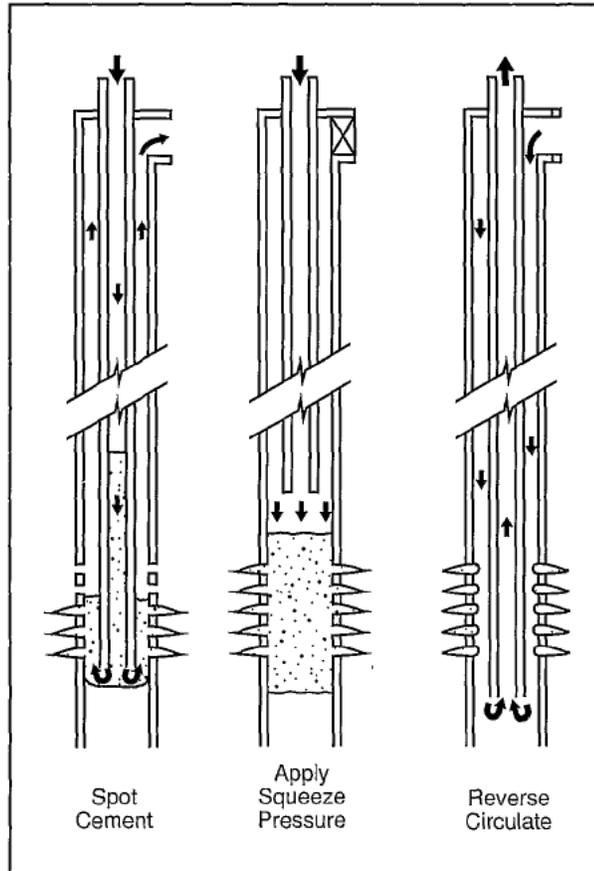
Una formación deleznable requiere un periodo de hesitación extenso para empezar a incrementar la presión de “cementación forzada”. Un periodo de hesitación inicial de 30 minutos o más es un tiempo razonable. Un periodo de hesitación inicial mucho más corto (posiblemente 5 minutos) es normalmente suficiente para formaciones de baja permeabilidad.

7.1.2.6. Técnicas de Colocación

7.1.2.6.1. Técnica de Colocación “Bradenhead” (No “Packer”)

Esta técnica es normalmente usada cuando se realiza una cementación forzada a baja presión, y cuando no hay dudas con respecto a la capacidad de la tubería de revestimiento para soportar la presión de forzamiento. No se requieren herramientas especiales, aunque un tapón podría ser necesario para aislar perforaciones abiertas inferiores.

Tubería con punta libre es bajada hasta el fondo de la zona a ser cementada, entonces los pistones del preventor de reventones (BOP) son cerrados sobre la tubería y una prueba de inyección es desarrollada. Seguidamente la lechada de cemento es colocada en frente de las perforaciones. Una vez colocada la lechada, la tubería es retirada hasta un punto sobre el tope del cemento, los preventores (BOP) de reventones son cerrados, y presión es aplicada a través de la tubería. La cementación secundaria “Bradenhead” es muy popular debido a su simplicidad.



La técnica de colocación “Bradenhead” es normalmente usada en formaciones de baja presión. El cemento es circulado hasta ser balanceado frente a los perforados, seguidamente la cabeza del pozo o el BOP son cerrados y se aplica presión. Finalmente se circula por reversa para eliminar los excesos de cemento.

7.1.2.6.2. Técnica de Colocación con Herramientas

Esta técnica puede ser subdividida en dos partes, el método de remediación con “packer” recuperable y el método con retenedor de cemento perforable. El principal objetivo de usar herramientas en los trabajos de remediación es aislar la tubería de revestimiento y la cabeza del pozo mientras alta presión es aplicada en el fondo del pozo.

Método de Remediación con Packer Recuperable

“Packers” recuperables con diferentes diseños y características están disponibles, siendo aquellos que pueden ser sentados a compresión o tensión los más usados en cementaciones de remediación. Ellos poseen una válvula “bypass” que permite la circulación de fluidos mientras se bajan en el pozo, y una vez que el “packer” ha sido sentado. Esta característica permite la limpieza de la herramienta después del trabajo de remediación y la reversa del exceso

de la lechada sin excesiva presión; esto también previene el efecto pistón mientras se saca la herramienta del pozo.

La principal ventaja del “packer” recuperable sobre los retenedores perforables es la habilidad de ser sentado y retirado muchas veces; esto permite mucha flexibilidad en el trabajo, tapones retirables pueden ser bajados junto con el “packer” y retirados después que la lechada ha sido reversada o perforada, muchos operadores dejan caer uno o dos sacos de arena de fractura sobre el tapón retirable antes del trabajo para prevenir el fraguado de la lechada sobre el mecanismo de liberación de la herramienta.

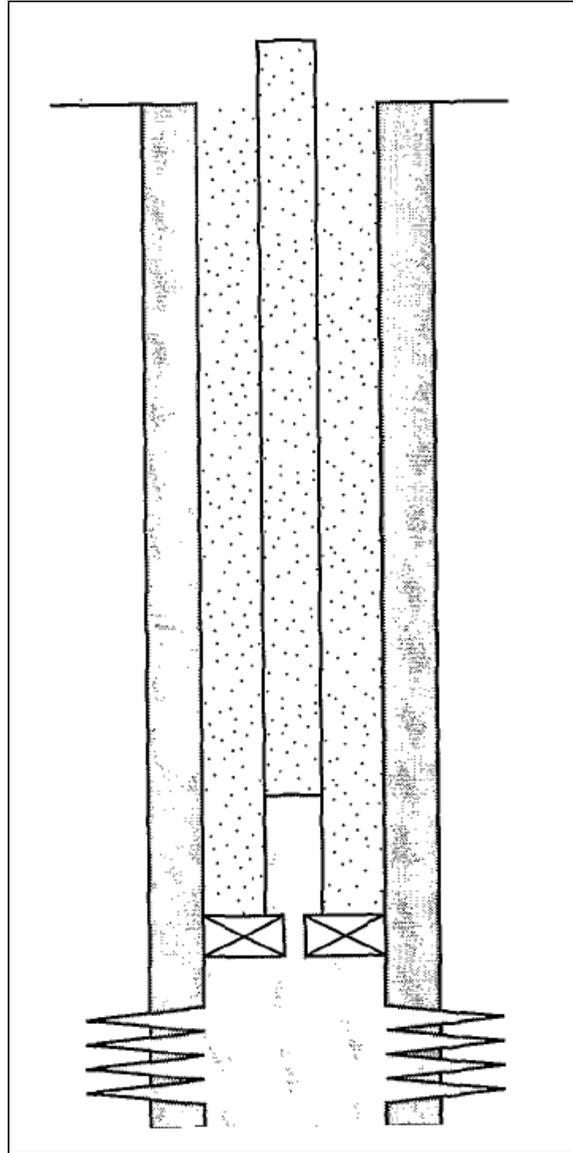
Retenedor de Cemento Perforable

Los retenedores de cemento son usados en lugar de “packers” para prevenir el retorno de cemento no deshidratado o cuando un alto diferencial de presión puede perturbar el revoque de cemento. En ciertos casos comunicaciones potenciales con los perforados superiores hacen que el uso de “packers” sea una operación riesgosa.

Cuando se cementan múltiples zonas, el retenedor de cemento aísla los perforados inferiores y las subsecuentes zonas de remediación pueden ser realizadas sin esperar que la lechada fragüe. Los retenedores de cemento son “packers” perforables provistos de una válvula que es accionada por un “stinger” al final de una sarta de trabajo.

Un retenedor perforable permite al operador mayor confianza para sentar el “packer” más cerca de las perforaciones. Otra ventaja es que el volumen de fluido que ingresará a las perforaciones antes de la lechada de cemento será menor.

Tapones perforables son normalmente usados para aislar la sarta de revestimiento por debajo de la zona a tratar. Su diseño es similar que los retenedores de cemento, estos pueden ser corridos con cable o con sarta de trabajo. Los tapones perforables no permiten flujo a través de la herramienta.



Cementación forzada con retenedor de cemento.

7.1.2.6.3. Cementación Forzada a través de Tubería Flexible

A lo largo de los últimos años, las operaciones de cementación forzada a través de tubería flexible se han convertido en una práctica común a nivel mundial dada la versatilidad de la técnica que permite a las operadoras llevar a cabo trabajos de remediación en pozos sin necesidad de sacar la terminación. Esta técnica además representa una alternativa económica, tanto en mar como en tierra, debido a que el transporte de una unidad de tubería flexible resulta más económico que el de un equipo convencional.

Ventajas

- No se necesita matar el pozo.
- La tubería de producción y cabezales existentes no necesitan ser removidos para acceder al intervalo de producción.
- La tubería flexible puede ser reciprocada mientras se bombea, haciendo posible la colocación de volúmenes pequeños de lechadas de cemento en la zona de interés.
- Potencialmente se reduce al mínimo la contaminación de la lechada de cemento durante su colocación.
- Se evita introducir fluido del pozo delante del tapón.
- Provee una alternativa económica para cementaciones secundarias frente al uso de un equipo de servicio de pozos o un equipo de perforación.
- Permite sellar canales de agua o gas derivados de un trabajo de cementación primaria deficiente.
- Permite sellar perforados con aporte de agua o gas.

Tipos de operaciones

Cementación Forzada de los Perforados

Es realizada para colocar una cantidad controlada de revoque de filtrado dentro y contra los perforados abiertos para sellarlos y evitar el influjo a través de los mismos. La presión hidráulica deshidrata la lechada de cemento contra una barrera permeable. Debido a que el diámetro promedio de una partícula estándar de cemento API está alrededor de treinta micrones, las partículas de cemento típicamente sólo invadirán formaciones que posean permeabilidades superiores a los 10 darcies. Como la mayoría de las formaciones tienen permeabilidades menores a 1 darcy, sólo el filtrado entra a la formación, las partículas de cemento filtrado formarán un revoque de cemento parcialmente deshidratado sobre una superficie permeable. Conforme el revoque de filtrado se construye, la permeabilidad disminuye y la presión de inyección aumenta. El revoque de filtrado debe bloquear los perforados, pero debe permitir el acceso a la máxima profundidad del pozo ("Plug Back Total Depth"). La porción deshidratada de la lechada en la tubería de revestimiento es conocida como nodo de cemento y su tamaño es una función de la pérdida de filtrado. La contaminación del cemento remanente en el pozo permitirá una posterior limpieza del mismo después que el cemento en los perforados o fuera de la tubería de revestimiento haya fraguado. Una mezcla de Polímero XC o Lechada de Biozan pueden ser usadas para la contaminación del cemento. Un retardador de cemento convencional mezclado en agua también ha sido probado exitosamente; sin embargo, debe tenerse mucho cuidado para no introducir el contaminante dentro de los nodos formados ya que los retardadores convencionales pueden reducir grandemente el desarrollo de su resistencia. Bajo condiciones normales, ensayos han demostrado que los

nodos del revoque filtrado (cemento deshidratado) formados en los perforados en una cementación secundaria desarrolla un resistencia a la compresión cuatro veces más rápido que una lechada no deshidratada, haciendo del nodo una barrera mientras el cemento está fraguando.

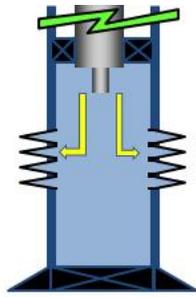
Cementación Forzada Continua:

Durante una cementación secundaria continua, una lechada de cemento es bombeada continuamente hasta que la presión final es alcanzada. Una vez que el bombeo se detiene, la presión es monitoreada para determinar si la caída de presión se debe a una mayor filtración en la interfase cemento/formación. Si la presión cae totalmente mayor volumen de cemento es bombeado hasta que el pozo mantenga la presión de cierre por varios minutos. Generalmente el volumen de cemento bombeado es relativamente grande.

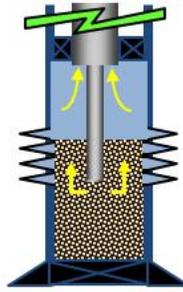
En general, el método preferido para ser usado con tubería flexible es conocido como "Bradenhead Cementación forzada".

Cementación Forzada "Bradenhead" a través de Tubería Flexible.

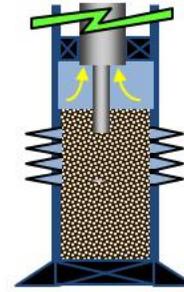
Este método es similar a un trabajo de cementación secundaria continua; sin embargo, éste envuelve como primer paso la colocación del cemento a través del intervalo. Después de la colocación del tapón, la tubería flexible es retirada por encima del tope de cemento y la presión es aplicada en un intento por alcanzar la presión final de cierre. La lechada de cemento es bombeada de manera continua hasta que la presión de cierre es alcanzada. Una vez que el bombeo se detiene, la presión es monitoreada para determinar si la caída de presión se debe a una mayor filtración en la interfase cemento/formación. Si la presión cae totalmente mayor volumen de cemento es bombeado hasta que el pozo mantenga la presión de cierre por varios minutos. Como una guía general una Cementación Forzada "Bradenhead" a través de Tubería Flexible puede ser desarrollada como sigue:



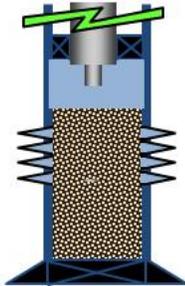
1. Prueba de Inyect.



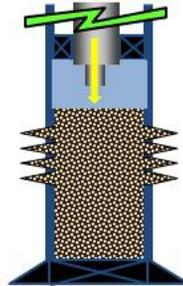
2. Bombear cemento.



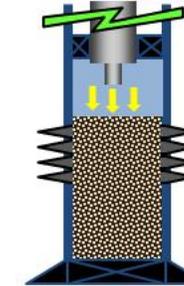
3. Cubrir tope de perf.



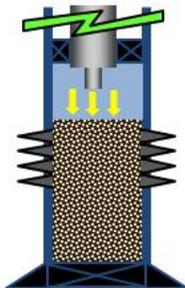
4. Sacar CT sobre tope de cemento.



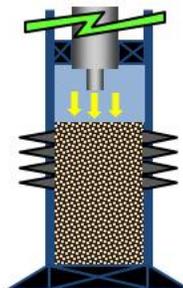
5. Incrementar presión de "Squeeze".



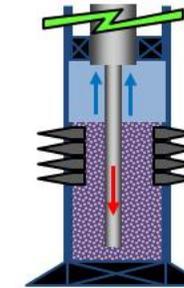
6. Incrementar presión de "Squeeze".



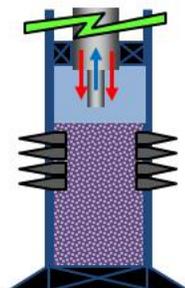
7. Obtener Max. presión de "Squeeze".



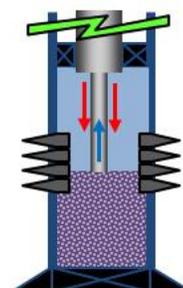
8. Mantener presión de "Squeeze".



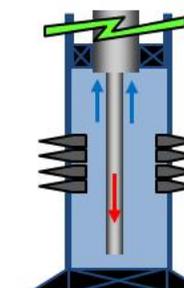
9. Cointaminar cemento.



10. Sacar CT sobre cemento contaminado.



11. Reversar cemento contaminado.



12. Acondicionar pozo.

NOTA:

- Es muy importante que una presión positiva sea mantenida mientras la contaminación del cemento y la limpieza son llevadas a cabo.

Diseño de lechada

Muestreo y Ensayo

Debido a las limitaciones envueltas en una cementación con tubería flexible (pequeños volúmenes, bajos caudales, posibilidad de quedarse pegados), ensayos de laboratorio deben ser siempre realizados. Desafortunadamente, los ensayos de laboratorio pueden diferir de los resultados obtenidos en el campo por muchas razones. Ensayos de tiempo de espesamiento en el laboratorio son generalmente realizados bajo una agitación constante sin pérdida de filtrado lo cual no representa las condiciones de fondo de pozo. La presión estática de fondo verdadera es raramente conocida y el cemento y el agua de mezcla usados en el trabajo a menudo no son probados. La energía de mezclado asociada con el procedimiento de mezclado API difiere significativamente de la energía de mezclado impartida por un equipo de mezclado de campo lo cual puede resultar en diferencias extremas en las propiedades de pérdida de filtrado, tiempo de fragüe y/o agua libre. El cemento seco a ser probado debe ser del mismo silo de cemento que será usado en el trabajo. Los aditivos usados deben pertenecer al mismo número de lote y pesados con precisión. Nunca se debe asumir que un saco de aditivo tiene exactamente el peso especificado del producto en éste. El peso real del material en un saco puede variar tanto como +/- 3-5%. El agua de mezcla usada para probar las lechadas debe venir de la fuente exacta de agua que se usará para el trabajo. Variaciones en el tipo de agua pueden causar extremas diferencias en las propiedades de la lechada. Además cualquier fluido que pueda ser encontrado en el pozo durante el trabajo debe ser ensayado para verificar su compatibilidad con la lechada, a fin de eliminar cualquier riesgo de aceleración o retardación.

Temperatura Estática de Fondo (BHST)

Es la temperatura que la lechada de cemento experimentará una vez que ésta salga de la tubería flexible. No se deben usar las tablas de la Especificación API 10 para calcular la BHCT (temperatura de circulación de fondo de pozo). Para caudales de tratamiento bajos (pequeños diámetros de tubería flexible), la temperatura estática de fondo será cercana a la temperatura de la formación. Conforme la temperatura incrementa, el tiempo de espesamiento de la lechada disminuye. Para aplicaciones con tubería flexible, los diseños de la lechada se basan en la temperatura estática de formación a menos que una temperatura más precisa sea conocida.

Reología

Bombear a través de una tubería flexible involucra transportar la lechada de cemento en un diámetro interno de tubería pequeño. La presión de inyección debe ser mantenida dentro de los límites aceptables a un máximo caudal de

bombeo para asegurar un razonable tiempo de colocación de la lechada de cemento. Por lo tanto el punto de cedencia de la lechada y la viscosidad plástica deben ser mantenidos tan bajos como sea posible, esto debe ser logrado sin decantación ni agua libre. Las lechadas usadas para aplicaciones con tubería flexible siempre deben de ser probadas para 10 segundos y 10 minutos cuando se determina el esfuerzo de gel a la temperatura de fondo estimada y la presión promedio en la tubería. El desarrollo de un excesivo esfuerzo de gel puede inducir a la inhabilidad para bombear cemento fuera de la tubería en el caso que se tenga que parar temporalmente. Es importante determinar el esfuerzo de gel bajo temperatura y presión debido a que este último tiene un efecto significativo sobre el esfuerzo de gel de ciertas lechadas.

Pérdida de filtrado

Está definido como el volumen de fluido de una lechada que se pierde a través de una membrana permeable debido a la filtración. Conforme el fluido se pierde, un revoque de cemento semi-hidratado y duro crece alrededor del área de pérdida de filtrado. El espesor del revoque de filtrado (nodos) incrementa con la pérdida de fluido. Si la pérdida de fluido ocurre demasiado rápido, el revoque de filtrado crecerá rápidamente ("flash set") y será suave y bastante permeable.

Las lechadas de cemento diseñadas para cementaciones forzadas de perforados deben ser ensayadas en una celda de pérdida de filtrado utilizando una prueba de pérdida de fluido API modificada que tome como consideración el diferencial de presión real a ser aplicado y en adición el uso de discos de cerámica o aloxita especial que representan mejor la permeabilidad estimada de la formación. La dureza del revoque de filtrado y su desarrollo deben ser estudiados para todas las lechadas debido a que una prematura deshidratación puede inducir a un crecimiento excesivo del nodo que puede bloquear el pozo para cuando se desee reingresar a éste para la subsiguiente limpieza del hoyo. La lechada ideal debe crear lentamente un revoque de filtrado duro, de baja permeabilidad y formar un pequeño nodo dentro de la tubería de revestimiento que no debe restringir el paso de la tubería flexible durante una operación de contaminación o limpieza. El espesor del revoque de filtrado deseado, determinado según la prueba de pérdida de fluido API modificada, debe encontrarse entre 0.5 a 0.75 pulgadas (12.7-19.1 mm.). Desde un punto de vista operacional, el objetivo es tener una baja pérdida de filtrado cuando se bombea a través de restricciones en un BHA como son las válvulas secuenciales o las boquillas pequeñas. En adición si una oquedad ha sido desarrollada en la tubería flexible, una lechada de cemento con una baja pérdida de filtrado tendrá menor posibilidad de deshidratarse en la fuga y bloquear la tubería.

Esfuerzo a la comprensión

Es una medida de la carga de compresión que un cubo de cemento puede resistir antes de fallar. El procedimiento de prueba API fue originalmente desarrollado como un medio para determinar el desarrollo del esfuerzo versus el tiempo para una determinada lechada. Sin embargo, es importante conocer que el esfuerzo a la compresión de una lechada fraguada es de escasa importancia debido al hecho que el principal mecanismo de falla para un cemento fraguado está vinculado a los esfuerzos de corte de tensión y no a las cargas de compresión. El método preferido para medir el desarrollo de los esfuerzos versus el tiempo es el UCA (Analizador Ultrasónico de Cemento). Esto debido a que el desarrollo del esfuerzo puede ser observado en tiempo real en lugar de un intervalo predeterminado que puede o no dar un dato relevante. Obviamente un tapón de cemento debe tener suficiente tiempo para desarrollar el esfuerzo antes de contactar nuevamente el tope de cemento. Un valor aceptado para el esfuerzo a la comprensión que requiere un cemento fraguado es de 500 psi. Una cementación forzada en perforados debe también desarrollar suficiente esfuerzo antes de realizar una prueba de integridad de presión. Sin embargo en este caso el módulo elástico del cemento fraguado es más importante que el esfuerzo a la compresión. Es importante tener en cuenta que el cemento deshidratado en los túneles de los perforados/nodos desarrollarán un esfuerzo mucho más acelerado que una lechada probada en el laboratorio usando una prueba convencional de esfuerzo a la compresión o un análisis UCA.

Tiempo de trabajo

Es definido como la cantidad de tiempo requerida para realizar una operación de cementación desde el principio hasta el final. Para determinar el tiempo de trabajo es necesario asegurarse de haber incluido el tiempo de mezclado, bombeo, desplazamiento, y el tiempo que tomará retirar la tubería para cualquier lechada de cemento. En el caso de una cementación forzada "Bradenhead" a través de una tubería flexible, el tiempo de espesamiento debe incluir adicionalmente el tiempo deseado para mantener la presión de cierre en la etapa de contaminación.

Tiempo de Espesamiento

Está referido al tiempo durante el cual una lechada de cemento dada permanece bombeable bajo condiciones simuladas de pozo de presión y temperatura. El tiempo de espesamiento debe incluir un factor de seguridad de al menos 2 horas más que el tiempo de trabajo hasta 1.5 veces el tiempo del mismo para permitir suficiente tiempo ante cualquier demora inesperada para circular o reversar cualquier exceso de cemento fuera del pozo si fuera requerido. El trabajo debe ser fácilmente completado dentro del marco del tiempo de trabajo.

Agua libre

El agua es agregada al cemento seco en una relación específica para humedecer adecuadamente toda el área superficial de las partículas de cemento y permitir que el proceso de hidratación suceda. El agua Libre es el exceso de agua que no es absorbido por el cemento o aditivos y se separa cuando la lechada fragua. La relación agua/cemento necesita ser ajustada para todas las lechadas a fin de eliminar cualquier sedimentación resultante de la variación de la densidad de la lechada y el agua libre. En general, para aplicaciones de cementaciones a través de una tubería flexible, todas las lechadas deben ser diseñadas con 0% de agua libre para prevenir la inversión de la densidad y canalización, especialmente en pozos desviados.

Densidad

La densidad es importante para la resistencia del cemento. En general, lechadas de alta densidad desarrollan altas resistencias. Sin embargo, existen aditivos especiales que mejoran la resistencia desarrollada en lechadas de baja densidad cuando una baja densidad es requerida. Uno no puede esperar que una lechada de 12 ppg desarrolle la misma resistencia a la compresión que una lechada de 16 ppg. Sin embargo, como se mencionó anteriormente la resistencia no es el criterio de diseño más importante, y en muchos casos una lechada de baja densidad será suficiente siempre que los otros criterios de diseño sean cumplidos. En general, debido a prácticas acostumbradas, muchas lechadas son diseñadas basadas en los requerimientos de agua de las recomendaciones API las cuales proveen densidades entre 15.86 y 16.1 ppg en función a la clase de cemento que se utiliza.

7.2. Perforación

Una vez que la sarta de revestimiento ha sido fijada mediante el proceso de cementación, los hidrocarburos no pueden salir del reservorio debido al sello creado por el cemento y la sarta de revestimiento. En este caso, es necesario crear una comunicación entre el reservorio y el pozo a fin de que los fluidos puedan fluir dentro del pozo. Esta comunicación se consigue mediante la perforación.

Objetivos:

- Obtener perforaciones productivas, limpias y libres de daño.
- Penetrar el intervalo productivo tan profundo como sea posible.
- Crear orificios de entrada redondos y suaves en la sarta de revestimiento.
- Minimizar el daño del cemento y de la sarta de revestimiento.
- Obtener el máximo caudal de flujo con el mínimo número de perforaciones.

7.2.1. Perforación Convencional:

El proceso convencional incluye el uso de un cañón de perforación, para realizar orificios a través de la sarta de revestimiento y dentro de la formación para permitir que los fluidos del reservorio ingresen al pozo.

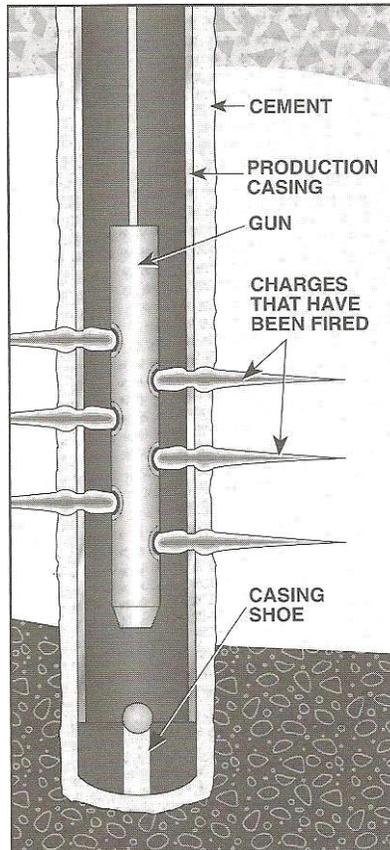
El estilo antiguo de perforación usa un cañón de perforación que lleva varias balas, las cuales se disparan creando orificios en la sarta de revestimiento que penetran la formación. Hoy en día los contratistas de perforación utilizan casi siempre cañones de perforación de chorro, que llevan cargas huecas (cargas explosivas especiales), las cuales trabajan como las balas usadas en estilo antiguo de perforación.

Cañones de Perforación

El cañón de perforación es un cilindro largo que lleva varias balas o cargas huecas envueltas por un forro de metal.

El cañón puede ser bajado dentro del pozo de cuatro formas distintas:

1. A través de una sarta de revestimiento con un cable.
2. Al final de una sarta de la tubería de producción.
3. A través de una tubería al final de una tubería flexible.
4. A través de una tubería con un cable.



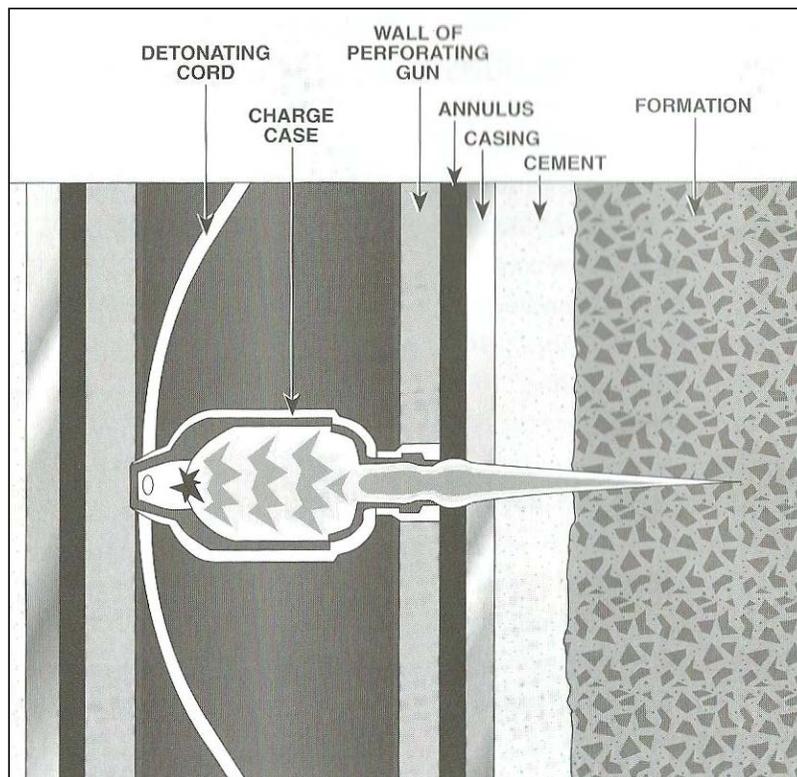
El cañón de perforación crea huecos en el revestimiento, cemento y la formación,

Los fabricantes ofrecen una variedad de cañones de perforación. La elección depende básicamente del diámetro y la longitud de la perforación necesarios y si es que el cañón será bajado dentro de una sarta de revestimiento o de una tubería. Cuanto más grandes se deseen las perforaciones, chorros más fuertes o balas más grandes serán necesarios para realizarlas. Chorros más fuertes o balas más grandes requieren cargas y cañones más grandes para mantener dichas cargas.

Los cañones más grandes son generalmente recuperables. En otras palabras, pueden ser retirados después de que las cargas hayan sido disparadas. Los cañones más pequeños son parcialmente o completamente destruidos cuando las cargas son disparadas.

Mientras que los cañones de perforación de balas usan balas como las de una pistola ordinaria, los cañones de perforación de chorro usan cargas huecas explosivas. Cada carga consiste en un material explosivo dentro de un forro cónico hueco con un detonador en la parte posterior. Un cable detonante permite accionar las cargas eléctricamente desde superficie. Cuando las cargas explotan, esto genera una potente onda de impacto sobre el revestimiento de metal. El revestimiento se rompe en partículas finas y se

vuelve parte de la corriente del chorro de alta energía, algo así como una corriente de agua de alta presión lanzada con una manguera sobre la sarta de revestimiento, el cemento y la roca para hacer un agujero en estos. En lugar de destruirlos, la corriente los empuja hacia un lado conforme ésta los atraviesa a más de 20000 millas por hora (32200 kilómetros por hora). Esta corriente puede alcanzar hasta 2 pies (0.6 metros) antes de que se disipe la energía.



Una carga hueca lanza una corriente de alta energía sobre el revestimiento, el cemento y la formación

Procedimientos de Perforación

Es necesario mencionar, que antes de iniciar el proceso de perforación un fluido de completación debe ser colocado en el pozo para desplazar el lodo y dejar un fluido libre de fragmentos y otros desperdicios que podrían obturar las perforaciones.

Una vez acondicionado el hoyo, se procede a ensamblar el cañón de perforación de acuerdo a la configuración seleccionada que será bajado dentro del pozo.

El cañón armado es bajado dentro del pozo hasta la profundidad correcta y entonces es accionado. Para determinar la posición exacta del cañón en

relación a la formación, el cañón debe tener un localizador de collares (“collar locator”).

Un tipo de localizador de collares tiene brazos que raspan contra las paredes de la sarta de revestimiento. Cuando el cañón topa con un collar o una unión entre dos juntas, los brazos se expanden en el espacio entre las juntas. Debido a que la longitud de cada junta es conocida, la profundidad del cañón puede ser calculada.

Los localizadores sónicos y magnéticos encuentran cada unión de tubería de revestimiento ubicando la sección con un espesor adicional de metal. Otro tipo tiene una pequeña video cámara que muestra el interior de la tubería de revestimiento.

7.2.2. Perforación Abrasiva:

Los orígenes de la perforación abrasiva se remontan a los años 60s donde el método resultó ser técnicamente exitoso; sin embargo, no consiguió lo mismo en el sentido económico. Pocos avances en tecnología fueron intentados hasta los finales de los 90s. Afortunadamente, los adelantos obtenidos en metalurgia han permitido importantes rediseños de las herramientas de perforación abrasiva. Esos avances junto con las mejoras en el diseño de las bombas han hecho que la perforación abrasiva sea más rentable a la fecha.

Aplicaciones para la tecnología de la perforación abrasiva incluyen perforación y re-perforación de pozos de petróleo y gas. Asimismo ésta puede ser usada con otras tecnologías tales como fractura y acidificación.

La perforación abrasiva representa una alternativa bastante atractiva frente a los métodos de perforación con balas y explosivos, llevados a cabo a través de tubería y a través de cable, usados en la mayoría de los campos hoy en día. La aplicación de esta tecnología continúa en aumento a medida que el uso de tubería flexible crece en el mundo.

Definición

La perforación abrasiva es un método de perforación que emplea un fluido con una determinada concentración de arena, el cual mediante presión es forzado a pasar a través de orificios especiales para perforar tubulares y cemento, y extender simultáneamente una cavidad dentro del reservorio.

La herramienta usada para la generación de estas perforaciones es bajada dentro del pozo con tubería flexible, lo cual le ofrece más versatilidad.

Beneficios:

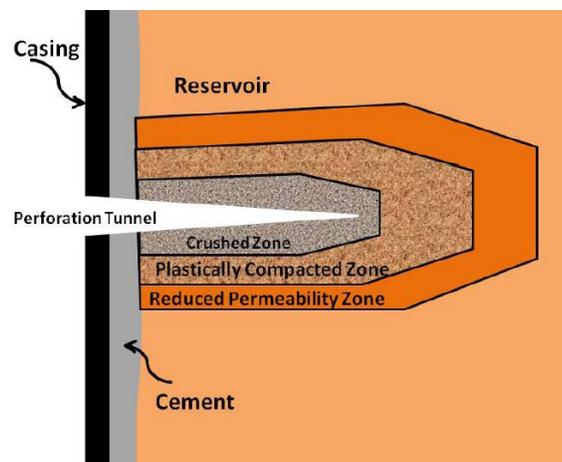
Los beneficios del proceso de la perforación abrasiva permiten colocar ésta en ventaja con respecto a los métodos de perforación tradicionales.

El incremento de producción a través de la perforación abrasiva es alcanzado en distintas formas.

Extender la cavidad de la perforación más allá del daño en la cercanía del pozo es importante para ayudar en la limpieza del pozo y alcanzar su completo potencial productivo.

Como las perforaciones se originan por la erosión de la formación, no se obtienen temperaturas altas y los materiales erosionados son circulados fuera del pozo. Una perforación explosiva convencional origina una tremenda cantidad de calor y presión (mucho más que la presión del fluido presurizado en la perforación abrasiva).

En los últimos 10 años se han escrito muchos artículos técnicos acerca del daño de la perforación y el daño que ésta produce. La perforación convencional es conocida por crear una zona de baja permeabilidad en la formación alrededor de los túneles de perforación que constituyen una restricción del flujo, lo cual puede dañar la productividad o la inyectividad del pozo. La alta temperatura puede también sellar los canales de perforación en ciertos tipos de reservorios. Por lo tanto, conforme la perforación explosiva intenta sobrepasar el daño en la cercanía del pozo, ésta puede crear daño. Las cavidades creadas por la perforación abrasiva sin los efectos antes mencionados, permiten conseguir una mejor comunicación con el reservorio.



Daño producido por la perforación explosiva

La profundidad de penetración es un punto frecuentemente cuestionado cuando hablamos de perforación abrasiva. La industria de la perforación explosiva ha aceptado lineamientos relativos a pruebas de superficie y a demandas de la profundidad de penetración en el reservorio. Estas pruebas

no han sido desarrolladas para la industria de la perforación abrasiva, haciendo difícil comparar la profundidad de penetración entre tecnologías. Muchos factores pueden influenciar en la profundidad de las cavidades formadas por perforación abrasiva, incluyendo la profundidad de la zona de interés, la porosidad y la permeabilidad de la zona, la edad y el estado de la sarta de revestimiento, y los tratamientos anteriores que han sido desarrollados en el pozo.

A pesar de la dificultad que implica comparar la profundidad de penetración de ambas tecnologías, todos coinciden en que la producción alcanzada con la perforación abrasiva comparada con la perforación convencional es mayor debido a la profundidad, el tamaño de las cavidades creadas y a la ausencia del daño de formación.

Asimismo la perforación abrasiva puede ser usada con otras tecnologías. Las cavidades que están en mayor contacto con la zona de interés producirán a un nivel mayor cuando otras tecnologías son usadas después de la perforación. La acidificación será más efectiva debido a la gran área (el tamaño de las perforaciones incrementa en diámetro conforme la distancia a la cercanía del pozo incrementa, a diferencia de la perforación tradicional) de contacto entre el ácido y el reservorio. La ausencia del daño de formación generada durante el proceso de perforación crea un mejor contacto entre la formación y la química.

Lo mismo se puede decir de la fractura hidráulica. Artículos técnicos sugieren que una de las observaciones de campo más comunes es la habilidad para colocar mayores concentraciones de agente sostén que en pozos similares que usan perforaciones convencionales cuando la perforación abrasiva es usada antes de una fractura hidráulica. Con la perforación abrasiva, la posibilidad de que cada perforación acepte fluido es notablemente incrementada desde que ellas son normalmente de mayor diámetro (especialmente dentro), no poseen daño y sobre todo debido a que no existe una permeabilidad reducida alrededor de las perforaciones. Así, si las perforaciones creadas por abrasión tienen mejor comunicación para las fracturas que pozos similares perforados con explosivos, entonces esta es una razón más para que esta misma comunicación contribuya a una mejor producción.

Pozos problemas son también buenos candidatos para perforación abrasiva; siguiendo los mismos ejemplos. Los pozos que están experimentando declinación de producción debido al desarrollo de depósitos de sedimentos originados por el flujo de petróleo pueden ver una mejora en su producción con perforaciones abrasivas. Crear una nueva perforación entre las existentes puede proveer nuevos caminos de producción y esas nuevas cavidades pueden también comunicar las perforaciones existentes para remover los depósitos.

Limpiezas químicas pueden también ser inyectadas dentro del área perforada con la herramienta.

Las perforaciones abrasivas pueden ser desarrolladas sobre pozos dañados, pozos altamente desviados, o pozos con restricciones. Reservorios laminares pueden ser difíciles de estimular sin afectar las zonas adyacentes superiores o inferiores (las cuales muchas veces contienen agua). La perforación abrasiva es un camino para tratar esos pozos a través de una sola perforación o en conjunto con una fractura hidráulica diseñada para zonas laminares.

En campos productores antiguos donde la pobre adherencia del cemento es muy común, y donde muchas veces el cemento no cubrió toda la sarta de revestimiento, los métodos de perforación con explosivos pueden resultar perjudiciales para la cercanía del pozo y el reservorio. La adherencia del cemento e incluso la ausencia del cemento en todo el intervalo pueden ser un tema de preocupación para los operadores cuando se usan explosivos. La perforación abrasiva puede ser usada como parte de la sarta en las operaciones de cementación secundaria para crear las perforaciones que permitan la inserción del cemento.

Del mismo modo, sartas de revestimiento delgadas o degradadas pueden ser dañadas por perforaciones convencionales. La perforación producida por abrasión es siempre suave y libre de rugosidad similar al arenado de metal desarrollado en aplicaciones industriales.

En operaciones de fractura, esas perforaciones conducen a un mejor empaquetamiento y a una mayor eficiencia para la operación de fractura.

Pozos antiguos que han sido cerrados o abandonados pueden ser un buen objetivo para la perforación abrasiva. Casos históricos muestran significativos éxitos en la restauración de niveles de producción anteriores después de que los pozos han estado inactivos y llenos de fluido. La irrigación de alta presión en estas zonas puede restaurar la comunicación entre las zonas previamente perforadas.

La perforación de las zonas a través de sartas de revestimiento múltiples puede presentar dificultades en algunos casos. Cuando cargas de explosivos son detonadas en un pozo, toda la energía es gastada en un milisegundo. En las perforaciones abrasivas, la energía es continuamente transferida mediante el bombeo a través de la tubería y la herramienta hacia la formación. Después de la penetración inicial de la sarta de revestimiento y el cemento, la energía transferida al fluido continúa para cortar una segunda sarta de revestimiento, y así conforme la presión de bombeo es mantenida, ocurre la penetración de la formación. El proceso toma mayor tiempo que una perforación con explosivos, pero los resultados alcanzados presentan un mejor desempeño que los perforados tradicionales.

Sintetizando podemos decir que los principales beneficios del método de perforación abrasiva son:

- La producción puede ser incrementada en pozos usando perforación abrasiva por tener una mejor comunicación con el reservorio y la eliminación del daño en la cercanía del pozo en lugar de crear un nuevo daño como puede ser visto con las perforaciones con balas o explosivos tradicionales.
- Las perforaciones creadas son más limpias, sin fragmentos y/o residuos, debido a que la arena usada y el material de formación erosionado son circulados fuera del pozo.
- Las herramientas usadas en el método de perforación abrasiva pueden ser configuradas para características específicas del pozo y pueden trabajar con otros tratamientos.
- La acidificación es más efectiva debido a la mayor área de contacto entre el ácido y el reservorio. Del mismo modo los tratamientos de Fractura Hidráulica se ven favorecidos debido a la disminución de la tortuosidad y de la fricción en las perforaciones que se refleja en menores presiones de trabajo con un menor riesgo de arenamiento prematuro.
- Las perforaciones abrasivas son una excelente tecnología a considerar para pozos con declinación de presión, sartas de revestimiento dañadas, sartas de revestimiento y cemento viejos, zonas laminares, pozos con sartas de revestimiento múltiples y pozos abandonados o cerrados.
- La perforación abrasiva es más segura que los métodos con balas o explosivos a través de tubería o cable. Este factor de seguridad produce beneficios con el personal, el entrenamiento, el transporte y el almacenamiento.

Equipos

Los equipos básicos comprometidos en una operación de perforación abrasiva incluyen una unidad de tubería flexible, una bomba de alta presión, una unidad de mezclado (“slurry batch mixer”).

La bomba de alta presión es usada para desplazar el fluido cargado con arena a través de la tubería flexible y fuera de los orificios especiales (jets) de la herramienta. La acción abrasiva de la corriente de alta velocidad penetra la tubería de revestimiento y la formación. Los retornos son circulados fuera del pozo a través del anular hacia un tanque o una pileta de desechos.

Un método alternativo envuelve el uso de un mezclador de fractura y un bombeador para mezclar y bombear la lechada. Si bien el mezclador provee un alto grado de precisión en cuanto a la concentración de arena, éste puede agregar costos adicionales a la operación.

Herramienta de perforación abrasiva

La herramienta de perforación consta de unos orificios (“jets”) especiales configurados en uno o más planos horizontales. Esta es conectada al final de la tubería flexible para ser bajada dentro del pozo a la profundidad deseada. Después del proceso de perforación, la arena usada y los materiales erosionados de la formación son removidos del pozo por circulación.

Las herramientas de perforación abrasiva son actualmente construidas para una variedad de aplicaciones y para el uso con muchos otros tipos de tecnología. La Herramienta puede ser construida con flexibilidad que le permita ser configurada para varias condiciones de pozo. Múltiples posiciones de los orificios (jets) con orientaciones variables pueden ser configuradas en la herramienta para permitir diferentes modelos de perforación y concentraciones de las perforaciones. Tapones pueden ser colocados en aquellas ubicaciones que no serán usadas y el intervalo objetivo determinará el número de orificios a ser usada por herramienta.

Herramientas múltiples pueden ser utilizadas en series para intervalos grandes. Para zonas delgadas, sólo una herramienta puede ser requerida, mientras más grande sea el intervalo más herramientas en serie serán requeridas.

Los nuevos diseños incluyen características que permiten que las herramientas sean configuradas para diferentes tamaños de tuberías de revestimiento centrando la herramienta en la tubería de revestimiento protegiendo la herramienta del desgaste durante los viajes de entrada y salida del pozo. La habilidad para usar una herramienta para diferentes tamaños de tubería de revestimiento y para diferentes tipos de tratamientos es un logro significativo en perforación.

Tal como se mencionó anteriormente, otras tecnologías pueden ser usadas durante el proceso de perforación. Las herramientas pueden ser combinadas con tapones y “packers” a fin de tratar químicamente una zona. La zona es perforada y luego las perforaciones son aisladas sentando un tapón y un “packer”. La zona aislada es entonces tratada mediante fractura u otro tratamiento químico. La inyección química y la fractura hidráulica son los dos tratamientos más populares que tienen mucha compatibilidad con la perforación abrasiva. Un sustituto de circulación puede ser usado al final del ensamble de fondo para permitir la limpieza del pozo por circulación los restos de la arena usada y de los materiales de la formación. Este sustituto también puede ser usado para colocar arena u otro material apropiado según se desee.

Las herramientas pueden ser diseñadas y fabricadas para necesidades específicas y trabajos de remediación o para trabajos con otras herramientas. Las necesidades podrían incluir restricciones pequeñas inusuales, herramientas para entrar en tuberías de revestimiento dañadas, o herramientas diseñadas para cortar la tubería de revestimiento bajo circunstancias especiales. Las herramientas de perforación abrasiva pueden ser configuradas para trabajar con “packers”, substitutos de circulación, localizadores de collares, y muchas otras herramientas de fondo bajadas con tubería flexible.

Las herramientas pueden desarrollar varios conjuntos de perforaciones antes que sea necesario sacar la herramienta del pozo para reemplazar los orificios (“jets”). Esas perforaciones pueden ser desarrolladas en una zona grande, o pueden ser usadas para tratar zonas múltiples.

Procedimiento de Perforación

1. Conectar la herramienta (ensamblaje de fondo) al final de la tubería flexible. Considerar el uso de un centralizador en el ensamblaje de fondo.
2. Bajar la herramienta hasta la profundidad deseada.
3. Bombear el fluido abrasivo.
4. Incrementar el caudal de flujo hasta alcanzar la presión deseada y mantener esa presión por un tiempo determinado. (El caudal variará dependiendo de la configuración de la herramienta).
5. El tiempo será calculado en base a la profundidad, el caudal y la penetración deseada.
6. Una vez alcanzado el tiempo estimado, bajar el caudal y mover la herramienta hasta la siguiente ubicación deseada.
7. Repetir los pasos 4, 5 y 6 hasta realizar todas las perforaciones deseadas.
8. Alcanzada la última ubicación de perforación, desplazar el fluido abrasivo de la tubería flexible y del pozo.
9. Remover los restos de la arena usada en las perforaciones y los materiales erosionados de la formación mediante circulación.

Diseño del trabajo

Arena

La arena a ser usada en las operaciones de perforación abrasiva debe ser una arena de sílice malla 100. Se recomienda la presentación en sacos para mantener un mejor control de la relación fluido-arena.

Concentración de arena

La concentración de mezclado de la arena debe ser de 1 lb/gal (120 kg/m³). Esta concentración debe ser mantenida durante todo el tratamiento.

Fluido de trabajo

El fluido usado en las operaciones de perforación abrasiva debe tener la suficiente capacidad para mantener en suspensión la arena cuando ésta se transporte a través de las bombas, las líneas de superficie, la tubería flexible y el ensamblaje de fondo. Generalmente, un gel lineal de 10 lb/gal suele ser suficiente.

Por razones de seguridad, los fluidos base agua son los fluidos preferidos para estas operaciones. De usarse fluidos inflamables o petróleo, se deben tomar las medidas de seguridad adecuadas para el trabajo.

En las operaciones de perforación abrasiva, el fluido de trabajo debe producir la suficiente velocidad de chorro para generar las perforaciones.

Caudal de Bombeo

La lechada debe ser bombeada a un caudal tal que produzca la suficiente caída de presión a través de los orificios de la herramienta para crear los perforados en el revestimiento, el cemento y la formación.

Un valor aceptado para el caudal es 1 bpm por cada orificio, para lo cual un valor aceptado de caída de presión es de 2175 psi (15 MPa).

Estos valores pueden variar dependiendo de las características del pozo y de los equipos y herramientas a utilizar.

Los factores que pueden afectar el caudal son el diámetro de la tubería flexible, el fluido usado, entre otros. Así mismo el valor de la presión de impacto requerido puede ser afectado por el tamaño de los orificios, el diámetro de la tubería de revestimiento, entre otros.

Por lo tanto, estos valores deben ser elegidos, de acuerdo a la simulación del trabajo a realizar.

El caudal debe ser mantenido constante durante toda la operación debido a que las variaciones de presión pueden originar un movimiento vertical de la tubería, esto a su vez creará perforaciones irregulares con una reducción en la penetración de la formación.

Conforme el proceso de perforación continúa, los orificios de la herramienta se tornan ligeramente más grandes debido al desgaste. Esto será reconocido por una disminución en la presión de bombeo. Cuando esto ocurra, se debe incrementar la presión de bombeo para mantener la presión. Una repentina o gran caída de presión, tal como 510 psi, indica una falla en la herramienta o en la tubería. En este caso, el bombeo de arena debe ser suspendido inmediatamente, se debe circular el pozo para limpiar el fluido, y la tubería debe ser sacada del pozo para inspeccionar tanto la tubería como la herramienta de fondo.

Penetración de la Formación

Se ha encontrado que la máxima penetración de la formación ocurre cuando:

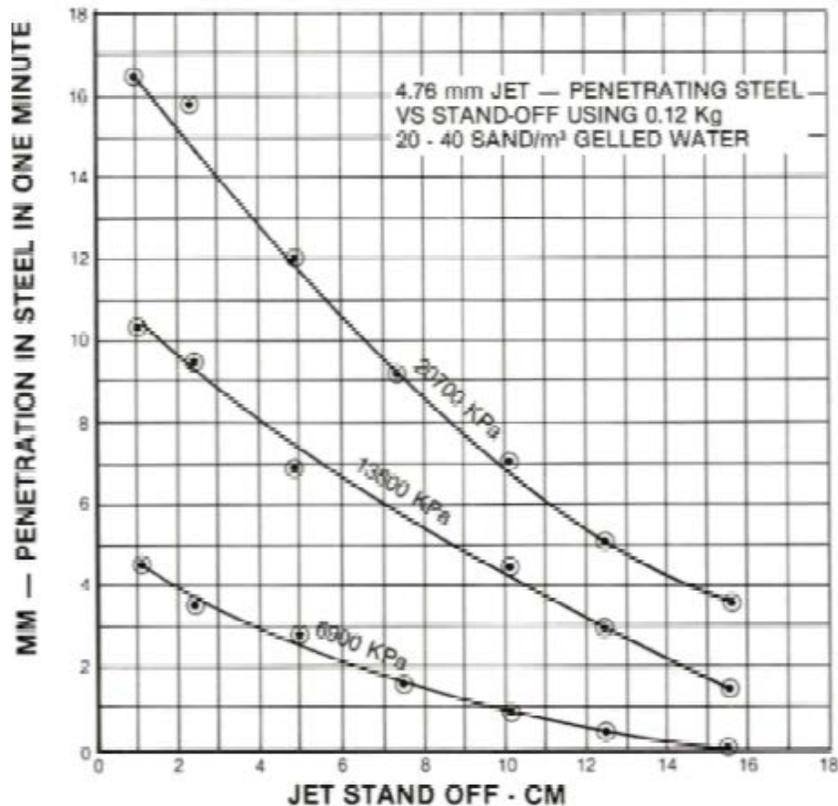
- La máxima potencia es entregada a los orificios de la herramienta.
- La formación es permeable, vuggy, relativamente suave, o fracturada.
- La perforación del casing es grande para reducir las pérdidas en la cavidad.
- Una distancia “Stand-off” de 1 cm es mantenida.
- Las concentraciones de arena se mantienen entre 1 a 1.6 lb/gal
- La malla de la arena usada es más grande. Es necesario asegurarse que los granos de arena no sean más grandes en diámetro que 1/3 del diámetro de los orificios de la herramienta. Esto limita el tamaño de la arena a un máximo de malla 12.

Efecto de la distancia “Stand-off” y del Diferencial de Presión

La distancia “stand-off”, es decir la distancia entre la cara de los orificios de la herramienta y la pared del revestimiento, es una consideración importante cuando se optimiza la penetración de la formación. La penetración incrementa conforme la distancia “stand-off” disminuye. Sin embargo, esta distancia “stand-off” sólo puede disminuir hasta un punto, debido a que la velocidad con la que la arena erosiona los orificios de la herramienta puede ser tan alta que puede superar la velocidad de erosión de las paredes del revestimiento. Distancias “stand-off” de 1 cm a 2 cm permitirán optimizar la penetración de la formación sin alcanzar el límite de erosión mencionado.

La siguiente figura muestra la penetración obtenida en un minuto para varias distancias “stand –off”.

La figura muestra además el efecto de la presión diferencial a través de los orificios. Un incremento en la presión produce una mayor velocidad del chorro. Para una distancia "stand-off" de 2 cm, un incremento de la presión diferencial de 1015 psi a 2030 psi produce un incremento de 2.5 veces mayor.

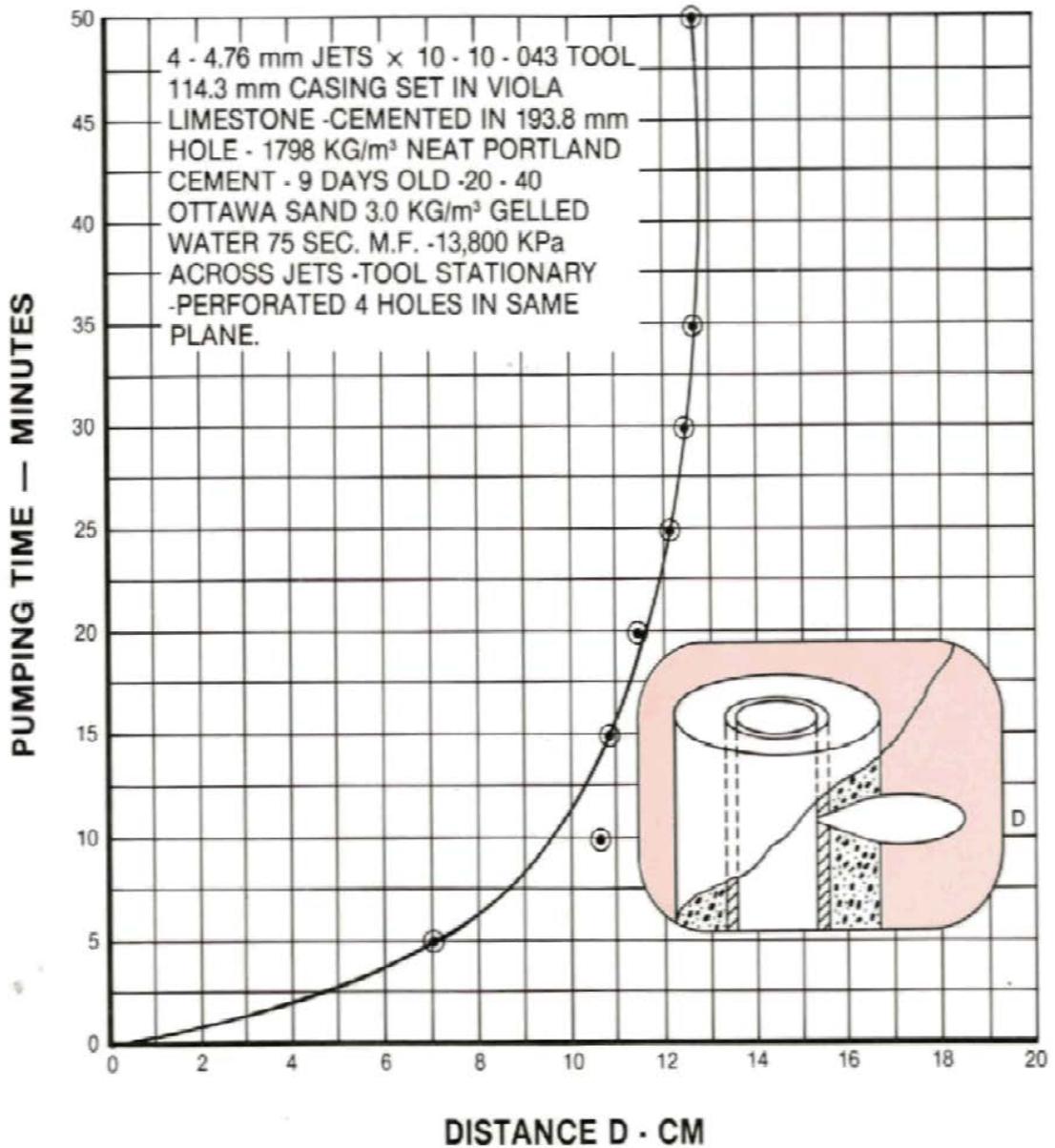


Curva de velocidad de corte para tres rangos de presión a varios "standoff".

Efecto del Tiempo de Bombeo

En todos los casos hay un punto en el que un aumento en el tiempo de bombeo deja de producir un aumento en la penetración. Este es el punto en el cual la velocidad del chorro cae por debajo de la velocidad mínima para la abrasión.

Las siguientes cinco figuras son curvas de la velocidad de corte para varias condiciones de hoyo. En cada caso la máxima velocidad de corte ocurre en las etapas iniciales del bombeo y disminuye a casi cero después de 20 a 25 minutos.



Efecto de la densidad del fluido

Los fluidos más livianos producen mayores velocidades de chorro y por lo tanto tienen más poder de penetración. Sin embargo, este incremento no es tan significativo debido a que la velocidad del orificio de un crudo de 38 API es sólo el 9% mayor que la del agua. Por esta razón fluidos gelificados base agua, los cuales son capaces de suspender la arena en el anular a bajas velocidades y no son inflamables, deben ser usados siempre que sea posible.

Efecto de la dureza de la formación

La máxima penetración es fuertemente influenciada por la dureza de la formación. El granito, el cual tiene una dureza de 19 de acuerdo a las Tablas Críticas Internacionales (ICT), no puede ser penetrado tan profundamente como la caliza, la cual tiene una dureza de 3. La ICT es un conjunto de tablas que listan la resistencia relativa a la abrasión de la roca. Para cada dureza hay una mínima velocidad de chorro a la cual la erosión puede ocurrir. A medida que la penetración se extiende, la turbulencia reduce la velocidad del chorro hasta un punto donde no ocurre más penetración (La profundidad de penetración de la caliza es aproximadamente 6 veces mayor que la del granito).

7.3. FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

7.3.1. HISTORIA:

Los primeros intentos para fracturar formaciones no fueron hidráulicos, implicó el uso de explosivos de gran potencia para romper la formación y proporcionar además "canales de flujo" desde el reservorio hacia el pozo. Hay registros que indican que esto tuvo lugar en 1890. La Compañía Independiente Torpedo (Fundada en 1905), utilizó la nitroglicerina en forma explosiva para estimular formaciones en Ohio. Este tipo de estimulación del reservorio llegó a su conclusión definitiva con el uso experimental de dispositivos nucleares para crear fracturas relativamente poco profundas en formaciones de baja permeabilidad a fines de 1950 y principios de 1960.

Por otro lado, a finales de la década de 1930, la acidificación se había convertido en una técnica aceptada de desarrollo para pozos petroleros. Durante el desarrollo de estos trabajos, muchos profesionales observaron que por encima de una cierta presión de "ruptura", la inyectividad aumentaba dramáticamente. Es probable que muchos de estos tratamientos ácidos hayan sido, de hecho, fracturas ácidas.

En 1940, Torrey reconoció lo que es el fracturamiento de la formación inducida por presión. Sus observaciones se basaron en las operaciones de cementación secundaria. Él presentó datos que muestran que las presiones generadas durante estas operaciones podrían fracturar las rocas a lo largo de los planos de estratificación o de otras líneas de "debilidad sedimentaria". Observaciones similares se hicieron para los pozos de inyección de agua por Yuster y Calhoun en 1945.

El primer proceso de fracturamiento hidráulico para la estimulación intencional se realizó en el campo de gas Hugoton en el oeste de Kansas, en 1947. El pozo Klepper N° 1 se completó con cuatro intervalos productores de gas en caliza, uno de los cuales había sido tratado previamente con ácido. Cuatro tratamientos fueron bombeados por separado, uno para cada zona, con un "Packer" primitivo empleado para el aislamiento. El fluido utilizado para el tratamiento fue napalm, sin duda una operación extremadamente peligrosa. Sin embargo, 3000 galones de fluido fueron bombeados en cada formación.

Aunque las pruebas post tratamiento mostraron que la inyectividad de gas de algunas zonas habían aumentado en relación a las demás, la capacidad de entrega global del pozo no se incrementó. Por ello se concluyó que la fractura no sustituiría la acidificación de formaciones de caliza. Sin embargo, a mediados de la década de 1960, El fracturamiento hidráulico empaquetado había reemplazado la acidificación como el método de estimulación preferido en el campo Hugoton. Los primeros tratamientos fueron bombeados de 1 a 2 bpm con una concentración de arena de 1 a 2 ppa.

Hoy, miles de estos tratamientos son bombeados cada año, y van desde pequeñas fracturas para atravesar el daño de formación somero hasta los tratamientos de fracturas masivas que terminan costando mucho más de \$ 1 millón. Muchos campos sólo producen como consecuencia del proceso de fracturamiento hidráulico. A pesar de ello, muchos profesionales de la industria siguen desconociendo los procesos involucrados y lo que puede lograrse.



7.3.2. EL PROCESO:

La fractura hidráulica ocurre como resultado del fenómeno descrito por la ley de Darcy para flujo radial:

$$q = \frac{kh\Delta P}{\mu \ln(r_e/r_w)}$$

Donde “q” es el caudal, “k” la permeabilidad de la formación, “h” la altura neta, ΔP la diferencia de presión (o caída de Presión), “ μ ” la viscosidad del fluido, “ r_e ” el radio de drenaje y “ r_w ” el radio del pozo. Esta ecuación describe la tasa de flujo para una configuración dada yacimiento-pozo, para una diferencia de presión aplicada. Re-organizando esta ecuación podemos tener un enfoque diferente:

$$\Delta P = \frac{q\mu \ln(r_e/r_w)}{kh}$$

Esta ecuación describe la diferencia de presión producida para un caudal determinado. Recordando que la ecuación de Darcy se aplica por igual a la inyección y a la producción, la ecuación anterior nos indica la diferencia de

presión necesaria para bombear un fluido de viscosidad “ μ ” en una formación dada a un determinado caudal “ q ”.

A medida que el caudal aumenta, la diferencia de presión también aumenta. La presión y el esfuerzo son esencialmente lo mismo, de modo que a medida que el caudal genera una diferencia de presión, éste crea también un esfuerzo sobre la formación. Asimismo, conforme el caudal (o viscosidad) aumenta, se incrementa el esfuerzo. Por tanto, si es posible mantener el aumento progresivo del caudal, con el tiempo se alcanzará un punto en el que la tensión será mayor que el esfuerzo máximo que puede soportar la formación y la roca será rota físicamente.

Esta es la forma como se logra una fractura, bombeando un fluido dentro de una formación, a un alto caudal y en consecuencia a una alta presión. Sin embargo; es importante recordar que es la presión y no el caudal lo que crea las fracturas (aunque a menudo el caudal es usado para crear presión).

Presión (y el esfuerzo) es energía almacenada, o más exactamente, energía almacenada por unidad de volumen. La energía es de lo que el fracturamiento hidráulico se trata. Con el fin de crear y propagar una fractura de proporciones útiles, la energía debe ser transferida a la formación. La producción de un ancho determinado y la ruptura física de la roca requieren también de energía. Superar la resistencia de los fluidos de fractura de alta viscosidad para que puedan ser bombeados también requiere de energía. Así que la clave para entender el proceso de fracturamiento hidráulico, es entender las fuentes de entrega de energía tales como las bombas de fractura, la presión hidrostática del pozo, así como las fuentes de pérdida de energía y su uso. La suma de estos es siempre igual a cero.

Como la presión es energía, se puede aprender mucho acerca de una formación mediante el estudio de las presiones producidas durante el tratamiento. El producto de la presión y el caudal proporciona la velocidad a la que se utiliza la energía, es decir, el trabajo. Esto se expresa generalmente como caballos de fuerza hidráulica (HHP). El análisis del comportamiento de las presiones de la fractura es probablemente el aspecto más complejo del proceso que la mayoría de Ingenieros de Fractura intentan entender.

Una vez que una fractura se ha creado, el agente sostén se coloca dentro de ella. Si el tratamiento se diseñó de manera eficaz y fue bombeado sin problemas, entonces se debe formar un camino de alta conductividad desde el reservorio hasta el pozo, haciendo que el pozo produzca más.

7.3.3. FUNDAMENTOS DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO:

7.3.3.1. El proceso básico

El fracturamiento hidráulico es el proceso mediante el cual, se genera un camino de alta conductividad desde el reservorio hasta el pozo.

A medida que el fluido se bombea dentro de una formación permeable, un diferencial de presión es generado de forma proporcional a la permeabilidad de la formación, K_f . A medida que el caudal aumenta, este diferencial de presión entre la presión del pozo y la presión original del reservorio también se incrementa. Este diferencial de presión causa un esfuerzo adicional alrededor del pozo. Eventualmente, conforme el caudal se incrementa, el diferencial de presión generará esfuerzos que superarán el esfuerzo necesario para romper la roca y la fractura se formará. En este punto, si las bombas se apagan o se alivia la presión, la fractura se cerrará nuevamente. Con el tiempo, dependiendo de la dureza de la roca y la magnitud de las fuerzas que actúan para cerrar la fractura, será como si la roca nunca se hubiese fracturado. Por lo tanto, ello no necesariamente produce aumento alguno de la producción

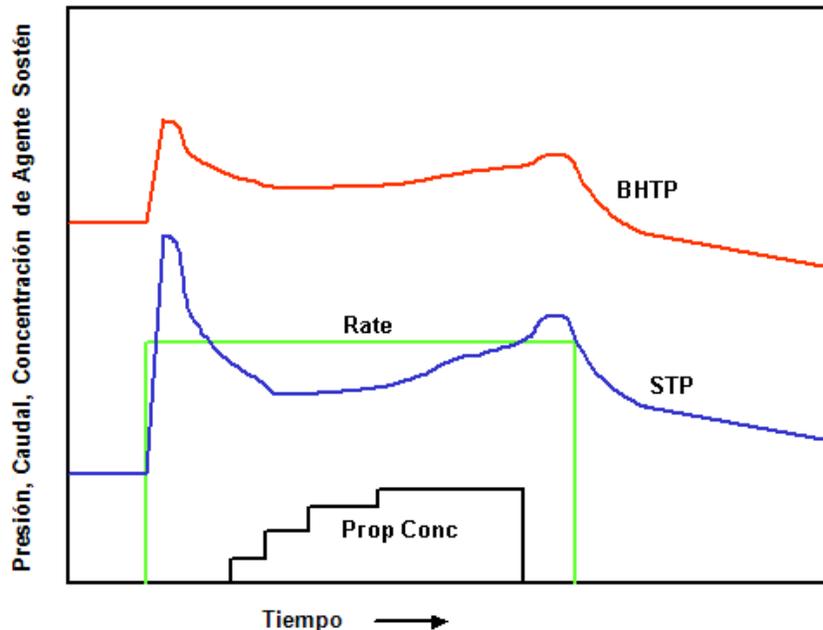
Sin embargo, si algún agente de apuntalamiento, o agente de sostén, se bombea dentro de la fractura y luego se libera la presión, la fractura permanecerá abierta, siempre que el agente de sostén sea más fuerte que las fuerzas que tratan de cerrar la fractura. Adicionalmente, si este agente de sostén posee una porosidad significativa, entonces bajo las circunstancias correctas, un camino de gran permeabilidad será creado desde el reservorio hasta el pozo. Si el tratamiento es diseñado correctamente, esto producirá un aumento de la producción.

En general, el proceso requiere que un fluido de alta viscosidad se bombee al pozo, a alto caudal y presión, aunque esto no siempre es así. Un caudal elevado y una presión elevada significan elevada potencia, y por eso el proceso generalmente implica grandes camiones o patines con motores diesel y bombas de gran potencia. Una bomba de fractura típica tiene en promedio de 700 a 2700 caballos de fuerza hidráulica (HHP); para poner esto en perspectiva, el motor de un auto medio tiene una potencia máxima de 80 a 100 HHP.

A fin de crear la fractura, una fase líquida conocido como "Pad" es generalmente bombeado primero. Esto es seguido por varias etapas de fluido cargado de agente sostén, que en realidad transporta el agente sostén dentro de la fractura. Por último, todo el tratamiento se desplaza a las perforaciones. Estas etapas son bombeadas de forma consecutiva, sin ninguna pausa. Una vez que el desplazamiento ha terminado, las bombas se apagan y se permite que la fractura cierre sobre el agente sostén. El Ingeniero de Fractura puede variar el tamaño del PAD, el tamaño de la fase con agente sostén, el número

de etapas con agente sostén, la concentración de del agente sostén dentro de las etapas, la tasa de bombeo en general y el tipo de fluido con el fin de producir las características de fractura requeridas.

A continuación, el gráfico de un tratamiento de fracturamiento hidráulico típico:



7.3.3.2. Presión

La presión es energía almacenada, y esa energía es usada para realizar un trabajo sobre la formación durante el proceso de fracturamiento. Todo lo que sucede en la fractura puede ser expresado en términos de energía. Por ejemplo, el bombeo de un fluido dentro de una fractura parte de la energía química - en forma de diesel. Esto se convierte en energía mecánica del motor Diesel. La bomba de alta presión posteriormente transfiere esta energía mecánica a la presión del fluido de fracturamiento. A medida que el fluido se mueve dentro de la formación, la presión se transforma en esfuerzo sobre la formación, que es otra forma de energía almacenada, el cual empuja las paredes de la fractura hacia atrás, creando un ancho de la fractura y obligando a la fractura a propagarse

El trabajo se define como la velocidad a la que se emplea energía - en el sistema internacional, un vatio se define como un joule por segundo. Por lo tanto, al observar la manera en que la presión está cambiando, o no cambia, con respecto al tiempo, podemos conocer la cantidad de trabajo que se está realizando sobre la formación.

La presión y el esfuerzo son esencialmente la misma cosa. La única diferencia es que el esfuerzo actúa en los sólidos y las presiones actúan en líquidos y

gases. Debido a que los líquidos y gases se deforman fácilmente cuando alguna fuerza es aplicada sobre ellos, las presiones tienden a actuar por igual en todas las direcciones. Los esfuerzos, no obstante, tienden a actuar a lo largo de planos, de modo que un sólido que experimenta un esfuerzo siempre tendrá un plano donde las tensiones son máximas y un plano perpendicular a éste, donde las tensiones son mínimas.

En fractura, se hace referencia a varias presiones diferentes. Estos nombres se limitan a recordar dónde y cuándo se está midiendo (o calculando) la presión:

La presión de tratamiento en superficie, STP: También conocida como la presión en boca de pozo, presión de inyección, presión de “tubing” (si se están bombeando por “tubing”). El nombre habla por sí mismo; es la presión con la que las bombas tienen que actuar en contra en la superficie.

Presión Hidrostática, Ph, HH, Phydro: También llamada “Hydrostatic Head”. Es la presión en fondo debido al peso de una columna de fluido en el pozo. La presión está en función de la densidad del fluido y de la profundidad vertical.

$$HH = 0.433 \gamma TVD$$

Donde la HH es la presión hidrostática en psi, γ es la gravedad específica del fluido y TVD es la profundidad vertical verdadera a la que la presión está actuando. Ésta luce relativamente fácil de calcular, pero puede ser más complicada en un sistema dinámico de un pozo desviado con fluidos de distintas densidades – que es el caso de un trabajo de fracturamiento hidráulico.

Presión por fricción en tuberías, Pfrict o ΔP_{frict} : Conocida simplemente como presión por fricción. Se puede definir cualitativamente como la presión causada por la resistencia del fluido a fluir en una tubería. La presión por fricción decrece con el incremento del diámetro de la tubería y se incrementa con el incremento del caudal.

Presión del tratamiento en el Fondo de Pozo, BHTP o P_{BHT} : Ésta es la presión dentro del pozo, por la formación siendo tratada. Generalmente ésta es calculada al centro de las perforaciones. En este punto, el fluido no está pasando a través de los perforados o dentro de la fractura. Esta presión es usualmente calculada:

$$BHTP = STP + HH - \Delta P_{frict}$$

Debido a que el cálculo de ΔP_{frict} suele ser bastante incierto (exceptuando cuando el caudal es 0), el cálculo de la $BHTP$ resulta ser también incierto.

Presión por fricción a través de los Perforados, ΔP_{perf} : También conocida como fricción en los perforados. Esta es la caída de presión que experimenta el fluido al pasar a través de pequeñas restricciones generalmente referidas como perforados:

$$\Delta P_{perf} = \frac{2.93 SG (q/n)^2}{d^4}$$

Donde ΔP_{perf} está en psi, SG es la gravedad específica del fluido, q es el caudal en bpm, d es el diámetro de las perforaciones en pulgadas y n es el número de perforados.

Presión por fricción en la cercanía del pozo (near wellbore), ΔP_{nwb} : Es la suma de la fricción en los perforados y cualquier pérdida de presión causada por la tortuosidad.

Presión de Cierre, P_c o $P_{closure}$: Es la fuerza que actúa para cerrar la fractura. Por debajo de esta presión la fractura está cerrada, por encima de esta presión la fractura está abierta. Este valor es muy importante en el fracturamiento y es usualmente determinado de un “Minifrac”, a través de una cuidadosa revisión de la declinación de la presión después de que el bombeo ha sido parado.

Presión de Extensión, P_{ext} : Ésta es la presión requerida en el fluido de fractura para lograr que la fractura se propague. Ésta es usualmente 100 a 200 psi mayor que la presión de cierre, y éste diferencial de presión representa la energía requerida realmente para la propagación de la fractura en lugar de simplemente mantener la fractura abierta (P_c). En formaciones duras, la presión de extensión de fractura es cercana a la de cierre. En formaciones suaves, donde cantidades significativas de energía pueden ser absorbidas por la deformación plástica en la punta de la fractura, la presión de extensión puede ser significativamente mayor que la presión de cierre. La presión de extensión se puede obtener de un “Step Rate Test”.

Presión Neta, P_{net} : Este es un valor fundamental usado en fracturamiento y el análisis de esta variable forma una rama entera de la teoría del fracturamiento hidráulico por sí mismo. La presión neta es la diferencia entre la presión del fluido en la fractura y la presión de cierre:

$$P_{net} = BHTP - \Delta P_{nwb} - P_{closure}$$

$$P_{net} = STP + HH - \Delta P_{frict} - \Delta P_{nwb} - P_{closure}$$

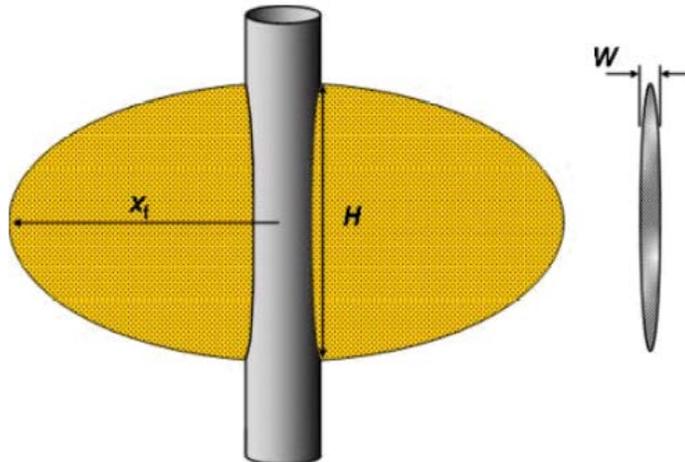
La presión neta, P_{net} , es una medida de cuánto trabajo está siendo desarrollado sobre la formación. Analizando la tendencia de la P_{net} se puede determinar cómo la fractura está creciendo o contrayendo.

Presión instantánea de cierre, ISIP o ISDP: Esta es la presión, la cual puede ser determinada en superficie o en fondo de pozo, que se obtiene justo después de que el bombeo es suspendido, al inicio de la declinación de presión. Si ésta es medida en fondo de pozo, la *ISIP* debe ser igual a la *BHTP*, siempre que la P_{nwb} sea cero. Uno de los métodos para determinar si la P_{nwb} es significativa, es comparar la *ISIP* y la *BHTP* de un “Minifrac” (siempre que el valor de la *BHTP* es confiable).

7.3.3.3. Características Básicas de una Fractura

Toda fractura, independientemente de cómo fue bombeada o para qué fue diseñada, tiene ciertas características básicas como se muestra en la figura líneas abajo.

Todos los modelos de fractura están diseñados alrededor de la determinación de estas tres características, Altura H , Longitud media x_f y ancho W . Una vez que estas tres características han sido determinadas, otras cantidades como el volumen de agente sostén, la conductividad de fractura y por último el incremento de producción pueden ser determinados. Generalmente, se asume que las 2 alas de la fractura son idénticas y están separadas 180° , es decir opuestas a ambos lados del pozo. Esto no es necesariamente cierto. También es normal modelar las alas de la fractura con forma elíptica; sin embargo, la realidad es que la geometría probablemente es más compleja. Sin embargo, basados en estas tres características de ancho, longitud media y altura, se pueden definir algunos parámetros simples que son frecuentemente usados:



El diagrama muestra la longitud media de fractura x_f , la altura de la fractura H y el ancho de fractura W .

Relación de Aspecto;

$$AR = \frac{H}{x_f}$$

Por ejemplo en una fractura radial, que es perfectamente circular y tiene una altura igual a dos veces la longitud media de fractura, esta tiene un AR de 0.5

Conductividad de Fractura:

$$F_c = w_{ave} \cdot k_p$$

Donde w_{ave} es el ancho promedio de fractura y k_p es la permeabilidad del agente de sostén empaquetado.

Es importante recordar que el ancho en la ecuación anterior que según la ecuación anterior, es el ancho de la fractura empaquetada, el cual es generalmente menor que el ancho creado durante el tratamiento. El ancho empaquetado es una función del volumen del agente sostén bombeado dentro de la fractura, expresado en términos de masa de agente sostén por unidad de área de la cara de la fractura. Esta concentración del agente sostén por área está expresada en términos de lbs/sqft, y no debe de ser confundida con la concentración del agente sostén en la lechada, que está expresada en lbs/gal (o ppg). Esta es una medida de cuánto agente sostén es añadido por el equipo de mezclado en superficie a un galón de fluido de fractura. Otra forma de expresar la concentración del agente sostén, que es menos usada pero más clara y más fácil de entender, es ppa, o lbs de agente sostén añadida. Esto claramente ilustra la cantidad de agente sostén que está siendo agregado a un galón de fluido limpio (sin agente sostén).

7.3.3.4. Daño en la cercanía del pozo y Factor de Daño:

La ecuación de Darcy para flujo radial define el caudal al cual el petróleo es producido del reservorio al pozo, bajo condiciones de flujo de estado estable. En unidades de campo para un pozo petrolero la ecuación de Darcy se expresa como sigue:

$$q = \frac{0.00708 k h \Delta P}{\mu \ln(r_e/r_w)}$$

Donde q es el caudal de flujo en bbls/día. Como se puede observar, el radio de pozo, r_w , tiene un importante impacto sobre el caudal. Se nota fácilmente, que cuando el fluido más cercano llega al hoyo, el camino de flujo se vuelve más congestionado y el fluido más veloz es el que se mueve. Por ello, las últimas pulgadas cercanas al hoyo serán la parte más crítica del reservorio.

Desafortunadamente, ésta también es la parte del reservorio más susceptible a daño. Este daño puede venir de diferentes fuentes, pero lo más común es que venga del proceso de perforación del pozo en primer lugar.

Este daño puede provenir de las partículas en el fluido de perforación (baritina, carbonato de calcio, entre otros), invasión de filtrado, invasión del fluido a través de una fractura, pH del fluido de perforación y surfactantes en el mismo.

El resultado es una región alrededor del pozo de permeabilidad reducida como se muestra en la siguiente figura:



Ilustración de la reducción de la permeabilidad alrededor del pozo.

Esta reducción de la permeabilidad es generalmente conocida como “Skin”, que fue por primera vez mencionado por Van Everdingen y Hurst (1949). El factor de daño de formación o “Skin”, S , es una variable que es usada para describir la diferencia entre la producción ideal sin daño y la producción actual a través de un área dañada. Generalmente, el “skin” es medido usando una prueba de presión “build up”. El API define el factor de daño en un pozo de petróleo como sigue:

$$S = 1.151 \left(\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} - \log_{10} \frac{k}{\Phi \mu c r_w^2} + 3.23 \right)$$

Donde P_{wf} es la presión fluyente en fondo de pozo estabilizada (psi), P_{1hr} es la presión de fondo después de una hora de presión estática durante el “build up” (psi), k es la permeabilidad de la formación, m es la pendiente de la gráfica de P contra el $\log_{10} [(t + \Delta t)/ \Delta t]$ (en psi por ciclo \log_{10}), ϕ es la porosidad (fracción), μ es la viscosidad del fluido (cp), c es la compresibilidad promedio del reservorio (psi^{-1}) y r_w es el radio del pozo (pies).

Para ayudar a los cálculos, m puede ser calculado de la siguiente manera (en unidades de campo):

$$m = \frac{162.6 q \mu}{k h}$$

Es necesario resaltar que ambos, q y μ , son a condiciones de fondo de pozo. Un reservorio sin ningún daño tendrá un “skin” igual a cero. Un reservorio dañado tendrá un “skin” en el rango de 0 a 50 o incluso superior. Bajo ciertas circunstancias, una estimulación puede resultar en un factor de daño negativo, lo cual significa que el pozo está produciendo más que lo que se predijo por el flujo ideal de Darcy.

Una vez que el factor de daño “skin” ha sido obtenido, éste puede ser usado en la ecuación de Darcy modificada para flujo en un reservorio dañado:

$$q = \frac{0.00708 k h \Delta P}{\mu [\ln(r_e/r_w) + S]}$$

Esta ecuación muestra que conforme el factor de daño “S” aumenta, el caudal de flujo disminuye, y *viceversa*.

Asimismo, el factor de daño puede ser usado para calcular el radio de pozo efectivo, de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$r_w^i = r_w e^{-S}$$

Esto significa que en un pozo dañado, éste se comporta como si tuviera el diámetro de pozo más pequeño; mientras que en un reservorio estimulado éste se comporta como si tuviera el radio de pozo de mayor diámetro.

7.3.4. TIPOS DE FRACTURAMIENTO

Existen varios diferentes tipos de fracturamiento hidráulico, que se han desarrollado entorno al concepto básico de crear una fractura y empaquetarla para mantenerla abierta. El tipo de tratamiento seleccionado depende de las características de la formación (permeabilidad, daño, sensibilidad de los fluidos, dureza de la formación), el objetivo del tratamiento (estimulación, control de arena, "Bypass" del daño o una combinación) y las limitaciones con las que se tiene que trabajar (costos, logística, equipos, entre otros).

- **Fracturamiento en Formaciones de Baja Permeabilidad**

Este tipo de fracturamiento es generalmente llevado a cabo en formaciones de gas apretadas ("tight gas"), encontradas en áreas como Argelia, Alemania Occidental, partes de Australia y muchos otros lugares alrededor del mundo. Las permeabilidades para estas formaciones están en el rango de 1 md a menos. Este tipo de tratamiento también es aplicable a formaciones productoras de petróleo de baja permeabilidad, aunque las permeabilidades tienden a ser de 1 o 2 veces de mayor magnitud.

A fin de que los hidrocarburos fluyan por la fractura, en lugar de atravesar la formación adyacente, la fractura debe ser más conductiva que la formación. Dado que la k_p para una arena de fractura de sílice 20/40 es 275 darcies (siempre que la presión de cierre esté por debajo de 3,000 psi), se puede apreciar que incluso una fractura muy angosta tendrá una conductividad muy superior a la de la formación. Esto no aplica para los efectos de flujo no Darcy.

Por lo tanto, el factor limitante que define cuánto incrementará la producción del reservorio no es la conductividad de la fractura (ya que cualquier fractura empaquetada tendrá mayor conductividad que la formación), sino más bien que tan rápido la formación pueda dar hidrocarburos a la fractura. Por lo tanto, cuando se traten reservorios de baja permeabilidad, las fracturas deben ser diseñadas con una conductividad de fractura mínima específica, pero con una gran área superficial lo que significa que, ya que las formaciones son generalmente limitados en altura, el diseño deberá ser orientado a alcanzar una máxima longitud media de fractura, x_f .

Debido a la permeabilidad de la formación es baja, el filtrado de fluido también tiende a ser bajo. Esto tiene dos consecuencias. Primera, los volúmenes de "pad" tienden a ser bajos, en comparación con el resto de los volúmenes de trabajo. En algunos casos, un "Pad" no es necesario ya que el fluido cargado con agente sostén puede ser utilizado para crear la fractura. La segunda consecuencia es que el tiempo de cierre de la fractura (la longitud del tiempo necesario para que la fractura se cierre sobre el agente sostén después de que el tratamiento ha terminado) tiende a ser mayor. Esto significa que el fluido

de fractura tiene que suspender el agente sostén durante un período relativamente largo de tiempo a la temperatura fondo de pozo.

Por lo tanto, los tratamientos de fracturas hidráulicas en formaciones de baja permeabilidad tienden a tener grandes cantidades de fluido de fractura y de agente sostén, aunque la concentración total de agente sostén en el fluido es relativamente bajo. Los volúmenes de “Pad” son pequeños y los fluidos de tratamiento suelen ser bastante robustos, capaces de mantener la viscosidad durante largos períodos de tiempo.

- **Fracturamiento en Formaciones de Alta Permeabilidad**

El fracturamiento hidráulico en formaciones de alta permeabilidad, tal como se espera, es lo contrario al fracturamiento de formaciones de baja permeabilidad. En formaciones de alta permeabilidad, mover el fluido de la roca a la fractura es fácil. La parte más difícil es la creación de una fractura que sea más conductiva que la formación en la región cercana al pozo.

El concepto y la ecuación que definen la conductividad de fractura ya fue introducido anteriormente, así que el siguiente paso es definir el factor relativo de conductividad adimensional, C_{fD} (a menudo denominado F_{cD}):

$$C_{fD} = \frac{F_c}{x_f k_f}$$

Donde x_f es la longitud media de fractura y k_f es la permeabilidad de la formación. C_{fD} es una medida de cuán conductiva es una fractura en comparación con la formación y también compara la capacidad de la fractura para entregar fluidos al pozo con la capacidad de la formación para entregar fluidos a la fractura. Un C_{fD} superior a uno significa que la fractura es más conductor que la formación, mientras que un C_{fD} menor que uno significa que la fractura es menos conductiva que la formación y que los fluidos se mueven con mayor facilidad a través de la formación. Esto no cuenta para los efectos del factor “Skin” (en realidad todas fracturas necesitan ser hechas para incrementar la producción, ser más conductivas que el “Skin”).

De la ecuación anterior, que establece que $F_c = w_{ave} \cdot k_p$, podemos ver que las dos partes de la definición de C_{fD} son fijos; k_f y k_p (aunque k_p puede ser incrementada en cierta medida con el uso de un agente sostén de mejor calidad). Por lo tanto, para incrementar el factor de conductividad adimensional, tenemos que maximizar w_{ave} y minimizar x_f . Esto significa que necesitamos una muy corta y ancha fractura. Para alcanzar esto en el campo, una técnica conocida como “Tip Screen Out” (TSO) es comúnmente usada. Debido a que las formaciones tienen alta permeabilidad, la pérdida de filtrado tiende a ser muy alta. Por lo tanto, los volúmenes de “PAD” tienden a ser una

parte significativa del tratamiento. El módulo de Young tiende a ser muy bajo, lo cual significa que crear una fractura ancha es relativamente fácil.

Las formaciones con alta permeabilidad también tienden a tener otras dos características. Primero, ellas suelen ser débiles o poco consolidadas, de manera que el proceso de fracturamiento es a menudo combinado con técnicas de empaque de grava para producir un tratamiento de “frac pack”. Segundo, las formaciones suelen tener un gran factor de daño, de modo que un incremento significativo en la producción puede ser obtenido simplemente proveyendo un camino conductivo a través del daño.

- **Tratamientos de Fractura y Empaquetamiento (Frac-Pack)**

-

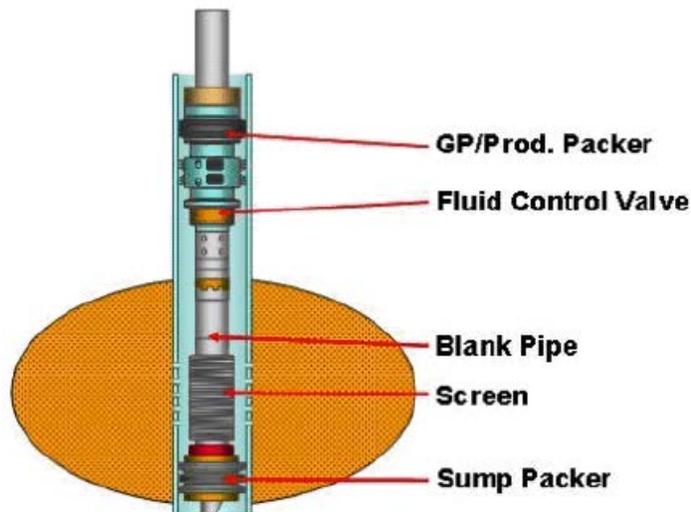


Diagrama ilustrativo de los componentes de una terminación “frac-pack”. La herramienta de asentamiento es mostrada en la posición de forzamiento.

El tratamiento de fractura y empaquetamiento o simplemente “frac-pack” es una combinación de un tratamiento de fractura en una formación de alta permeabilidad y un tratamiento de empaque de grava. Técnicamente, el proceso seguido para diseñar el tratamiento en sí es el mismo que para un fracturamiento en formaciones de alta permeabilidad. Operacionalmente, sin embargo, el proceso es mucho más complejo debido a la presencia de la terminación de empaque de grava utilizada.

El tratamiento es normalmente bombeado con la herramienta de asentamiento en la posición de forzamiento, aunque algunas veces la herramienta se encuentre en la posición de circulación inferior (ver figura inferior). En ambos

casos, los fluidos de fracturamiento son bombeados por la tubería a través de la herramienta de asentamiento, a través del “crossover”, en el espacio anular y dentro de las perforaciones.

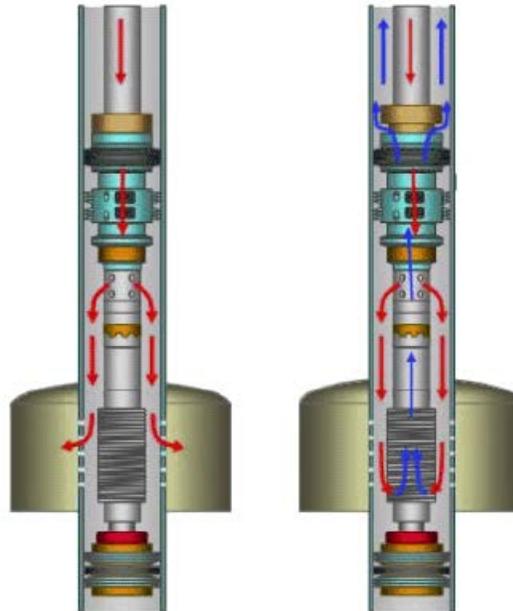


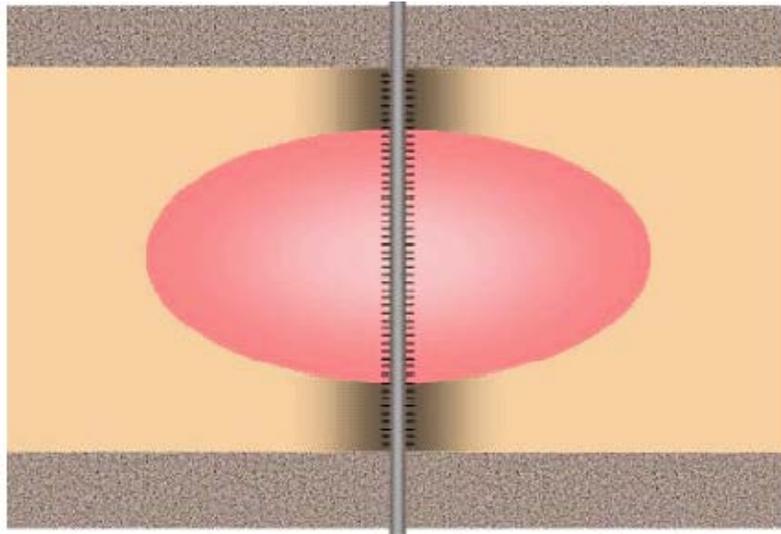
Diagrama ilustrando dos de las tres posiciones en las que una herramienta de empaque de grava “frac pack” estándar puede ser sentada. La figura de la izquierda muestra la posición de forzamiento, en la cual los fluidos fluyen a través de la tubería, a través del “crossover”, dentro del espacio anular debajo del “packer” del empaque de grava y dentro de la formación. La figura del lado derecho muestra la posición de circulación inferior. El fluido fluye a través de las perforaciones como en la posición de forzamiento. Sin embargo, debido a que la herramienta de asentamiento se ha desplazado hacia arriba, el fluido puede fluir hacia ambos lados, dentro de la formación, o de regreso a través de las mallas, a través del “crossover” y dentro del anular arriba de la tubería. Al cerrar el anular en superficie, el fluido puede ser forzado dentro de la formación, manteniendo al mismo tiempo una tubería muerta en el anular para monitorear la BHP.

Como se dijo antes, la secuencia de bombeo se diseña como si la terminación no existiera y un normal tratamiento de fracturamiento en formación de alta permeabilidad se estuviera por realizar. Con una sola excepción, una cantidad extra de agente sostén (o grava) es bombeada en la etapa final del tratamiento, con la finalidad de llenar el espacio anular entre la malla y la sarta de revestimiento produciendo el empaque de grava.

- **Tratamientos de “Bypass” del Daño**

Los tratamientos de “bypass” del daño son diseñados para hacer exactamente lo que su nombre describe, realizar un “bypass” del daño de formación. Estos tratamientos no son necesariamente diseñados para ser una estimulación óptima absoluta para el pozo. Por el contrario, estos tratamientos son diseñados para ser pequeños, rentables y fáciles de realizar operacionalmente. Muchos de estos tratamientos son bombeados en lugares donde el espacio o el peso de los equipos es un factor limitante, como en locaciones costa afuera. En muchos casos si al ingeniero de fractura se le dio carta libre para el diseño técnico de un tratamiento óptimo, el trabajo mismo podría ser mucho más grande. Sin embargo, dadas las restricciones de costo y espacio que tienen algunos lugares, la fractura para el “bypass” del daño es un intento (algunas veces altamente exitoso) para producir una estimulación efectiva.

El fracturamiento para el “bypass” del daño también puede ser considerado como una alternativa más efectiva que la acidificación matricial, cuando los factores como la mineralogía, temperatura, logística y costos no permiten el uso de ácido.



El diagrama ilustra cómo la fractura para el “bypass” del daño penetra el daño permitiendo una comunicación entre el reservorio no dañado y el pozo.

La figura anterior, muestra el concepto básico del fracturamiento para el “bypass” del daño. Aunque la formación tiene un daño considerable (área oscura), ésta es efectivamente atravesada por un camino más conductivo creado por la fractura. Para que la fractura produzca un incremento de la producción, ésta no tiene que ser más conductiva que la formación ($C_{fD} > 1.0$). Ésta, simplemente tiene que ser más conductiva que el área dañada. Por supuesto, por lo general, el objetivo suele perseguir mucho más que un

aumento de la producción debido al “bypass” del daño. Dado que la fractura para el “bypass” del daño es realizado normalmente en pozos marginales (pozos en los que ya no justifica el gasto de un tratamiento de estimulación mayor), a menudo la economía dictamina que incremento de producción significativo debe ser obtenido.

Anteriormente ya definió que el factor de conductividad adimensional tiene que ser mayor que 1.0 para que la fractura proporcione una estimulación de la formación. La siguiente ecuación muestra la condición para que una fractura tenga un $H_D \leq 1.0$, bajo la cual la fractura para el “bypass del daño” es más conductiva que la formación:

$$\left(\frac{F_c}{H k_f} \right) > \left(\frac{\ln(r_e/r_w)}{\ln(r_e/r_w + S)} \right)$$

Donde F_c es la conductividad de la fractura (mdft), H es la altura de la fractura (ft), r_e es el radio externo (ft), r_w es el radio del hoyo y S es el factor de daño. Así, si $S = 0$, el lado derecho de la ecuación anterior pasa a ser igual a 1, así que entonces F_c tiene que ser mayor que $H.k_f$, que es otra manera de decir que el C_{fD} será mayor que uno. Esta ecuación también toma en cuenta el hecho de que la fractura no cubre toda la zona vertical. Sin embargo, es una aproximación, ya que no tiene en cuenta el flujo vertical o los efectos no-Darcy.

H_D es la altura adimensional y es igual a la altura de la fractura dividida por la altura de la formación.

7.3.5. SISTEMAS DE FLUIDO

El fluido de fractura es una parte vital del proceso de fracturamiento. Éste es usado para crear la fractura, para llevar el agente sostén dentro de la fractura, y suspender el mismo hasta que la fractura cierre. En el nivel más básico, el sistema de fluido es el vehículo que nos permite transformar energía mecánica (de las bombas de fractura) en trabajo realizado en la formación.

Con el fin de llevar a cabo estas tareas de manera eficiente, el fluido ideal debe tener una combinación de las siguientes propiedades:

- Fácil de usar.
- Ejercer bajas presiones de fricción en tuberías.
- Poseer alta viscosidad en la fractura, para suspender el agente sostén.
- Poseer baja viscosidad después del tratamiento, para permitir una fácil recuperación.
- Compatible con la formación, los fluidos del reservorio y el agente sostén.
- Seguro para usar.

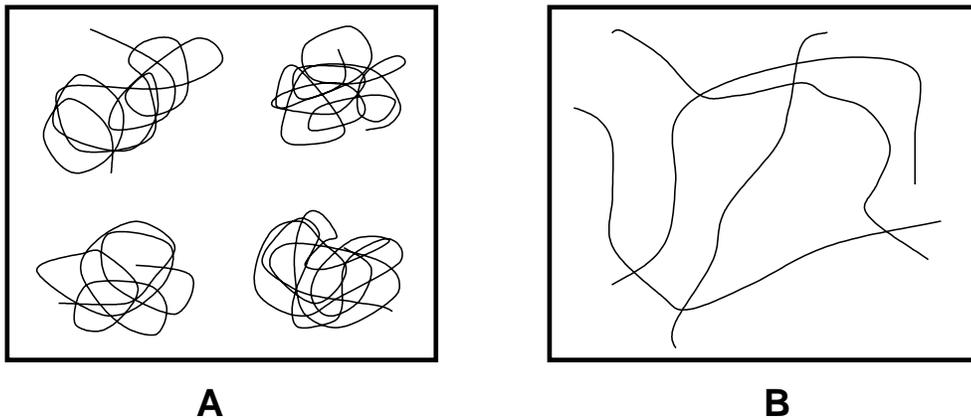
- Ambientalmente amigable.
- Bajo costo.

Algunas de estas propiedades no son fáciles de combinar en el mismo fluido. Corresponde a los ingenieros decidir qué propiedades son más importantes y qué propiedades pueden ser sacrificadas. Para hacer esta elección más sencilla, hay un número de sistemas de fluido disponibles para fracturamiento.

- **Sistemas Lineales Base Agua**

El primer fluido de fracturamiento, usado en Kansas en 1947, fue gasolina gelificada con NAPALM. Obviamente este fue un fluido altamente peligroso, y no pasó mucho tiempo antes de que los sistemas base agua estuvieran disponibles. El primero de estos sistemas usó almidón como agente gelificante, pero a inicios de los 1960's el guar fue introducido y pronto se convirtió en el polímero más común para fracturamiento. Hoy en día, los polímeros derivados de la semilla guar son usados en la mayoría de los tratamientos de fractura; la otra principal fuente de polímero es la celulosa y sus derivados.

Antes de que el polímero seco sea agregado al agua, las moléculas individuales están fuertemente enroscadas en sí mismas. Conforme la molécula del polímero se hidrata en el agua, ésta se desenreda (razón por la cual estos fluidos se denominan geles lineales) como se ilustra en la figura inferior:



Hidratación del polímero en agua: "A" muestra la molécula de polímero antes de la hidratación en agua, mientras "B" muestra la molécula de polímero después de la hidratación en agua.

Estas largas, moléculas lineales producen el incremento en la viscosidad. Sin embargo, se debe recordar que la hidratación ocurre a un rango específico de pH. Fuera de este rango la velocidad de hidratación puede ser muy lenta y algunas veces incluso inexistente. Diferentes polímeros tienen diferentes rangos de pH, y "buffers" pueden ser usados para hacer que el polímero se

hidrate. Si un polímero que se hidrata a un pH neutral se agrega a agua, este comenzará a hidratarse muy rápidamente. Esto conduce a la formación de grumos de polímeros no hidratados, rodeados de polímeros parcialmente hidratados, rodeados a su vez por polímeros hidratados. Estos se conocen como ojos de pescado y son una señal de que el polímero ha sido pobremente mezclado.

Muchas técnicas pueden ser empleadas para prevenir la formación de ojos de pescado:

- Agregar un “buffer” al agua a fin de obtener un pH que prevenga la hidratación. Una vez que el polímero en polvo se haya dispersado completamente en el agua, agregar un “buffer” diferente para cambiar el pH a un punto donde el polímero se hidrate.
- Agregar el polímero a través de un dispositivo de alto corte (como un “jet” mezclador) para asegurar que el polímero no forme grumos.
- Circular el gel hidratado a través de un dispositivo de alto corte, como un “Choke”, para romper cualquier ojo de pescado.
- Pre-mezclar el polímero en un fluido base hidrocarburo (como diesel, kerosén o también metanol). Agregar la lechada al agua, permitiendo que el polímero se disperse antes de que se hidrate.

Una combinación de estos métodos también puede ser usada.

Los polímeros comunes usados para geles lineales incluyen:

- Almidón
- Guar
- Hydroxypropyl Guar (HPG)
- Carboxymethyl Hydroxypropyl Guar (CMHPG)
- Carboxymethyl Guar (CMG)
- Celulosa
- Hydroxyethyl Celulosa (HEC)
- Carboxymethyl Hydroxyethyl Celulosa (CMHEC)
- Xanthan
- Derivados del Xanthan

El polímero más comúnmente usado para fracturamiento es el Guar, HPG y CMHPG, sobre todo para los sistemas reticulados.

La HEC es probablemente el polímero más ampliamente usado para geles lineales de fractura, debido a su popularidad para fracturamientos de baja temperatura, en formaciones de alta permeabilidad.

- **Sistemas Reticulados Base Agua**

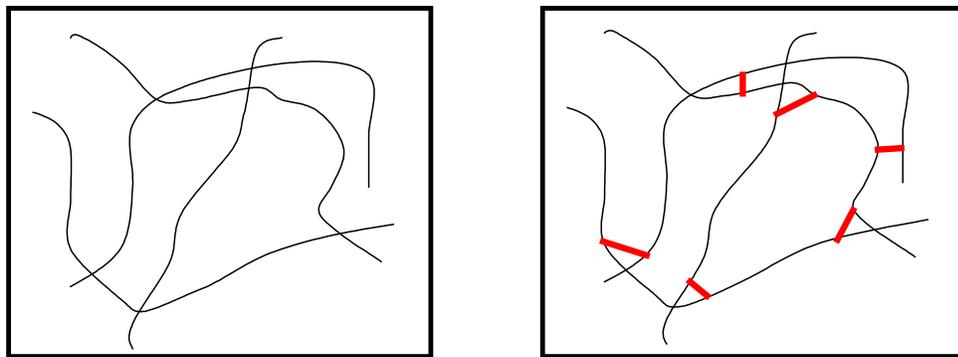
La mayoría de los tratamientos de fracturamiento hidráulico son realizados usando geles reticulados base agua. Estos sistemas ofrecen la mejor combinación ya que tienen bajo costo, son fáciles de usar, ofrecen alta viscosidad y fácil recuperación del fluido.

Generalmente, los geles reticulados base agua son usados a menos que haya una razón específica para no usarlos (son la opción por defecto).

El punto de inicio para un sistema reticulado es un gel lineal, a este gel lineal se le denomina gel base. El gel lineal más comúnmente es el guar y sus derivados; HPG, CMG y CMHPG.

Un gel reticulado, como se muestra en la figura inferior, consiste en un número de moléculas de polímero hidratado, que se han unido por un químico reticulante. Esta serie de químicos se adhieren entre las moléculas del polímero incrementando grandemente la viscosidad del sistema, algunas veces hasta más de 100 veces.

Para que un reticulado eficiente ocurra, dos cosas deben de suceder por separado. Primero, el gel base necesita ser amortiguado con un pH que le permita al reticulante químico trabajar. Usualmente, este es a un pH diferente al requerido para la hidratación del polímero, así que un "buffer" diferente tiene que ser usado. Segundo, el radical reticulante necesita estar presente en suficiente concentración. Si ambas condiciones ocurren, el gel experimentará un dramático incremento en su viscosidad.



A

B

Un polímero Reticulado: "A" muestra el polímero hidratado antes de la adición del reticulante. "B" muestra el reticulante químico adherido entre las moléculas de polímero.

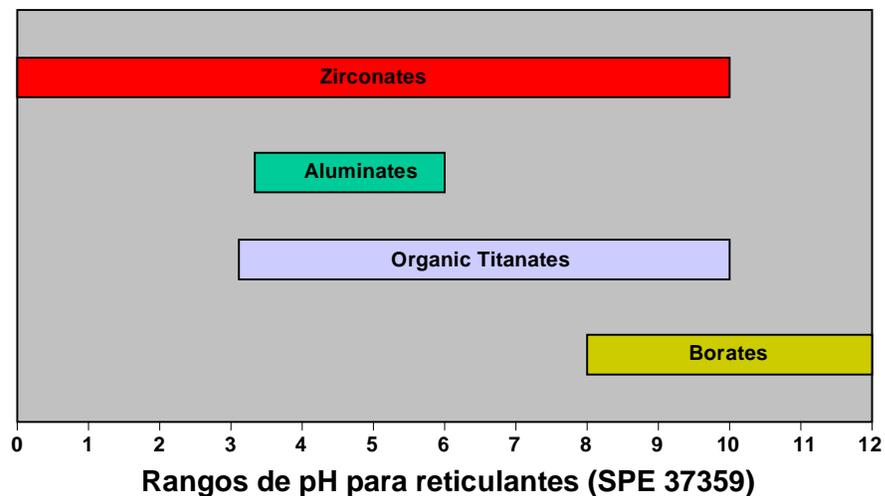
Obviamente, un polímero totalmente reticulado es extremadamente viscoso, y puede resultar (bajo condiciones inadecuadas) en un alto nivel de fricción de

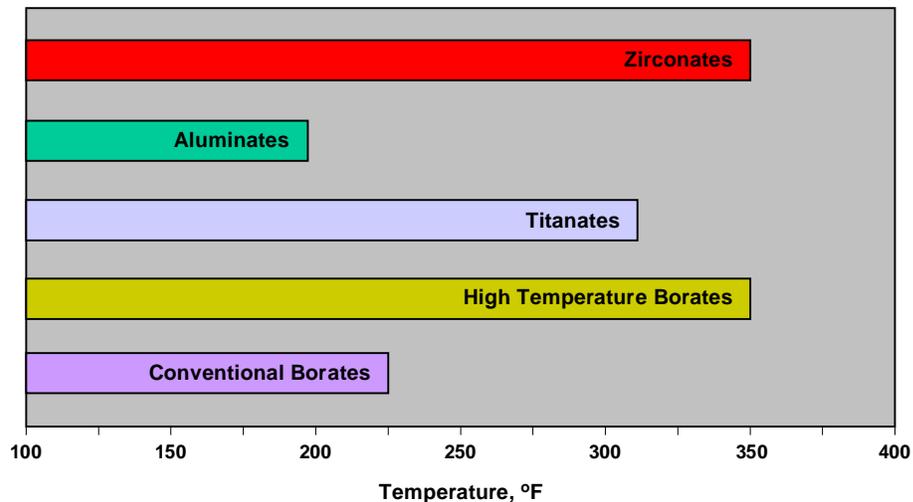
fluido cuando es bombeado. Para contrarrestar esto, es muy común el uso de un reticulante retardado. Un reticulante retardado permite tener un tiempo de hasta 10 minutos antes de que el gel se hidrate completamente, dependiendo de la temperatura, el pH inicial y el esfuerzo que el fluido experimente. El sistema reticulante retardado ideal sería aquel que retarde la aparición del reticulado tanto como sea posible, pero que el fluido esté completamente reticulado en el momento en que llega a las perforaciones.

Los sistemas reticulantes más comúnmente usados son los siguientes:

- Boratos
- Boratos "Exóticos"
- Zirconatos
- Aluminatos
- Titanatos

La figura inferior ilustra los rangos de pH de estos reticulantes, mientras la figura subsiguiente muestra los rangos de temperatura:





Rangos de temperatura para reticulantes (SPE 37359)

De todos los agentes reticulantes mencionados, los boratos son de lejos los más comúnmente usados, seguidos por los zirconatos.

La mayoría de compañías de fracturamiento hidráulico tienden a clasificar sus sistemas reticulados de acuerdo al tipo de agente reticulante usado; por ello para la selección del reticulante adecuado y por lo tanto del sistema de fluido de fracturamiento el factor determinante es la temperatura ya que el PH puede ser controlado mediante la adición de un "Buffer".

Un proceso muy importante es el retorno del fluido reticulado desde la fractura empaquetada esto sería sumamente difícil o imposible a menos que el fluido pierda viscosidad, por ello la adición de un ruptor se hace necesaria a fin de romper las cadenas de polímeros y así reducir la viscosidad.

Además de reducir la viscosidad del fluido para facilitar el retorno del mismo, los ruptores cumplen las siguientes funciones:

- Reducen el peso molecular para mejorar la recuperación del fluido y reducir el daño.
- Rompen y reducen el polímero concentrado en las caras de la fractura.
- Reducen el retorno del agente de sostén durante y después del cierre de la fractura.

Los ruptores más comunes son los agentes oxidantes y las enzimas.

Los agentes oxidantes tales como los persulfatos son frecuentemente usados y son altamente efectivos, sin embargo estos son muy dependientes de la temperatura. Para bajas temperaturas de formación, la limpieza puede ser muy lenta. Para altas temperaturas de formación, los polímeros pueden romperse prematuramente en la fractura. En ese sentido los ruptores pueden ser encapsulados para retardar su liberación.

Finalmente es muy importante que el fluido de fractura seleccionado sea ensayado en laboratorio a fin de verificar que éste cumpla con las viscosidades necesarias tanto para suspender el agente sostén mientras éste es transportado y colocado en la fractura como para ser fácilmente recuperado después del tratamiento.

7.3.6. AGENTE SOSTÉN:

Los agentes de sostén, son materiales granulados que son colocados en la fractura para mantener la fractura abierta cuando la presión cae por debajo de la presión de cierre. La conductividad de la fractura está directamente relacionada con la cantidad de agente sostén en la fractura, el tipo de agente sostén, las condiciones de producción y el tamaño de grano de “agente sostén”.

El propósito de la fractura hidráulica es la colocación una cantidad correcta del tipo de agente sostén correcto en el lugar correcto.

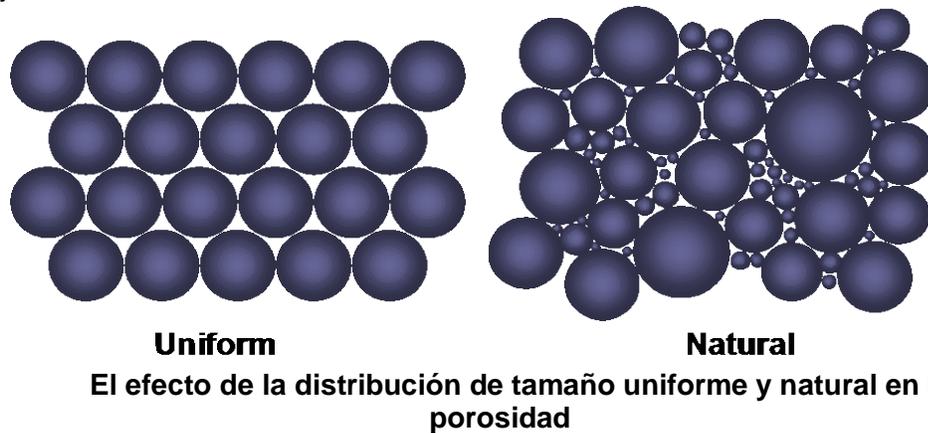
Cuando esto se hace correctamente, el pozo es estimulado efectivamente. Uno de los factores que más afectan al rendimiento del pozo post- tratamiento es la conductividad de la fractura. Esto es el producto de la permeabilidad del agente sostén empaquetado y el ancho de fractura. En otras palabras, la conductividad de fractura está en función del tipo de material soportando la fractura abierta y la cantidad de material dentro de la fractura.

La permeabilidad del agente sostén empaquetado es controlada por varios factores:

- i) **Sustrato del Agente sostén:** El material del que esté hecho el agente sostén obviamente tendrá un gran efecto en la permeabilidad del mismo cuando esté empaquetado. Algunos materiales son más fuertes que otros y son más capaces de soportar las enormes fuerzas que tratan de aplastar el agente sostén cuando la fractura se cierra. Cuanto más débil sea el material, más se deformará el grano del “agente sostén”. La deformación de éste reduce la porosidad del empaque y sobretodo reduce el ancho de la fractura. Cuanto más frágil es el agente sostén, es más fácil que se produzcan finos ya que los granos son puestos juntos en una serie de puntos de contacto. Cualquier fino reducirá significativamente la permeabilidad del agente sostén empaquetado.
- ii) **Distribución del tamaño de grano del Agente sostén:** Una formación sedimentaria normal tiene una amplia variedad de tamaños de grano, dependiendo de que tan bien “ordenados” estén los granos individuales en la roca. En general, cualquier arenisca tendrá una mezcla de pequeños, medianos y grandes granos. La mezcla del tamaño de grano actúa para

reducir la permeabilidad y porosidad de la formación, ya que los pequeños granos ocuparán los espacios entre los granos grandes y tenderán a taponear los canales porosos. Sin embargo, si un conjunto de partículas tienen un tamaño casi idéntico, entonces no habrán finos bloqueando los espacios porosos y las gargantas porosas, entonces la porosidad (y por tanto la permeabilidad) serán maximizados.

Por esta razón los agentes sostén son generalmente producidos con un tamaño de grano específico. Esta uniformidad del tamaño de grano es una de las principales razones por la que los agentes de sostén son usualmente muchas veces de magnitud más permeable que la formación, y también una de las principales razones por la que se gastan muchos esfuerzos en asegurar la uniformidad del tamaño. Esto se ilustra en la figura mostrada abajo.



Los agentes de sostén se suministran dentro de un rango de tamaño de grano específico. Este tamaño de grano se refiere al tamaño de tamiz usado para ordenar el agente sostén. Por ejemplo, el tamaño 20/40 significa que la gran mayoría de los granos de agente sostén pasaron a través del tamiz de tamaño 20 (20 hoyos por pulgada cuadrada), pero no atravesaron el tamiz de tamaño 40 (40 hoyos por pulgada cuadrada). Esto es algunas veces confuso, debido a que un gran tamaño de grano corresponde a un pequeño número de malla. Tamaños comunes de agente sostén son 8/12, 12/20, 16/30, 20/40 y 40/60, aunque en teoría cualquier tamaño de grano se puede producir.

- iii) **Tamaño de Grano Promedio de Agente sostén:** Generalmente, un gran tamaño promedio de grano de “agente sostén” es, la más alta permeabilidad de agente sostén (siempre que la distribución de tamaño de grano sea razonablemente uniforme). Esto se debe a que los granos más grandes producen espacios porales más grandes, permitiendo un flujo mayor para una porosidad similar. Sin embargo, los granos grandes son más susceptibles a producir finos que reduzcan la permeabilidad que los granos pequeños. Esto es debido a que grandes granos distribuyen la presión de cierre a través de pocos puntos de contacto grano-grano y las

descargas en esos puntos de contacto tienden a ser muy grandes. Esto se ilustra en la siguiente figura:

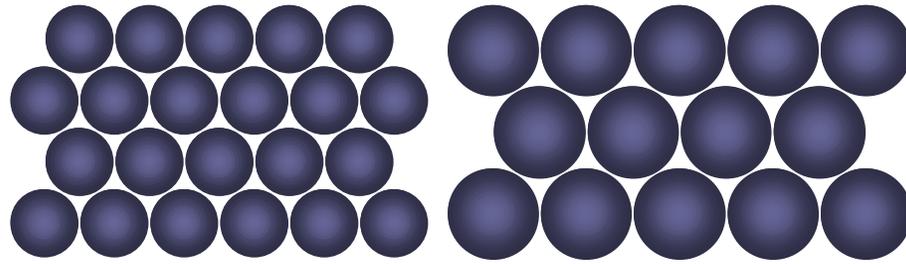


Diagrama ilustrando cómo grandes granos tienen grandes espacios porosos y por tanto gran permeabilidad pero también pocos puntos de contacto entre granos.

- iv) **Esfericidad y Redondez.** Estas cantidades definen cómo es la esfericidad de los granos del agente sostén y cuántos bordes afilados repentinos tienen. Obviamente, el más liso y esférico grano de agente sostén tiene, la mayor permeabilidad empaquetada. Hay un procedimiento estándar API para el control de estas cantidades, pero desafortunadamente estos se basan en un análisis subjetivo. En consecuencia, a menudo es difícil ver una tendencia clara entre un tipo de agente sostén y otro. Sin embargo, en general, los agentes sostén artificiales tendrán una mejor esfericidad y redondez que la que tienen los del tipo natural. Esto se ilustra en la figura siguiente:

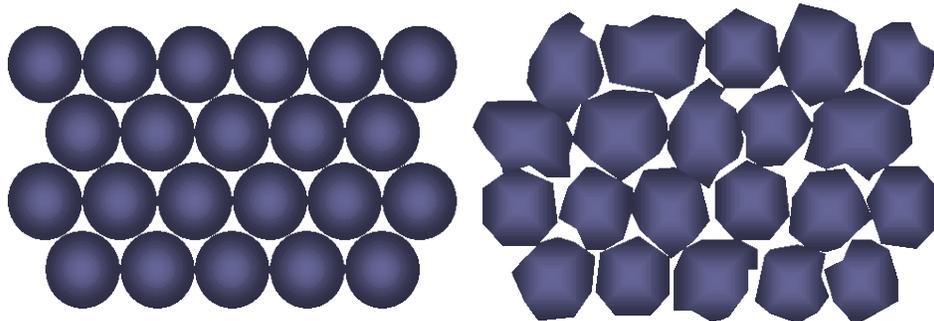


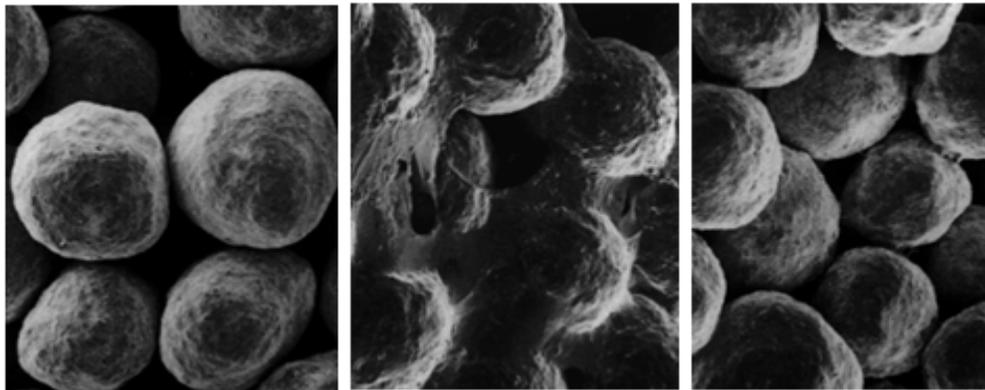
Diagrama ilustrando la diferencia entre el agente sostén con una Buena esfericidad y redondez (izquierda), y un agente sostén con pobre esfericidad y redondez (derecha).

Los granos angulares tienden a producir más finos, ya que las esquinas y bordes tienden a ser rotos por el esfuerzo de compresión aplicado. Sin embargo, agentes sostén con buena esfericidad y redondez también tienden a retener mayor permeabilidad a altos esfuerzos. Además, debido a que un agente sostén con baja esfericidad y redondez producirá un camino más complicado para los fluidos producidos, las pérdidas de presión no-Darcy tienden a ser mayores en

estos materiales, lo que conduce a una disminución eficaz en la permeabilidad del agente sostén empaquetado.

- iv) **Calidad del Fluido de Fractura.** La cantidad de residuo dejado por el fluido de fractura puede también tener una gran influencia en la permeabilidad del agente sostén empaquetado. Con el fin de evaluar estos fluidos, una cantidad llamada *Permeabilidad Retenida* es medida. De manera simple, una muestra de agente sostén es puesta en una celda y es sometida a presión de cierre, a una elevada temperatura. Un líquido no estándar es entonces fluido a través de la celda de prueba. Analizando la tasa de caída de presión y el caudal, la permeabilidad del empaque puede ser calculada. Después, el fluido de fractura es pasado a través de la celda y se le permite permanecer en ella un tiempo específico, durante el cual éste está diseñado para romper. Una vez que el fluido se ha roto, la permeabilidad del empaque es medida nuevamente, por el mismo método. Las dos permeabilidades son comparadas y el resultado (La permeabilidad retenida) es dado como el porcentaje de la permeabilidad original que es retenida después de la prueba.

La figura siguiente, muestra la diferencia entre fluidos con una alta y baja permeabilidad retenida;



Tres micrografías SEM que muestran los efectos de los residuos del fluido de fractura. La micrografía en la izquierda muestra un agente sostén sin daño antes de la adición del fluido de fractura. La micrografía del centro muestra los residuos dejados por un pobre diseño del sistema reticulado. La micrografía final (derecha) muestra un agente sostén empaquetado similar al primero después de que un ruptor enzimático ha sido usado.

Agentes de sostén empaquetados pueden perder significativas porciones de su permeabilidad con los daños por fluidos. Fluidos baratos, pobremente diseñados, pueden causar permeabilidades retenidas tan bajas como del 30% o a veces menos, mientras que los fluidos modernos pueden producir valores que exceden el 90%.

- v) **Esfuerzo de Cierre.** Conforme el agente sostén es sometido a las fuerzas que intentan cerrar la formación, éste comenzará a producir finos. Como se discutió antes, estos finos reducirán la permeabilidad del agente sostén empaquetado. Cuanto más fuerte sea el agente sostén, menos finos se producirán; sin embargo, todos los tipos de agente sostén experimentan una disminución en la permeabilidad a medida que el esfuerzo de cierre se incrementa, en una mayor o menor medida. Muchos agentes sostén también tienen un esfuerzo máximo, por encima del cual la desintegración de un estrato de agente sostén comienza a ocurrir, en lugar de una simple producción de finos. En este punto, la permeabilidad del empaque de agente sostén cae dramáticamente.

Cabe señalar que la presión del reservorio tiene una influencia en el esfuerzo de cierre experimentado por el agente sostén. La relación entre la presión de reservorio y la presión de cierre depende de un número de factores; hay circunstancias bajo las cuales una disminución en la presión del reservorio puede resultar en un incremento del esfuerzo de cierre. Adicionalmente, éste puede localizarse en áreas de baja presión del reservorio (como es el área cercana al hoyo durante la caída de presión) donde una vez más el agente sostén experimenta una alta presión de cierre. Este posible incremento en el esfuerzo durante la vida del pozo debe ser considerado para seleccionar el agente sostén.

- vi) **Flujo No-Darcy.** Conforme el caudal de flujo a través del agente sostén empaquetado incrementa, la caída de presión se incrementará a un ritmo más rápido que el previsto por la ley de Darcy. Esto es debido al efecto de pérdida de energía inercial, el fluido cambia rápidamente de dirección mientras éste se mueve a través de los espacios porosos. A medida que aumenta la velocidad de fluido, la presión cae debido al efecto de flujo inercial incrementando con el cuadrado de la velocidad. Así a caudales de flujo lentos, como en una roca reservorio, los efectos no-Darcy pueden ser ignorados; mientras que a altos caudales (como en un agente sostén empaquetado) la permeabilidad efectiva del agente sostén tiene que ser reducida para reflejar este efecto. El fenómeno es particularmente significativo en las terminaciones de gas de alto caudal.
- vii) **Flujo Multi-Fase.** El flujo Multi -fase tiene un efecto similar sobre la permeabilidad del agente sostén empaquetado como en la permeabilidad de la formación. Este se reduce, por una cantidad que depende de la permeabilidad absoluta, y la saturación relativa por cada fase. Como es muy raro que un reservorio produzca una sola

fase (con la excepción de algunos reservorios de gas), es también muy raro para un agente sostén conducir sólo una sola fase. Por lo tanto, la permeabilidad efectiva del agente sostén empaquetado puede ser significativamente menor a los datos publicados por el fabricante, que por lo general es dado para el flujo de una fase única.

7.3.6.1. Selección de Agente Sostén

Existe un substancial número de variables que deben ser tomados en cuenta cuando se selecciona un agente sostén. Sin embargo, en muchos casos el proceso de selección se puede simplificar.

Todos los proveedores de agente sostén y fabricantes publican información sobre el empaque permeable que se obtendrá posterior al esfuerzo de cierre, para todos sus tipos de agente sostén y tamaño de distribución de grano. Siempre que ese esfuerzo de cierre sea conocido, tomando en cuenta cualquier posterior pérdida de presión en el reservorio, la permeabilidad absoluta del agente sostén empaquetado puede ser fácilmente encontrada. Basta con buscar el tipo de agente sostén de interés y ver la permeabilidad que tendrá para un esfuerzo de cierre dado.

Muchos simuladores de fractura tienen estos datos para la mayoría de los principales tipos de agente sostén. Esto permite al simulador predecir la conductividad de fractura para muchos esfuerzos de cierre y muchos tipos de agente sostén así como su combinación. Usualmente, hay además un "factor de daño de agente sostén", que permite al usuario simular los efectos de permeabilidad retenida de los fluidos de fractura.

Algunos simuladores de fractura modelan los efectos de flujo no -DARCY, mostrando una disminución en la permeabilidad efectiva como en los caudales de producción.

Sin embargo, ningún simulador de fractura actual permite simular los efectos de flujo multi-fase. Información de esto ha sido publicado por algunas fuentes, entre las más notables el STIM-LAB CONMSORTIUM'S PREDICTK SOFTWARE y CARVOCERAMICS 'FRAC FLOW.

La tabla inferior es una guía del máximo esfuerzo de cierre que cada tipo de agente sostén puede soportar antes de que falle; ésta es sólo referencial ya que la mejor fuente de información es aquella proporcionada por los fabricantes o por las pruebas de laboratorio.

Tipo	Máximo Esfuerzo de Cierre, psi
Arena Natural	5,000
Cerámicos de baja densidad	9,000
Cerámicos de densidad intermedia	12,000
Bauxita	14,000

Nota Importante:

La calidad de agente sostén y la subsiguiente conductividad de la fractura, tienen un efecto mayor sobre la producción después del tratamiento que casi cualquier otra cosa que esté bajo el control del ingeniero de fractura. En muchos casos un ahorro hecho en la selección de agente sostén es un falso ahorro. Por ejemplo, aunque la cerámica de baja densidad cuesta dos o tres veces más que la arena de fractura, tiene cuatro o cinco veces más permeabilidad (incluso a bajos esfuerzos de cierre) debido a su alta esfericidad y redondez.

7.3.7. CONCEPTOS AVANZADOS

En esta sección se revisan algunos de los conceptos más avanzados utilizados en el proceso de diseño de tratamientos de fracturas hidráulicas, así como en el diagnóstico de lo que puede (o no) haber ocurrido durante un tratamiento de fractura o un “Minifrac”.

- **Tortuosidad**

Las fracturas hidráulicas son creadas por presión, no por caudal. A menudo el caudal es usado para ayudar a generar la presión requerida, pero no se debe perder de vista que es la presión la que divide a la roca. Sobre un largo intervalo perforado, las fracturas pueden generarse donde sea que la presión de fluido exceda el gradiente de fractura local. Generalmente, la roca tendrá un punto que es más débil que el resto y es ahí donde se dará el inicio de la fractura. Sin embargo, si la presión continúa creciendo, fracturas adicionales pueden ser formadas. Potencialmente, todo simple perforado es una fuente para la iniciación de una fractura. Muchas de estas fracturas serán muy pequeñas, pero algunas pueden ser lo suficientemente grandes como para tomar una porción significativa del fluido de tratamiento.

Lejos del ambiente de esfuerzos artificiales alrededor del hoyo, los tratamientos tienden a producir un número relativo pequeño de largas fracturas. Normalmente, las fracturas no tienden a unirse; el régimen de esfuerzos alrededor de la punta de la fractura tiende a mantener las fracturas separadas. Sin embargo, bajo la influencia de esfuerzos complejos alrededor del pozo y los perforados, las fracturas pueden unirse, dando muchas veces caminos estrechos que llegan a una sola fractura grande. Por lo que el fluido de tratamiento tiene que viajar de una región que tiene un gran número de

pequeñas fracturas a una región que tiene un pequeño número de grandes fracturas. De este modo, el fluido tiene que viajar a través de una serie de fracturas estrechas y complicadas, o dicho de otra manera, a través de un camino *tortuoso*. Esta tortuosidad puede producir una significativa pérdida de presión, resultando en una fractura menor a la esperada y en un arenamiento prematuro. Los “arenamientos” pueden ser causados por tortuosidad por otras razones; el ancho de los canales a través de la roca a menudo no siempre es lo suficientemente grande para llevar la concentración de agente sostén que pasa por dichos canales. Esto hace que el agente sostén se puentee, evitando el flujo de más agente sostén.

La tortuosidad se manifiesta como una caída de presión a través de la región cercana al hoyo. Hay también otro fenómeno que puede resultar en una pérdida de presión cerca del pozo (como una pobre calidad de perforados). Sin embargo, el punto importante es que hay una pérdida de presión, que puede ser una substancial proporción de la presión neta observada (es decir la energía total disponible para propagar la fractura). Debido a que las presiones dentro de la fractura determinan las presiones de superficie, la pérdida de presión debido a la tortuosidad produce un alto BHTP y por lo tanto una superior STP. Esto le da al observador en superficie, la impresión de que la presión neta es más grande de lo que realmente es. Por ejemplo, para un pozo con 200 psi de presión neta y 300 psi de pérdida de presión debido a la tortuosidad, podría entenderse que la presión neta de 500 ps si no se está consciente de la tortuosidad. Esto conllevaría a pensar que el fluido de fractura tiene mucho más energía para crear un volumen de fractura de la que tiene en realidad, resultando en un diseño de tratamiento que contiene más agente sostén del que puede entrar físicamente dentro de la fractura. Es importante entender la magnitud de la pérdida de presión en la zona cercana al hoyo, de manera que esto nos permita realizar un adecuado diseño del tratamiento.

Las Rocas Duras: Las rocas con un alto módulo de Young y baja resistencia a la fractura tienden a ser más susceptibles a tortuosidad que las rocas suaves. En este tipo de formaciones frágiles, ya hay una fractura formada en cada perforado por la acción explosiva de las cargas del baleo, todo lo que se hace cuando el fluido es bombeado es extender estas fracturas, a través de un medio que permita una fácil extensión de fractura. Debido al alto módulo de Young, la concentración de los esfuerzos en la punta de la fractura es más intensa por lo que estas pequeñas fracturas tienen menos probabilidades de vincularse. Esto significa que las rocas duras son más propensas a producir un gran número de pequeñas fracturas que las rocas suaves.

Los Pozos Desviados: Estos tienden a ser más susceptibles a la tortuosidad que los pozos verticales. Conforme las fracturas se propagan, las fracturas comprimen la roca a cada lado de éstas. Esto hace más difícil que otras fracturas se propaguen en esta región. Como es conocido, las fracturas tienden a propagarse en un plano vertical. Esto significa que mientras más

desviado es el pozo, menor es la interferencia de cada fractura con su vecina, por lo que se propaga más fácilmente. Adicionalmente, ya que cada fractura está más separada hay menos unión de las fracturas. Finalmente, hay cierta evidencia que sugiere que en algunos pozos desviados, la fractura puede iniciarse a lo largo del pozo. En algún punto no muy lejano del hoyo, la fractura crece lo suficiente como para que la influencia del pozo sea menos significativa que la influencia de los esfuerzos “in-situ”. En este punto la fractura cambiará de orientación, rápidamente si la roca es muy dura. Esto produce un “ángulo” alrededor del cual el fluido y el agente sostén tienen que fluir, lo cual provoca una mayor pérdida de presión.

Por lo tanto, los pozos altamente desviados en rocas duras son más propensos a experimentar problemas de tortuosidad que los pozos verticales con formaciones suaves. Esto no quiere decir que una significativa tortuosidad no será encontrada en formaciones suaves o en pozos verticales, simplemente significa que es menos probable.

Contraste de Esfuerzos horizontales. Como se ilustra en la figura inferior, el contraste entre el máximo y el mínimo esfuerzo horizontal puede influenciar en la tortuosidad. La figura de la izquierda muestra un gran contraste entre $\sigma_{h,max}$ y $\sigma_{h,min}$, lo cual produce una fractura estrecha cercana al pozo y un radio de giro apretado para la fractura. La figura de la derecha muestra una pequeña diferencia entre los dos esfuerzos horizontales, por lo que la fractura inicia con un ancho más amplio y gradualmente cambia de dirección. Por lo tanto dependiendo de la orientación de la fractura, el contraste entre los esfuerzos horizontales puede tener un efecto significativo sobre la tortuosidad.

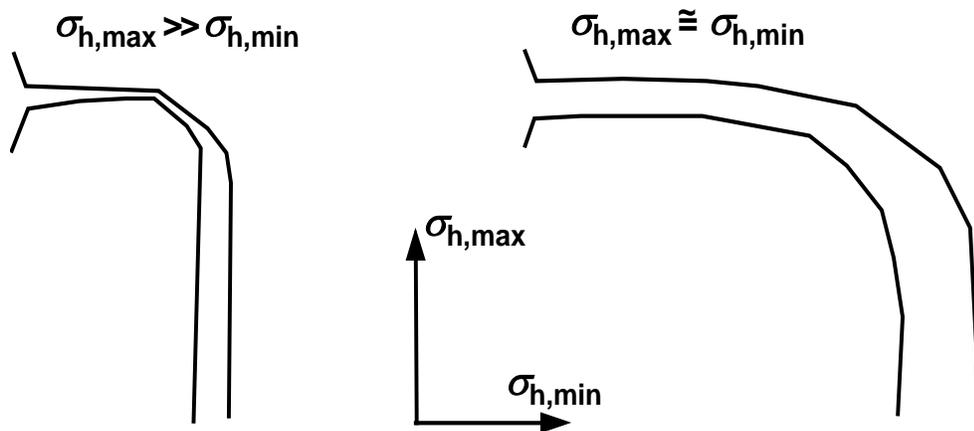


Diagrama ilustrando el efecto del contraste de esfuerzos horizontales en la tortuosidad.

Curando la Tortuosidad: Si la tortuosidad es detectada antes del tratamiento principal, ésta puede ser remediada. Esto se hace mediante el bombeo de “slugs” de agente sostén. La primera compañía en lograr esto con éxito fue

Maersk Olie og Gas, una compañía Danesa que opera en el Mar del Norte. Muchos artículos han sido producidos por *Mærsk* y sus contratistas para documentar esto. *Mærsk* tuvo la ventaja de que los trabajos fueron realizados en un barco de fracturamiento grande que permitía mezclar agua de mar y gel al vuelo. Es decir, había un eficiente suministro ilimitado tanto de gel como de agente sostén a disposición; lo cual muchas veces no se puede dar.

Para empezar, *Mærsk* quería bombear un “slug” de agente sostén en el “Minifrac”, idealmente a la máxima concentración de agente sostén anticipada para el tratamiento principal. Si el “slug” pasaba a la formación sin un significativo incremento en la presión, se podría estar razonablemente seguro de que la tortuosidad no afectaría significativamente al tratamiento. Algunas veces ellos bombeaban una serie de “slugs”, mezclados para incrementar la concentración de agente sostén. Si estos “slugs” detectaban un incremento significativo de la presión, o peor aún ocasionaban un taponamiento prematuro, ellos sabían que tenían un problema. La solución fue taponear deliberadamente la tortuosidad.

Esto se consigue mediante el bombeo de “slugs” de agente sostén y luego haciendo cierre con los “slugs” en los perforados y la región cercana al pozo. El efecto de esto es el bloqueo de los canales estrechos para forzar la apertura de nuevos canales más anchos.

Después de unos años, *Mærsk* llegó a ser tan competente en esto y a familiarizarse con sus formaciones que ellos desarrollaron un método estándar usado en todo tratamiento. Esto comprende el bombeo de una etapa relativamente larga de arena malla 100 a una concentración de 1 o 2 ppa durante el “Minifrac”, seguido de una etapa relativamente corta de arena malla 20/40 de una concentración de 4 o 5 ppa. El “Minifrac” fue cerrado con la arena malla 20/40 en las perforaciones. La arena malla 100 bloquea los canales estrechos, mientras la arena 20/40 ayuda a mantener los canales anchos abiertos, los cuales aceptarán el fluido cuando inicie el tratamiento principal. Usando este método, *Mærsk* alcanzó un record casi perfecto para la colocación de tratamientos, en un área con notorios problemas de tortuosidad.

- **Conductividad de Fractura Adimensional**

La conductividad de fractura adimensional (F_{CD} o más recientemente redefinida por el API como C_{fD}) o Conductividad de Fractura Relativa es una medida de cómo la conductividad de la fractura es comparada con la conductividad de la formación. Para producir un incremento de la producción, la fractura con agente sostén tiene que ser más conductiva que la formación

(dejando de lado los efectos del “bypass” del daño). Anteriormente se definió la conductividad de fractura (F_C) como el producto del ancho de fractura y la permeabilidad del agente sostén. La conductividad de fractura adimensional se define como:

$$C_{fD} = \frac{F_c}{x_f k} = \frac{k_p w_{ave}}{x_f k}$$

Donde x_f es la longitud media de la fractura, k_p es la permeabilidad del agente sostén, w_{ave} es el ancho promedio y k es la permeabilidad de la formación. Para que la fractura sea más conductiva que la formación, la conductividad de fractura adimensional tiene que ser mayor a uno.

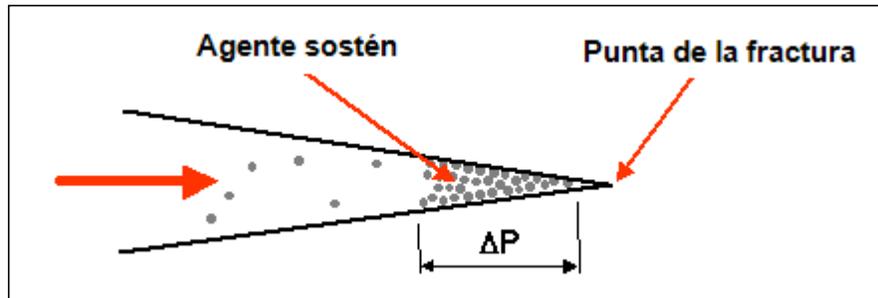
La ecuación anterior compara la habilidad de la formación para llevar fluido a la fractura, con la habilidad de la fractura para llevar fluidos al pozo. Si el C_{fD} es menor que uno, entonces el incremento posterior al tratamiento estará limitado por la relativa baja conductividad de la fractura, y los fluidos fluirán más fácilmente a través de la formación. Si el C_{fD} es significativamente superior a 1, entonces el factor limitante es la habilidad de la formación para llevar hidrocarburos a la fractura.

De los cuatro componentes de la ecuación anterior, la permeabilidad de la formación es fija, mientras que la permeabilidad del agente sostén está definida por el tipo de agente sostén, el esfuerzo de cierre y las condiciones de producción. Para maximizar el C_{fD} , será necesario controlar la longitud media de fractura, y al mismo tiempo conseguir el ancho y permeabilidad de fractura más grande posible. Bajo muchas circunstancias, para una situación de fractura dada, existe una relación fija entre ancho y longitud. Para muchas longitudes creadas habrá muchos anchos creados. Sin embargo, ancho creado no es lo mismo a ancho empaquetado, a menos que un buen cierre forzado se haya realizado. Cuanto más sea la cantidad de agente sostén colocado por unidad de área de la fractura, más ancha será la fractura empaquetada. Por lo tanto, los dos caminos para incrementar el C_{fD} son: bombear más agente sostén o bombear una mejor calidad de agente sostén.

En formaciones con alta permeabilidad, esto no es suficiente. A pesar de que la fractura esté completamente llena de buena calidad de agente sostén, el C_{fD} todavía puede ser menor que uno. Por ello, la técnica conocida como “Tip Screen Out” debe ser usada.

- El “Tip Screen Out” (TSO)

El “Tip Screen Out” es una técnica usada para incrementar artificialmente el ancho de fractura, sin incrementar la longitud de la misma. Como ya se ha discutido, para una fractura dada existe una relación fija entre ancho y largo. Si artificialmente se puede superar esto, entonces nosotros podremos incrementar dramáticamente el C_{fD} . La figura siguiente muestra esto:



“Tip Screen Out”

El TSO es una técnica que es generalmente usada en formaciones con alta permeabilidad. La alta permeabilidad de la formación significa que muy difícil conseguir un C_{fD} superior a uno. Para generar el TSO, El agente sostén es bombeado dentro de la fractura antes de lo que sería en un caso normal. Como la formación tiene alta permeabilidad, el fluido de fractura se filtra relativamente rápido, Esto actúa para deshidratar la lechada cargada con agente sostén. Si el tratamiento es correctamente diseñado, esta deshidratación causará que el agente sostén se coloque en la punta de la fractura. Para que la fractura continúe propagándose, una P_{net} positiva debe ser mantenida en la punta de la fractura. A medida que el agente sostén se acumula en la punta de la fractura, el fluido tiene que fluir a través de éste para alcanzar la punta y mantener la P_{net} . Mientras el fluido viaja a través del empaque, éste pierde presión debido a la fricción ya que está pasando entre los granos de agente sostén. Cuando el agente sostén se acumula lo suficiente, el ΔP del fluido se iguala y luego supera a la P_{net} , y entonces la fractura deja de propagarse.

En este punto, todavía hay fluido que se bombea a la fractura y éste tiene que ir a alguna parte. Parte de este fluido se filtra, pero no todo, por lo que el volumen de fractura aún tiene que crecer. Esto significa que la fractura inicia a ensancharse. Esto también significa que un incremento en la presión neta sobre la formación la vuelve cada vez más compacta, así es como el inicio de un TSO es detectado durante el tratamiento.

La técnica de TSO se basa en dos cosas; alta permeabilidad (y por lo tanto en alta pérdida de filtrado), y bajo módulo de Young. Alto filtrado es necesario

para que la lechada se deshidrate lo suficiente para permitir que el agente sostén se acumule en la punta. Bajo módulo de Young es necesario para permitir el incremento del ancho. Si la formación es muy dura (por ejemplo con un módulo de Young muy alto), la presión crecerá muy rápidamente y rápidamente excederá la presión máxima de tratamiento de superficie.

- **Múltiples Fracturas y Entrada Limitada**

Como se discutió previamente, cualquier perforado es una potencial fuente de iniciación de fractura. Todo lo que se necesita para formar una fractura es una presión de fluido superior a la presión de extensión en algún punto dado. Cuán larga será la fractura depende del volumen de fluido que la fractura reciba. Usualmente, la mayoría de las pequeñas fracturas son eliminadas conforme las fracturas grandes cercanas se desarrollan. Sin embargo, si las fracturas están lo suficientemente apartadas (lo cual es bastante fácil en pozos desviados), más de una fractura se desarrollará en un tamaño significativo. Esto es a menudo perjudicial; múltiples fracturas que cubren el mismo plano vertical son en gran parte inútiles, a menos que ellos sean ampliamente espaciosos. Adicionalmente, como el caudal (y por lo tanto el volumen del fluido de fractura) es dividido entre dos o más fracturas, el tratamiento termina un rango de pequeñas y angostas (es decir menos conductivas) fracturas, en lugar de una sola fractura larga. Finalmente, aunque cada fractura se recibe sólo una fracción del caudal total, la concentración del portante permanece constante. Como el ancho de la fractura es menor, y la velocidad de la mezcla por cada fractura individual se reduce, hay mucha mayor probabilidad de que el agente sostén se puentee y se produzca un “arenamiento” prematuro.

En resumen, múltiples fracturas pueden conducir a una estimulación menos eficaz y una mayor probabilidad de que el trabajo falle.

La mayoría de los pozos del mundo son completados con más de un juego de perforaciones. A menos que algo aisle estas perforaciones y controle el punto de iniciación de la fractura, la formación de fracturas múltiples es muy probable. Sin embargo, hay una situación donde ésta es deliberadamente usada para estimular de un intervalo entero de una sola vez. Esta técnica es llamada fracturamiento de **Entrada Limitada**.

Fracturamiento de Entrada Limitada: Incluso mientras se fractura, los fluidos siguen el camino (o caminos) de menor resistencia. La resistencia al flujo de estos fluidos proviene de tres fuentes: fricción en los perforados, tortuosidad, y la presión de extensión de fractura en formación. Todos estos pueden variar con el caudal del fluido. Sin embargo, la presión de extensión de fractura y la tortuosidad no son controlables, mientras que la fricción en los perforados si lo es. Por lo tanto, si la presión de extensión de fractura de cada formación es conocida, así como la tortuosidad (usualmente se asume que es

ceros), el número y tamaño de las perforaciones puede ser variado para balancear el flujo de fluido, de modo que cada conjunto de perforaciones reciba la misma proporción de fluidos. Esta técnica es llamada Entrada Limitada, ya que estamos tratando de limitar y controlar la cantidad de fluidos que entran en cada zona.

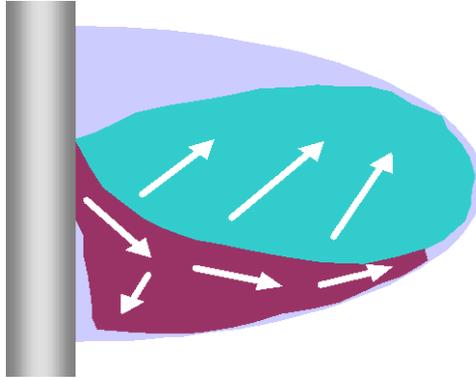
Esta técnica puede ser tomada como un paso más. Por más variado que sea el número de perforaciones, la proporción de cada fluido entrando en cada zona puede ser ajustada para producir el óptimo tratamiento para la zona; por ejemplo, más fluido entrará en zonas que necesiten mayor estimulación.

Obviamente, los cálculos para elaborar el tamaño y número de perforaciones puede ser bastante complejo; una vez que se tengan más de dos zonas se necesitará un modelo computarizado para mantener las cosas en orden. En adición, los resultados son tan buenos como los datos que se ingresan, si se está adivinando el gradiente de fractura, entonces también se está tratando de adivinar el número de perforaciones necesarias. Finalmente, este análisis también asume perforaciones perfectas que es algo que no se puede garantizar. Por lo tanto, el fracturamiento de entrada limitada no es fiable a menos que se cuenten con datos exactos.

Además de ser poco fiable, la fractura de entrada limitada tiende a ser muy grande. El tratamiento está tratando de desarrollar fracturas efectivas en muchas zonas simultáneamente. Esto requiere altos caudales y grandes volúmenes de fluido, así como mucho agente sostén, ya que este tratamiento está tratando de hacer el trabajo de muchos pequeños tratamientos en una sola vez.

- **Convección de “Agente sostén” y Asentamiento**

Convección de Agente sostén: La convección del agente sostén es causada por la variación en la densidad de la lechada, y puede llevar a la mayoría del agente sostén a colocarse en la parte inferior de la fractura. Puesto de manera básica, una lechada de 10 ppa es mucho más densa que una de por ejemplo 5 ppa. Esto significa que si una lechada de 10 ppa sigue a una lechada de 5 ppa dentro de la formación, esta tenderá a deslizarse por debajo de la lechada más ligera, conduciendo a la mayor colocación de agente sostén en el fondo de la fractura, donde no necesariamente se puede conectar con los perforados. Esto es ilustrado en la siguiente figura:



Convección de agente sostén. Como la lechada más pesada entra en la fractura esta se hunde y desplaza a la más liviana hacia arriba.

Obviamente, la convección de agente sostén no es realmente un problema en diseños del tipo “TSO”, ya que el plan es llenar completamente la fractura desde la punta de esta hasta el pozo. Sin embargo, cuando se fracturan formaciones de baja permeabilidad, la convección de agente sostén puede causar problemas significativos. La manera de prevenir esto es usar largas etapas de agente sostén mezclados en una concentración similar. Una vez en la formación, las lechadas se deshidratarán con el tiempo debido al filtrado o “leakoff”, incrementando el ppa de la lechada, por lo que puede ser necesario incrementar gradualmente la concentración de agente sostén en el mezclador conforme avanza el tratamiento.

Sedimentación de Agente sostén: La sedimentación de agente sostén ocurre cuando el fluido de fractura no tiene la suficiente viscosidad para suspender el agente sostén dentro de la fractura. El agente sostén se mueve hacia abajo, conduciendo en el peor de los casos a una fractura que solo tenga agente sostén en la parte inferior. En ese sentido, ésta puede estar completamente desconectada del pozo. Nuevamente, este fenómeno no es un problema cuando el tratamiento es llevado a cabo con un “TSO”. Sin embargo, en formaciones de baja permeabilidad, especialmente aquellas con tiempo de cierre muy largo, la sedimentación puede ser un problema significativo.

La clave para prevenir la sedimentación de agente sostén está en diseñar un fluido de fractura correcto. Para prevenir sedimentación, el fluido de fractura debe exhibir buenas cualidades para transportar agente sostén a “BHST” por lo menos durante el tiempo de trabajo previsto, más el tiempo de cierre anticipado, más un factor de seguridad. Esto puede ser probado con el uso de un reómetro modelo 50 para alta temperatura. Un criterio ampliamente aceptado para transportar el agente sostén es tener por lo menos 200 cp de viscosidad aparente a un esfuerzo de corte de 40 sec^{-1} . Note que este criterio no es estándar API y es un tanto subjetivo, así diferentes estándares son usados en diferentes lugares.

La siguiente ecuación puede ser usada para calcular la velocidad Terminal (es decir la máxima velocidad posible) para una partícula esférica cayendo a través de un fluido que sigue un modelo reológico de la ley de potencias (note que esto asume que el fluido está casi en reposo):

$$v_t = \left(\frac{1}{36}\right)^{1/n'} \sqrt[n']{\frac{0.04212 d_p^{n'+1} (SG_p - SB_f)}{K'}}$$

Donde v_t es la velocidad Terminal (ft/sec), d_p es el diámetro de grano de agente sostén (pulgadas), SG_p es la gravedad específica absoluta, SG_f es la gravedad específica del fluido, n' es el índice de comportamiento del fluido (adimensional) y K' es el índice de consistencia ($\text{lbs}\cdot\text{sec}^{n'} \text{ft}^{-2}$).

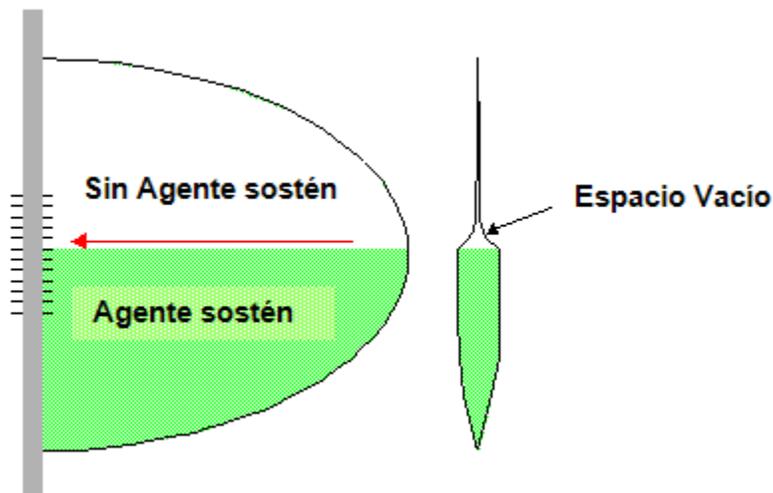
- **Retorno del Agente sostén (“Flowback”)**

El retorno del agente sostén, como su propio nombre lo indica, está referido al retorno del agente sostén, que ha sido colocado en la fractura, al pozo durante la producción. Esto ha sido materia de debate e investigación en la industria en los últimos 10 años. Algunas de las posibles causas del retorno del agente sostén (“flowback”) se muestran a continuación:

- Esfuerzos Cíclicos:** Cada vez que el pozo experimenta una caída de presión, el esfuerzo de cierre sobre el agente sostén incrementa, ya que la presión del reservorio en la fractura es efectivamente reducida. Cuando el pozo es cerrado, la presión crece nuevamente y la presión de cierre es reducida. Este es el esfuerzo cíclico, que fue por primera vez identificado en 1994 por *Shell* y *Stim-Lab* como la principal causa del retorno del agente sostén (“flowback”). Ya que el pozo se está abriendo y cerrando, el agente sostén empaquetado de expande y contrae ligeramente, debilitando su integridad. Si este esfuerzo es ciclado lo suficiente – o demasiado pronto – el empaque se romperá literalmente, permitiendo que el agente sostén fluya fuera de la fractura y dentro del pozo. Los pozos que han sido fracturados deben ser manejados con mucho cuidado; estos no deben cerrarse a menos que no haya otra alternativa, y si se tiene que cerrar, esto debe hacerse de manera lenta.
- Formaciones Débiles:** Obviamente, si la formación que contiene el agente sostén se desmorona, entonces el agente sostén saldrá al pozo. Formaciones que son susceptibles a esto necesitan ser fracturadas y empaquetadas, en lugar de una fractura convencional.
- Insuficiente Conductividad de Fractura:** Si la fractura empaquetada no tiene suficiente conductividad, especialmente en el área cercana al pozo; entonces la alta velocidad de producción de los fluidos, junto con el incremento del gradiente de presión a lo largo del plano de fractura,

resultará en un incremento de la fuerza neta actuando para empujar los granos individuales de agente sostén fuera de la fractura.

- iv. **Pobre Calidad de Fluido de Fractura:** Si el fluido de fractura no tiene la suficiente viscosidad para mantener el agente sostén suspendido hasta que la fractura cierre, el agente sostén se sedimentará en el fondo de la fractura. En casos extremos, esto puede resultar en que la mitad del fondo de la fractura tenga todo el agente sostén, mientras que la mitad superior nada. Esto crea un espacio vacío en el tope del agente sostén empaquetado como se ilustra en la siguiente figura:



Cuando el pozo está produciendo, los fluidos fluyen rápidamente a través del tope del agente sostén empaquetado, a través del espacio vacío, ya que éste es el camino de menor resistencia. Al hacerlo, éste recoge los granos de agente sostén, y puede acarrearlos fuera de la fractura e incluso hasta la superficie. Este efecto es conocido como “pipelining” y puede ocasionar que todo el agente sostén sea producido fuera de la fractura.

Previendo el retorno del agente sostén (“Flowback”):

Una vez que el retorno del agente sostén ha iniciado, éste es usualmente muy difícil de detener. Por lo tanto, la mejor opción es prevenir que el retorno del agente sostén ocurra. Obviamente, con un buen diseño de tratamiento usando una buena calidad de fluido de fractura, junto con un buen gerenciamiento de pozo, se puede recorrer un largo trecho mitigando el retorno del agente sostén. Sin embargo, es también cierto que para muchas formaciones, esto no es suficiente. Para combatir esto, hay muchos métodos que pueden ser empleados:

- i. **Agente sostén Cubierto con Resina.** Por mucho, el método más común para controlar el retorno del agente sostén. El agente sostén cubierto con

resina o “resin coated proppant” (RCP) es simplemente agente sostén que ha sido cubierto con una capa diseñada para hacer que los granos de agente sostén se peguen entre sí. Usualmente, requiere temperatura y un determinado esfuerzo de cierre para que esto ocurra. El RCP suele venir en dos presentaciones, curable y pre-curados (o templado). El RCP curable tiene una capa más suave, que está diseñado para curar químicamente cuando se exponga a temperatura. Los RCP pre-curados tienen una capa de resina más dura, que se basa más en la presión de cierre para hacer que los granos de agente sostén se peguen. El RCP tiene un efecto adicional, éste hace al agente sostén más tolerante a la presión de cierre ya que la capa de resina captura permeabilidad, reduciendo los finos producidos cuando la fractura cierra.

El RCP es generalmente usado como una alternativa a los agentes de sostén ordinarios, ya sea para todo el tratamiento, o para las últimas etapas de agente sostén. Mientras este último método es el más económico, es el menos confiable ya que no se tiene la garantía de que esta última etapa sea la que se posicione en el pozo.

El RCP puede ser altamente efectivo, pero tiene tres principales desventajas. Primero, es muy costoso a menudo dos veces más caro que un agente sostén no cubierto. Segundo, puede tener un efecto significativo en el fluido de fractura, especialmente a altos valores de pH, debido a que muchas de las resinas son retiradas y disueltas en el fluido de fractura. Finalmente, los sistemas neumáticos estándar usados generalmente para entregar grandes volúmenes de agente sostén no pueden ser usados para RCP, ya que la cubierta de resina puede astillarse.

- ii. **Micro-Fibras:** Otro método para prevenir retorno del agente sostén es bombear muy pequeñas fibras con el agente sostén. Estas fibras, si se usan en suficiente cantidad, formarán una malla tridimensional con el empaque del agente sostén, actuando para evitar que los granos individuales se deslicen unos sobre otros. El uso de estas fibras puede resultar en una ligera disminución en la permeabilidad del agente sostén empaquetado, pero esto es permitido en el diseño de la fractura. Estas fibras son usualmente hechas de un polímero.

El principal problema con estos sistemas, aparte de su costo, es operacional. Debido a que las fibras son muy pequeñas, éstas tienen una muy alta área superficial en relación con su masa. Esto a su vez significa que éstas pueden ser muy difíciles de mezclar en un fluido, especialmente al vuelo durante un tratamiento. Debido a la gran diferencia entre la gravedad específica del agente sostén y de las fibras, también es muy difícil mezclar el agente sostén con las fibras antes de agregar el gel.

Las fibras también tienen una limitación en cuanto a la temperatura máxima que pueden soportar antes de desintegrarse. Esto reduce significativamente el número de pozos que son adecuados para este tipo de tratamiento. Finalmente, si se usa en proporciones incorrectas con el agente sostén (debido a un mal diseño o a un mezclado ineficiente), la fibra misma puede ser producida fuera de la formación, resultando muchas veces en unas “bolas de cabello” en algún lugar de la instalación de producción.

- iii. **Micro-Hojas.** Con el fin de conseguir una patente en Micro-fibras, una empresa de servicios introdujo un producto que usa pequeñas hojas o plaquetas de polímero, las cuales actúan para envolver los granos de agente sostén. Esto tiene efectos severos. El primero efecto, y lamentablemente el principal, es la reducción significativa de la permeabilidad del empaque del agente sostén. En segundo lugar, las hojas forman una malla tridimensional, que actúan de forma similar a las micro-fibras. Las hojas actúan un cierta manera como una capa de resina, en el sentido que ellas pueden amortiguar los granos de agente sostén y finos.

Desafortunadamente, las micro-hojas también sufren de los mismos problemas y limitaciones de temperatura experimentados por las micro-fibras.

- iv. **Partículas Deformables:** Estas tienen un enfoque diferente. Estas partículas, las cuales son mezcladas alrededor del 10 al 15% en peso con respecto al agente sostén, se deformarán hasta cierto punto alrededor del agente sostén cuando la fractura se cierre. Esto actúa como un cierre para los granos de agente sostén y reduce la tendencia a deslizarse de estos sobre los otros. Las partículas deformables también tienen el efecto de amortiguar los granos de agente sostén e incrementar el área de contacto de grano con grano. Esto incrementa la permeabilidad del empaque del agente sostén, por la reducción de los finos.

La principal desventaja de las partículas deformables es el equipo adicional necesario para manipularlas y mezclarlas en las proporciones correctas.

- **Cierre Forzado**

El cierre forzado es una técnica empleada para producir un empaque de agente sostén muy apretado en el área cercana al hoyo. Tan pronto el tratamiento es terminado, el pozo es abierto y puesto a producir de 0.5 a 1.0 bpm. Esto es antes de que la fractura se haya cerrado y antes de que el fluido se haya roto. Aunque el mecanismo exacto por el cual esta técnica previene el retorno del agente sostén no es muy claro, hay suficiente evidencia empírica que hace válida esta técnica, en una formación adecuada. Sin

embargo, no hay métodos para decidir qué formación es la adecuada, así como tampoco los hay para probar la técnica.

Los modernos “software” de monitoreo del tratamiento y los simuladores de fractura son elaborados para permitir el cierre forzado. Algunos de ellos también permiten obtener información de un medidor de caudal colocado en la línea de retorno mientras se monitorea la declinación de presión post-tratamiento.

8. UBICACIÓN Y EXTENSIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO

Las formaciones en estudio corresponden a las formaciones Verdún y Hélico, de los yacimientos Vichayo, Silla, Millón, San Pedro, Santos, Lobitos y Folche correspondientes al Lote VII/VI que forma parte de la Cuenca Talara.

Estas formaciones fueron evaluadas en un total de 20 pozos perforados hace más de 50 años en el Lote VII/VI.

8.1. CUENCA TALARA

La cuenca de Talara está localizada sobre la plataforma continental a lo largo de la costa norte del Perú.

La cuenca Talara es una de las 10 cuencas, repartidas en aproximadamente 67 millones de acres de la costa oeste de América de Sur (Zúñiga-Rivero y otros, 1998) y sus límites son:

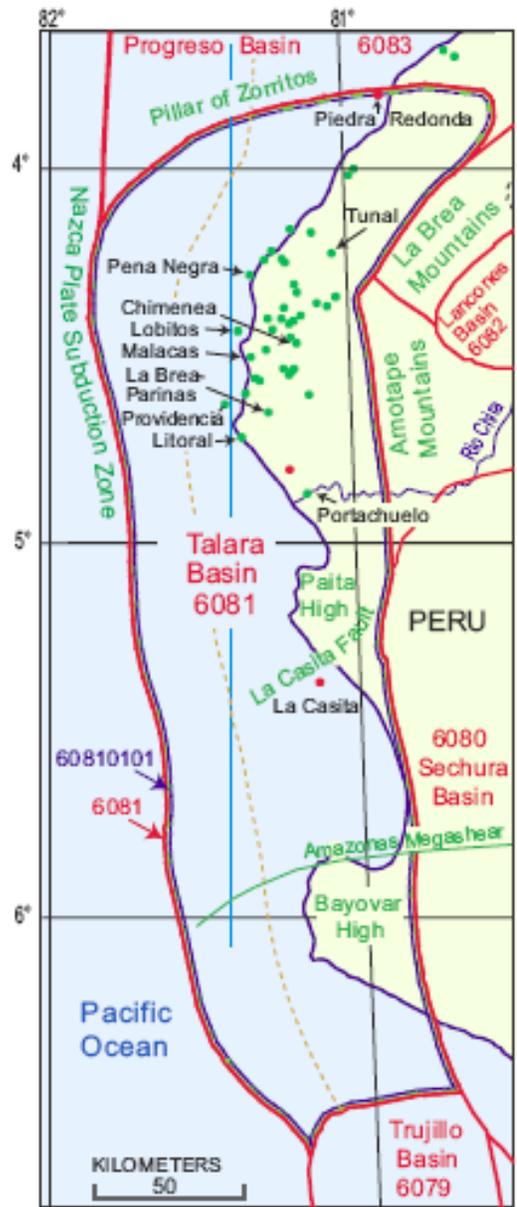
Norte: Pilar de Zorritos

Sur: Cuenca Trujillo

Noreste: Cerros La Brea y Amotape y el levantamiento asociado que separa la cuenca Lancones de la cuenca Sechura.

Sudeste: Cuenca Sechura.

Oeste: Zona de Subdicción de la Placa de Nazca, debajo de la Placa Sudamericana.



ALCANCE GEOLÓGICO

En muchas, si no en todas las cuencas costeras del Perú, los movimientos tectónicos ocurridos durante el Paleozoico, establecieron una estructura geológica que influyó grandemente en los subsiguientes patrones estructurales y de deposición (Zúñiga-Rivero y otros, 1998).

La cuenca Talara es el resultado de la actividad tectónica del Paleógeno y ésta yace sobre una cuenca más grande que registra huellas de los eventos tectónicos del Cretácico. Sobre esta cuenca de mayor antigüedad, reposan además partes de las estructuras del Neógeno de las adyacentes cuencas Progreso y Sechura – Salaverry.

Así la cobertura sedimentaria de la cuenca Talara está constituida por rocas del Paleozoico, Cretácico y Terciario o Cenozoico.

El movimiento de las placas continentales a través del tiempo que dio lugar a la cuenca Talara, es responsable del complejo sistema de fallas que caracteriza dicha cuenca; donde sobresalen fallas normales, lítricas, transcurrentes y rotacionales. Además de estas fallas, de características regionales, también se pueden apreciar distintas estructuras como bloques fallados en altos estructurales y plegamientos que van de suaves a moderados.

Los estudios de sísmica y los datos de superficie indican que el fallamiento fue más intenso en la porción oriental de la cuenca (en tierra) y disminuyó en dirección hacia el mar.

ROCAS RESERVORIOS

Hay más de 40 yacimientos de petróleo y/o gas en la cuenca Talara, con una producción proveniente de hasta una docena de formaciones por pozo, siendo toda la producción reportada en conjunto. Los reservorios primarios son areniscas marinas cercanas a la costa de la época del Eoceno. Tres campos que producen petróleo y gas de cuarcitas de la formación Amotape Pennsylvania también tienen petróleo de areniscas del Eoceno y/o del Cretácico; un cuarto campo, el yacimiento Zorro actualmente abandonado, produjo alrededor de 100000 bbl de petróleo sólo de la Formación Amotape. El petróleo y el gas en otros cuatro campos provienen de areniscas de la Formación Redondo y Ancha del Cretácico y las formaciones Petacas de la parte basal del Grupo Mal Paso. Uno campo produce gas de la Formación Máncora del Oligoceno.

Los reservorios son principalmente areniscas que forman parte de las siguientes formaciones:

- Formación Amotape Pensilvania, cuarcitas fracturadas
- Lutitas Redondo del Cretácico Superior, y las formaciones Ancha y Petacas del Cretácico Superior del Grupo Mal Paso
- Areniscas del Paleoceno de las Formaciones Mesa y Balcones, Grupo Mal Paso superior
- Los grupos Chacra y Salinas del Eoceno Inferior a Medio (Incluyendo las formaciones Basal Salina, San Cristóbal, Mogollón (Manta), Ostrea (Tangue, Pardo), Palegreda, Clavel (Pariñas), y Echinocyamus)
- Grupo Talara del Eoceno medio y superior (incluyendo las formaciones Terebratula, Hélico, y Talara (Pozo al sur de la cuenca, Media y Yapato al norte)
- Formación Verdún del Eoceno Superior del Grupo Lagunitos
- Formación Máncora del Oligoceno.

Las cuarcitas de la Formación Amotape están discordantemente cubiertas por calizas, areniscas y lutitas del Cretácico, que a su vez están en contacto discordante con rocas del Terciario. La secuencia de gran espesor del Cretácico Superior hasta los estratos del Eoceno en la cuenca Talara fueron acumulados principalmente en ambientes deposicionales fluviales a deltaicos, con algunas turbiditas marinas costa afuera. Aunque los estratos del pre-Neógeno son continuos lateralmente a través de la cuenca, la secuencia vertical está también cortada por discordancias internas (Zúñiga-Rivero y Hay-Roe, 1998).

Los estratos del Mesozoico y Paleozoico fueron la fuente inicial de detritos clásticos, el análisis petrográfico confirma que las areniscas son ricas en cuarzo con una pequeña proporción de material volcánico (Raez Lurquin, 1999). La fuente de los sedimentos del Paleoceno y Eoceno fue desde el noreste hasta el sureste, los orígenes de las tierras altas que resultaron del levantamiento compresional de los andes y otras zonas montañosas (de Perupetro, 1999; Pindell y Tabbutt, 1995; Lurquin Raez, 1999). Las areniscas interlaminares hacia el oeste con las lutitas marinas y no marinas (Pindell y Tabbutt, 1995), crean en conjunto yacimientos de areniscas con intercalaciones de sellos de lutitas y rocas madres potenciales.

La secuencia sedimentaria del Paleoceno-Eoceno es enteramente clástica y está caracterizada por areniscas fluviales, deltaicas, de ambientes marinos someros, y turbiditas; los sedimentos subyacentes son cerca de 75 % clásticos pero incluyen algunas calizas gruesas y extensas de naturaleza oolítica y de arrecife. Los estratos del Eoceno incluyen las areniscas del litoral y de playa, y (en algunos lugares) conglomerados gruesos, así como también las areniscas turbidíticas de canal (Zúñiga-Rivero y otros, 1998b).

Los granos de areniscas y conglomerados muestran un alto grado de redondez y una ordenación que es característico de las rocas más resistentes, lo que indica varias fases de reciclado antes de la sedimentación final (Raez Lurquin, 1999).

Bianchi (2002) listó rangos de porosidad y permeabilidad para las siguientes formaciones (Nota: no se proporcionó información sobre las fuentes de datos o el número o los tipos de análisis):

1. Las areniscas de la formación Hélico, 12-15% de porosidad, 2 -5 milidarcies (mD) de permeabilidad.
2. Clavel (Pariñas), 11-19% de porosidad, 60-120 mD de permeabilidad.
3. Manta (Mogollón) 8-11% de porosidad, la permeabilidad de 0.15 mD.
4. Arena Basal Salinas, 11-16% de porosidad, 14-20 mD de permeabilidad.

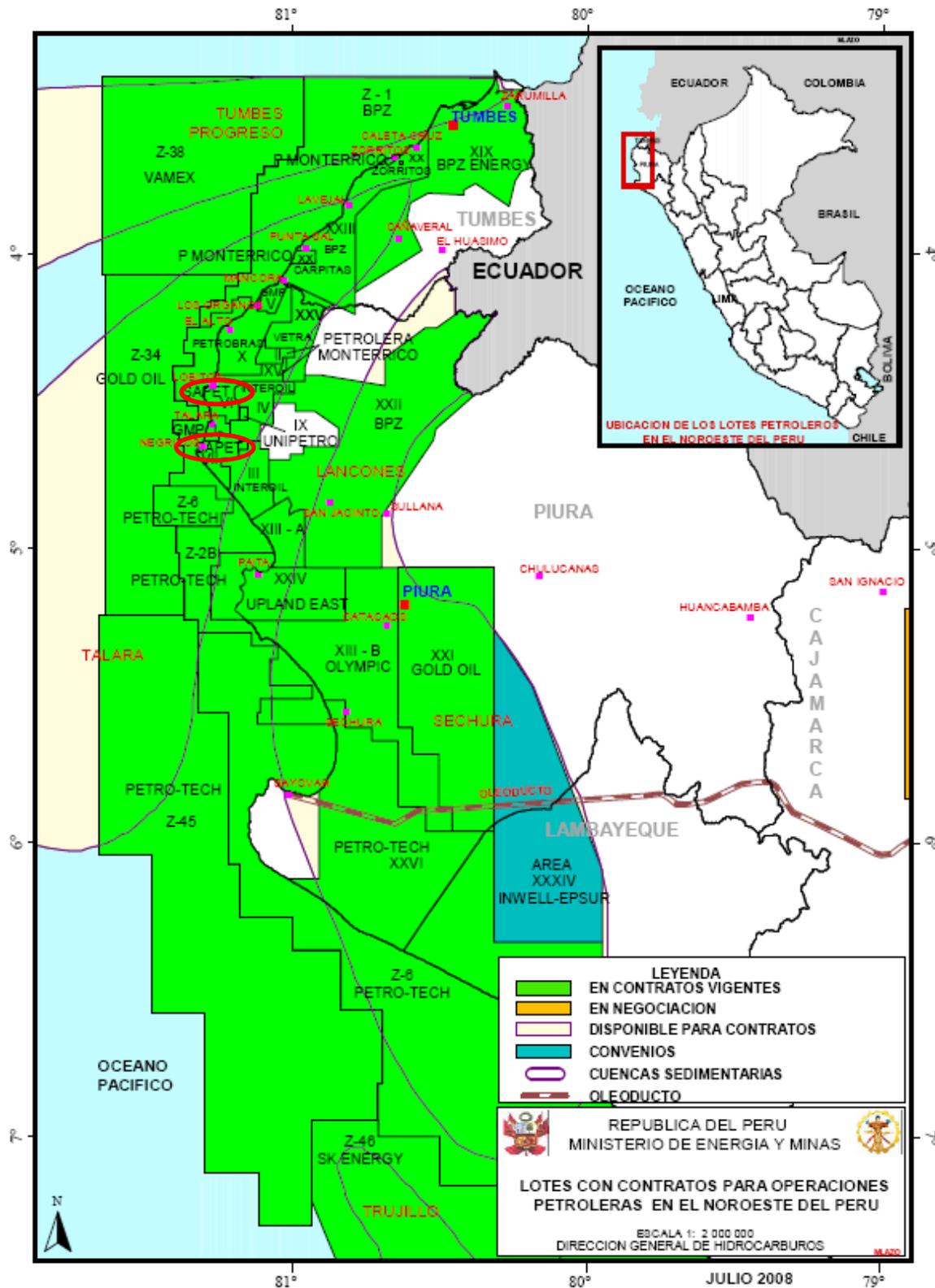
8.2. LOTE VII/VI

Geopolíticamente, el lote VII/VI está ubicado dentro de los distritos de Lobitos, Pariñas y La Brea pertenecientes a la provincia de Talara, departamento de Piura.

La configuración de este lote comprende dos áreas que en total hacen una superficie de **34 444 840 ha**, la cual se divide de la siguiente manera:

Ex Lote VII: 18 412 437 ha

Ex Lote VI: 16 032 403 ha



8.3. YACIMIENTOS

La intervención de los pozos en estudio se llevó a cabo en los siguientes yacimientos del Lote VII/VI:

- **VICHAYO**
- **SILLA**
- **MILLÓN**
- **SAN PEDRO**
- **SANTOS**
- **LOBITOS**
- **FOLCHE**

8.4. FORMACIONES

Dentro de los yacimientos antes mencionados, se intervinieron las formaciones:

- Verdún
- Hélico

VERDÚN

Es una unidad productora de petróleo, se extiende desde Paita hacia el norte y llega hasta la región de Tumbes y por el sur hasta los cerros Illescas (Bayóvar). La secuencia consiste de una intercalación de areniscas de grano medio a grueso, ligeramente diagenizadas, con lutitas laminares, algo bentónicas y que al alterarse dan un color gris verdoso a amarillento de tintes púrpura. En los alrededores de los cerros de Paita, aparecen escasas secciones donde no es posible separar la Formación Chira de la Formación Verdún, formando el Grupo Chira-Verdún.

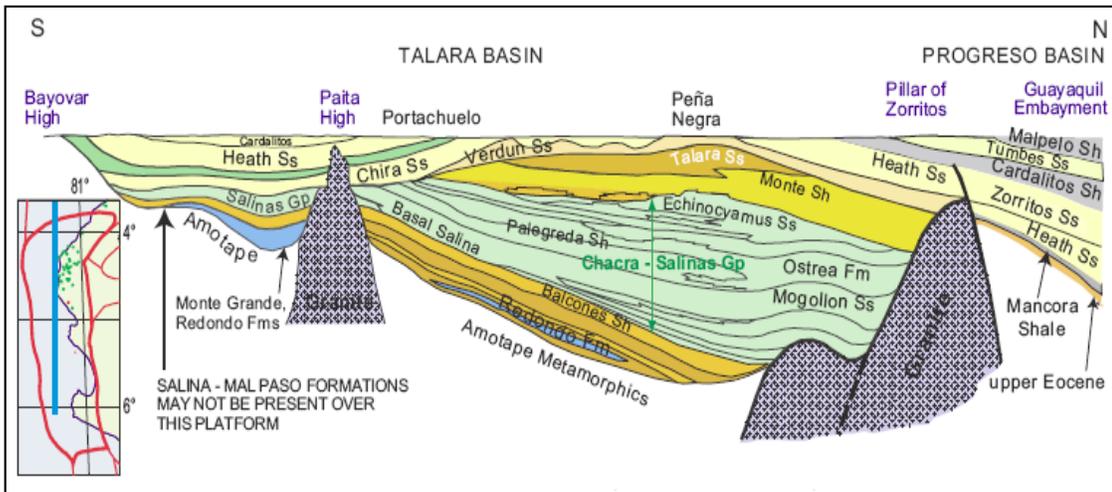
La Formación Verdún, consiste de conglomerados heterogéneos y areniscas poco compactas, con fragmentos redondeados y sub-angulosos. En la cuenca Talara, el Grupo Chira-Verdún se extiende hacia el N del río Chira. Esta formación descansa sobre otras, pero en su localidad típica es concordante y, en cierto modo, hasta transicional con las lutitas "Pozo" del Grupo Talara, por lo que es probable que la formación Verdún incluye una discordancia intraformacional y que la parte inferior esté erosionada en ciertas áreas por el Grupo Talara.

La Formación Verdún es una unidad productora de petróleo, siendo los horizontes de areniscas los que han producido volúmenes de crudo en la región de La Brea y Pariñas (Negritos) y más al Norte en el área de Lobitos.

Su relación basal es discordante con el Grupo Talara y proporciona la base para la formación Chira.

HÉLICO

La formación Hélico consiste de una arenisca conglomerática inferior y una arenisca de grano fino a medio superior (Chavez y Rodriguez, 2002). Los ambientes deposicionales fueron tres series distintas de turbiditas de aguas profundas, con las areniscas de mejor calidad presentes dentro de los sistemas de canales; el tamaño de grano decrece de este a oeste. Las areniscas de canal son lateralmente discontinuas, resultando en la división del reservorio. La formación Hélico tiene un espesor vertical de 152 m (500 ft); su porosidad promedio es de 12% en la plataforma costa afuera PN3 del campo Peña Negra.



9. SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

La elección de los pozos candidatos fue llevada a cabo teniendo en cuenta los siguientes criterios de selección:

- Potencial productivo de los horizontes productivos
- Revisión de los registros eléctricos y litológicos
- Revisión de cortes estructurales

9.1. POTENCIAL PRODUCTIVO DE LOS HORIZONTES PRODUCTIVOS

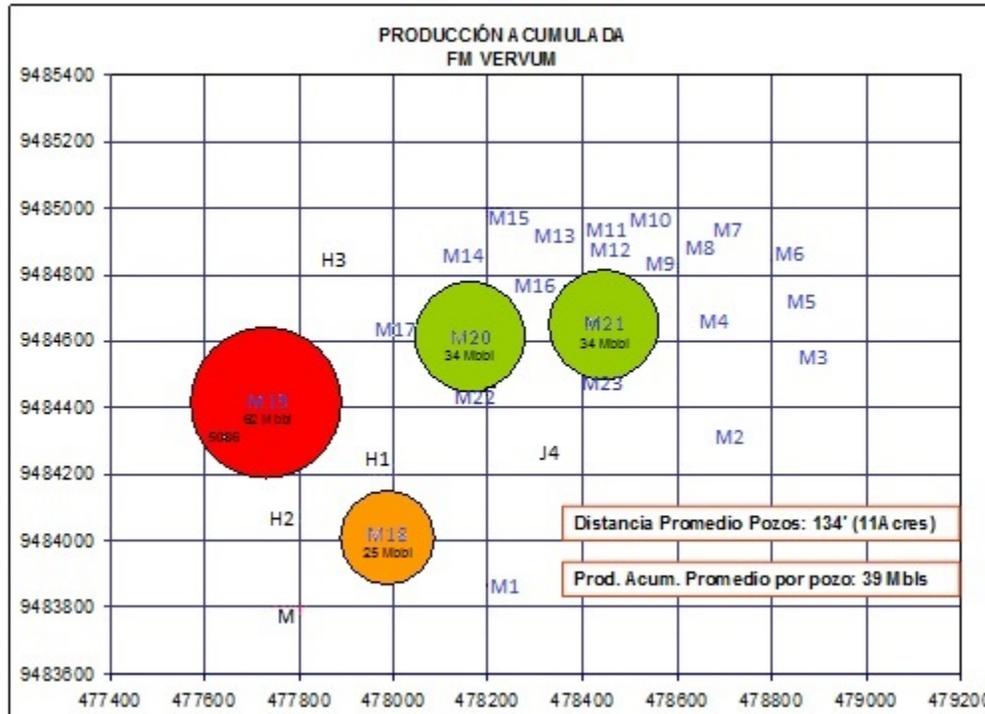
La selección de pozos candidatos se inició identificando los horizontes productivos con potencial productivo aún no explotados en los campos Vichayo y Silla del Lote VII/VI.

Las arenas elegidas para la determinación de los candidatos fueron Verdún y Hélico, cuyo potencial productivo es conocido en la cuenca Talara.

La producción acumulada de petróleo de dichas arenas en los pozos perforados en las zonas antes mencionadas, confirmó el gran potencial productivo de las formaciones Verdún y Hélico.

Fue entonces este potencial productivo lo que motivó la perforación de pozos nuevos y fue en esta ocasión lo que orientó la elección de los pozos perforados mucho tiempo atrás, en los cuales aún no se han abierto estas arenas para ponerlas en producción.

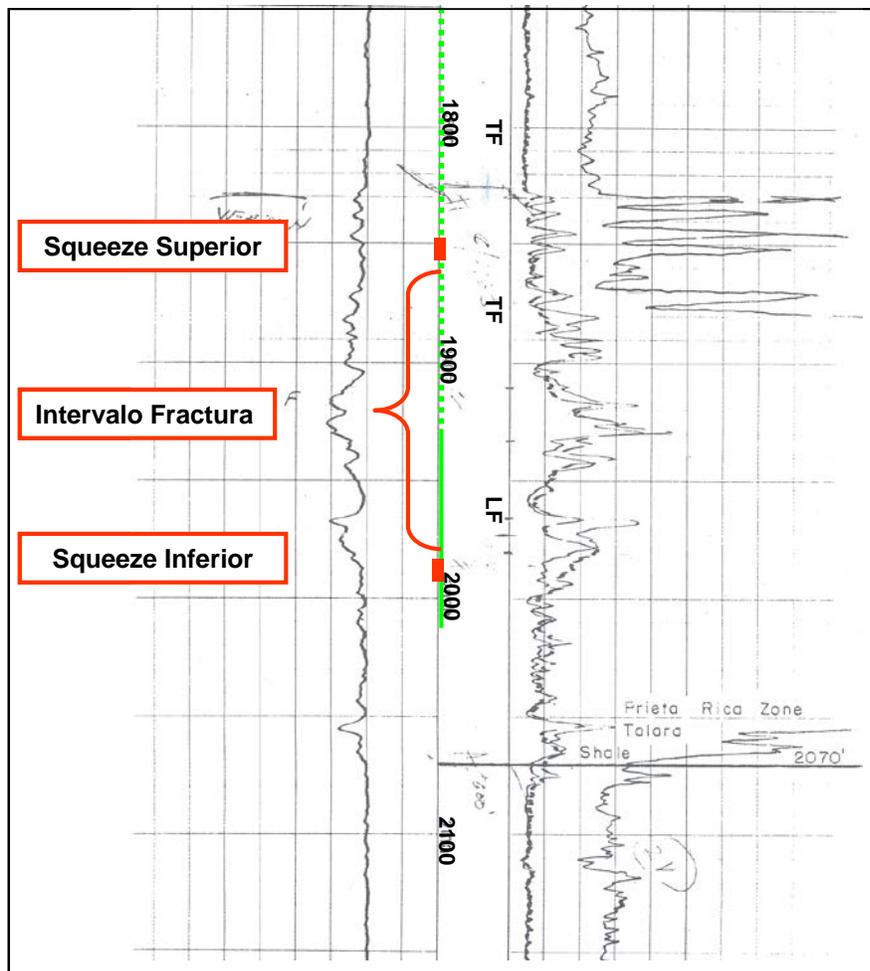
A continuación se muestra la distribución geográfica de los pozos perforados en el yacimiento Vichayo. En este gráfico se destacan los pozos productores de la formación Verdún con los mejores acumulados de producción, en base a lo cual se determinaron los primeros pozos candidatos.



9.2. REVISIÓN DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS Y LITOLÓGICOS

Los registros eléctricos disponibles fueron usados para realizar las correlaciones necesarias entre los pozos candidatos y los pozos que producen de las formaciones elegidas. Estas correlaciones permitieron identificar las arenas y los cuerpos mejor desarrollados de las mismas para su explotación.

La fluorescencia mostrada en los registros litológicos evidenció la presencia de hidrocarburos, lo cual complementó la información de los registros eléctricos para determinar los intervalos a desarrollar.



Registro SP-Resistividad tomado en el año 1951 de un pozo tipo.

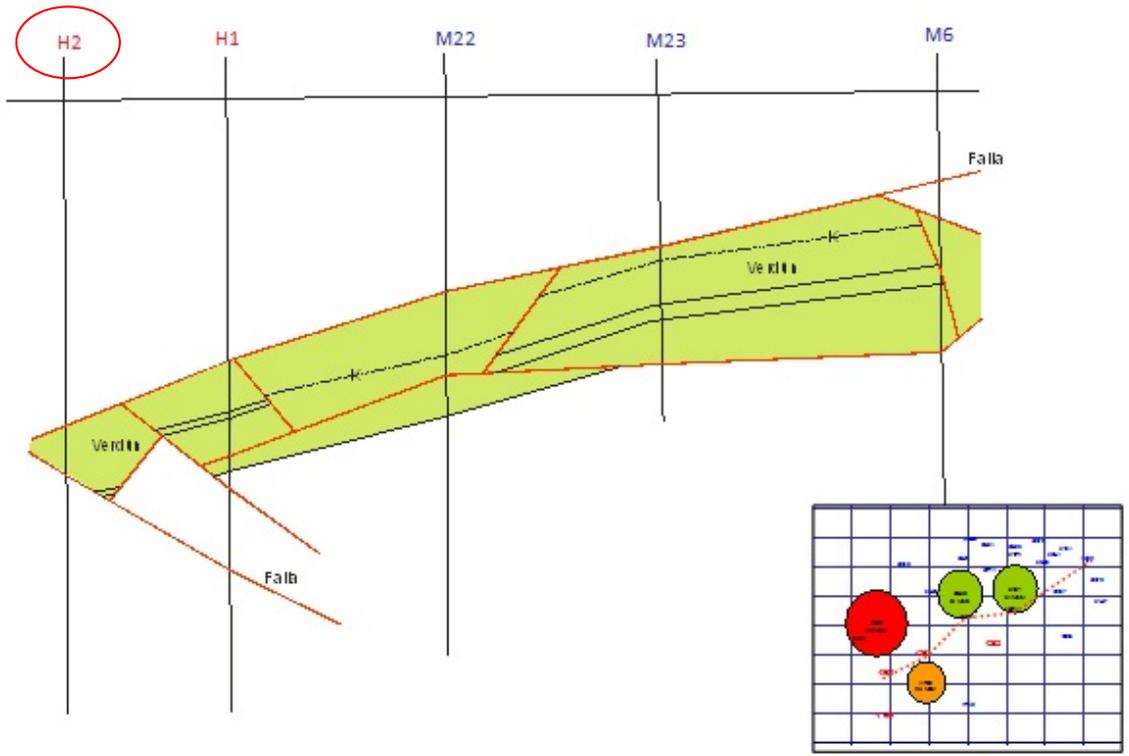
9.3. CORTES ESTRUCTURALES

Los candidatos finalmente fueron elegidos tras una revisión de cortes estructurales de las zonas que comprenden los pozos productores de las arenas elegidas y las zonas adyacentes.

Estos cortes estructurales se realizaron con el objetivo de identificar el área de drenaje de los pozos productores de dichas arenas, lo cual permitiría identificar los pozos donde las arenas seleccionadas aún no han sido drenadas.

Los cortes estructurales permitieron además aprovechar la información conocida de las propiedades de las rocas, para efectos de los trabajos de remediación y de los tratamientos de estimulación posteriores.

El siguiente corte estructural es un ejemplo de los distintos cortes estructurales que se realizaron para determinar si el candidato preseleccionado, bajo los dos criterios anteriores, se encontraba estructuralmente en un área no drenada por otros pozos vecinos.



Corte Estructural correspondiente al candidato preseleccionado, Pozo "H2", y los pozos adyacentes al mismo ubicados en el yacimiento Vichayo.

10. INFORMACIÓN GENERAL DE LOS POZOS CANDIDATOS

10.1. DESCRIPCIÓN DE LAS FORMACIONES

A continuación se detallan las propiedades básicas de las formaciones elegidas:

VERDÚN

Datos del Reservoirio:

Profundidad promedio	1800 pies – 2020 pies
Presión de Reservoirio	500 psi
Gradiente de Temperatura	1.26 °F/100 pies
Espesor de la Arena Intervenido	150 pies

Propiedades Petrofísicas:

Porosidad	10% - 12%
Permeabilidad	1 md – 5 md
Saturación de Agua promedio	54%

Propiedades Mecánicas de la Roca:

Gradiente de fractura	0.64 psi/pie – 0.93 psi/pie
Módulo de Young	2.0E+06 psi – 2.4E+06 psi
Relación de Poisson	0.22 – 0.28

HÉLICO

Datos del Reservoirio:

Profundidad promedio	2600 pies – 2800 pies
Presión de Reservoirio	800 psi
Gradiente de Temperatura	1.26 °F/100 pies
Espesor de la Arena Intervenido	100 pies

Propiedades Petrofísicas:

Porosidad promedio	10% -12%
Permeabilidad promedio	2md – 5md
Saturación de Agua promedio	54%

Propiedades Mecánicas de la Roca:

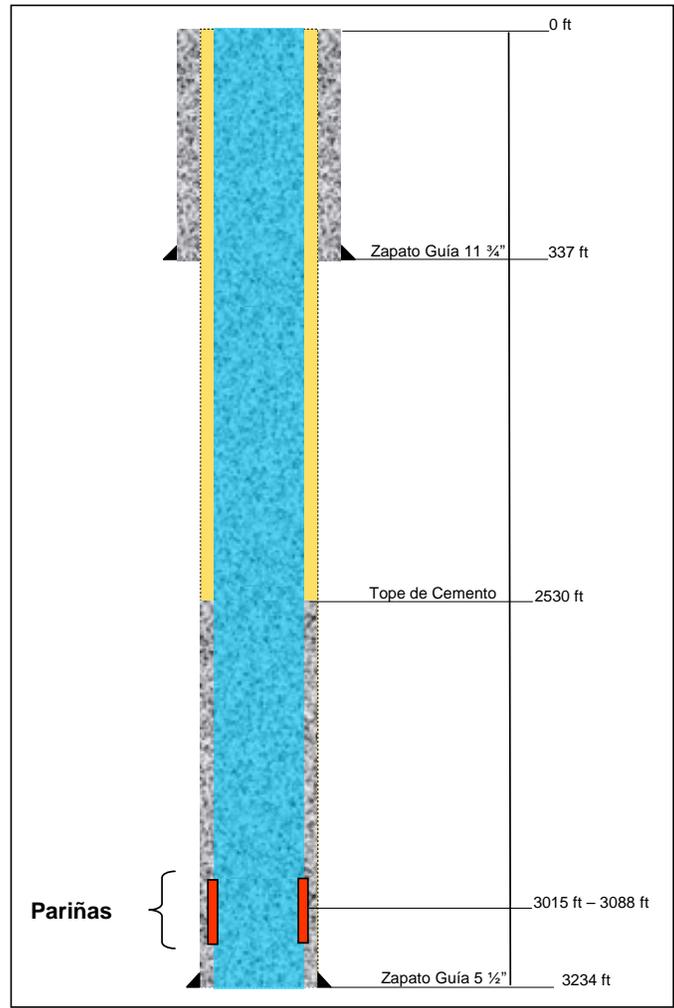
Gradiente de fractura	0.60 psi/ft – 0.73 psi/ft
Módulo de Young (psi)	2.0E+06 psi – 2.4E+06 psi
Relación de Poisson	0.22 – 0.28

10.2. DESCRIPCIÓN DEL ESTADO MECÁNICO DE LOS POZOS

10.2.1. ANTES DE LA INTERVENCIÓN

A continuación se muestran las características y la configuración de un pozo tipo antes de ser intervenido.

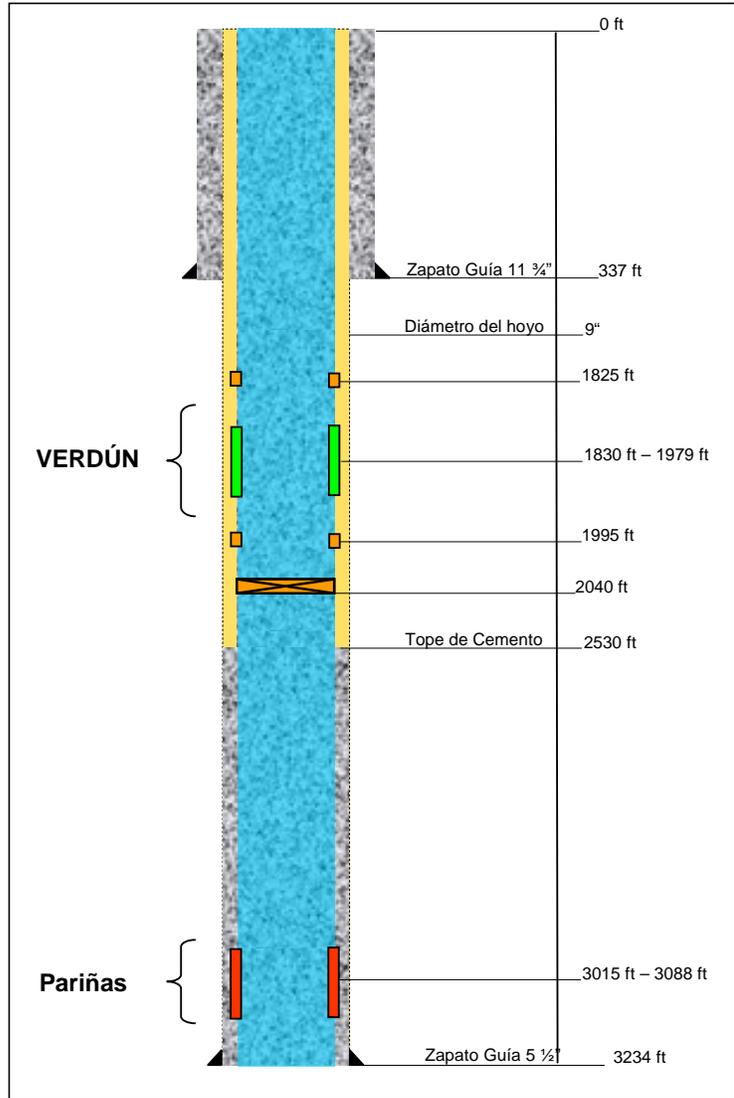
Revestimiento de superficie	11 ¾", ID: 10.772", N-80, 60 ppf, (337 ft - 0 ft)
Revestimiento de producción	5 ½", ID: 4.950", J-55, 15.5 ppf (3234 ft – 0 ft)
Tope de Cemento	2530 ft
Formación Perforada	Pariñas (3015 ft – 3088 ft)



10.2.2. DESPUÉS DE LA INTERVENCIÓN

A continuación se muestran las características y la configuración de un pozo tipo después de ser intervenido. Se incluye el intervalo de la formación de interés y las profundidades de los perforados realizados para los trabajos de remediación.

Revestimiento de superficie	11 3/4", ID: 10.772", N-80, 60 ppf (337 ft - 0 ft)
Revestimiento de producción	5 1/2", ID: 4.950", J-55, 15.5 ppf (3234 ft – 0 ft)
Tope de Cemento	2530 ft
Formación Perforada	Pariñas (3015 ft – 3088 ft)
Formación de Interés	Verdún (1830 ft – 1979 ft)
Tapón Recuperable	5 1/2", 2040 ft
Cementación Forzada Inferior	1995 ft
Cementación Forzada Superior	1825 ft
Diámetro del hoyo	9"



10.2.3. TABLA RESUMEN

La siguiente tabla muestra el resumen de las características mecánicas de todos los pozos intervenidos:

Pozo	Revestimiento Superficie		Revestimiento Producción		Tope de Cemento	Intervalo Perforado		Intervalo de Interés		Tapón Recuperable		Cementación Forzada		Diámetro Hoyo
	D.E	Zapato Guía	D.E	Zapato Guía		Formación	Profundidad	Formación	Profundidad	Diámetro	Profundidad	Inferior	Superior	
HJ1	9 5/8"	288.14 ft	5 1/2"	8020.03 ft	5965 ft	Basal Salina La Draga	7375 ft - 7425 ft 7489 ft - 7828 ft	Hélico	2960 ft - 3036 ft	5 1/2"	3196.5 ft	3040 ft - 3050 ft	2895 ft - 2900 ft	9"
M	9 5/8"	1001.5 ft	5 1/2"	3289 ft	2560 ft	Pariñas	3173 ft - 3204 ft	Verdún	2175 ft - 2281 ft	5 1/2"	2320 ft	2298 ft - 2303 ft	2160 ft - 2165 ft	9"
J1	13 3/8"	432 ft	5 1/2"	7357 ft	4712 ft	Mogollón San Cristobal Basal Salina	5774 ft - 5916 ft 6360 ft - 6808 ft 7100 ft - 7192 ft	Hélico	2593 ft - 2738 ft	5 1/2"	2820 ft	2784 ft - 2794 ft	2575 ft - 2595 ft	9"
J2	9 5/8"	400 ft	5 1/2"	6118 ft	4300 ft	Pariñas Mogollón	4680 ft - 4740 ft 5494 ft - 6045 ft	Hélico	2428 ft - 2568 ft	5 1/2"	2775 ft	2655 ft - 2665 ft	2355 ft - 2365 ft	9"
HJ2	10 3/4"	260.6 ft	5 1/2"	3619.5 ft	2600 ft	Pariñas	3262 ft - 3526 ft	Verdún	1623 ft - 1734 ft 1985 ft - 2070 ft	5 1/2"	2120 ft	2100 ft - 2110 ft 1820 ft - 1830 ft	1600 ft - 1610 ft	9"
J3	13 3/8"	325 ft	6 5/8"	3640 ft	2255 ft	Pariñas	3366 ft - 3516 ft	Verdún	1908 ft - 2105 ft	6 5/8"	2190 ft	2135 ft	1885 ft	9.5"
H1	13 3/8"	339 ft	5 1/2"	3136 ft	2575 ft	Pariñas	2912 ft - 3012 ft	Verdún	1592 ft - 1779 ft	5 1/2"	1840 ft	1800 ft	1580 ft	9"
H2	11 3/4"	337 ft	5 1/2"	3234 ft	2530 ft	Pariñas	3015 ft - 3088 ft	Verdún	1830 ft - 1970 ft	5 1/2"	2040 ft	1995 ft	1825 ft	9"
J4	13 3/8"	437 ft	5 1/2"	2964 ft	2300 ft	Pariñas	2835 ft - 2903 ft	Verdún	1798 ft - 1907 ft	5 1/2"	1985 ft	1919 ft	1788 ft	9"
J5	10 3/4"	272 ft	6 5/8"	3405.9 ft	2200 ft	Pariñas	3270 ft - 3334 ft	Verdún	1804 ft - 2013 ft	6 5/8"	2050 ft *	2045 ft	1794 ft	9.5"
J6	9 5/8"	272.9 ft	5 1/2"	3335.5 ft	2495 ft	Pariñas	3155 ft - 3255 ft	Verdún	1815 ft - 1980 ft	5 1/2"	2048 ft	1990 ft	1802 ft	9"
H3	9 5/8"	487.9 ft	5 1/2"	2842.75 ft	1850 ft	Pariñas	2660 ft - 2768 ft	Verdún	1544 ft - 1677 ft	5 1/2"	1740 ft	1688 ft	1530 ft	9"
H4	10 3/4"	271 ft	6 5/8"	3523.8 ft	2300 ft	Pariñas	3418 ft - 3446 ft	Verdún	2025 ft - 2183 ft	6 5/8"	2240 ft *	2195 ft	2015 ft	9.5"
J7	13 3/8"	423 ft	5 1/2"	7804 ft	2620 ft	Hélico Pariñas	2934 ft - 3091 ft 4502 ft - 4789 ft	Hélico	1245 ft - 1396 ft	5 1/2"	1570 ft	1405 ft	1235 ft	9"
I	9 5/8"	406 ft	5 1/2"	4898 ft	N.R	Mogollón	4898 ft - 5617 ft	Hélico	2740 ft - 2792 ft	5 1/2"	2860 ft	2810 ft	2720 ft	9"
J8	13 3/8"	281 ft	7"	3392 ft	2580 ft	Pariñas	3006 ft - 3111 ft	Verdún	1867 ft - 1978 ft	7"	2048 ft	1992 ft	1855 ft	10"
J9	10 3/4"	262 ft	6 5/8"	3780 ft	2780 ft	Pariñas	3406 ft - 3716 ft	Talara	1403 ft - 1555 ft	6 5/8"	1625 ft	1580 ft	1387 ft	9.5"
H5	13 3/8"	257 ft	6 5/8"	3765 ft	2140 ft	Pariñas	3650 ft - 3685 ft	Verdún	2082 ft - 2185 ft	6 5/8"	2230 ft *	2073 ft	-	9.5"
H6	9 5/8"	257 ft	5 1/2"	8160 ft	5278 ft	Pariñas	7387 ft - 8012 ft	Terebrátula	3575 ft - 3668 ft	5 1/2"	3780 ft	3720 ft	3471 ft	9"
H7	10 3/4"	305 ft	5 1/2"	5304 ft	4263 ft	Pariñas	4740 ft - 5245 ft	Talara	3464 ft - 3630 ft	5 1/2"	3700 ft *	3640 ft - 3688 ft	3462 ft	9"

* Bridge Plug

11. ACONDICIONAMIENTO DE POZOS

11.1. RESUMEN EJECUTIVO

Dada la nueva situación socioeconómica mundial por la que la industria del petróleo estaba pasando a principios del año 2009, era necesario el planteamiento de alternativas que permitieran continuar con el desarrollo de la actividad petrolera luego de la abrupta caída que experimentara el precio del crudo, desde su pico máximo de 147 dólares por barril, en julio del 2008, hasta situarse por debajo de los 36 dólares por barril en diciembre del mismo año.

Fue bajo ese contexto que una compañía operadora del Lote VI/VII se interesó en formaciones conocidas pero olvidadas por no ser atractivas en la época en que se perforaron pozos, que las atravesaron, en busca de horizontes más profundos. Estas presentaban diferentes ventajas debido a que eran formaciones de la cuenca Talara relativamente someras, con petróleo liviano en atractivas cantidades, y además éstas formaban parte de las formaciones atravesadas por pozos anteriormente perforados, por lo que la inversión involucrada para el desarrollo de las mismas resultaría menor que la opción de perforar un pozo nuevo.

Sin embargo, debido a que los objetivos de la perforación inicial de estos pozos fueron horizontes más profundos, el tope de cemento detrás de la sarta de revestimiento se encontraba debajo de las formaciones de reciente interés.

Así, el estado mecánico de estos pozos hacía imposible la explotación de estas formaciones someras debido a la ausencia de un sello hidráulico en el anular; por lo cual era necesario realizar trabajos de acondicionamiento previos para poder desarrollar dichas arenas.

Fue entonces que tras la búsqueda de la mejor alternativa técnico-económica para el aprovechamiento de los horizontes productivos, la compañía operadora decidió emplear una unidad de tubería flexible tanto para los trabajos de acondicionamiento, como para los trabajos posteriores que permitirían poner en producción dichas arenas.

La utilización de una unidad de tubería flexible era la opción que mejor se ajustaba a los requerimientos del proyecto, dado que permitiría optimizar los tiempos y costos operativos; garantizando así el éxito de la operación y justificando a la vez la inversión.

El primer pozo intervenido con la unidad de tubería flexible fue el pozo HJ1 en mayo del 2009 y desde entonces han sido intervenidos un total de 20 pozos.

En resumen, el acondicionamiento de los pozos consistió en dos trabajos de cementación secundaria, tanto en la zona inferior como en la zona superior del

intervalo a estimular, mediante cementaciones forzadas a través de tubería flexible que incluyeron la contaminación del cemento in situ después de la creación de los nodos a fin de eliminar los trabajos de molienda.

Una vez acondicionado el pozo, se procedió con el cambio de los fluidos del pozo por el fluido de completación para la perforación del intervalo mediante la técnica de perforación abrasiva a través de tubería flexible. Finalmente, dada la baja permeabilidad de los horizontes productivos intervenidos, se fracturaron hidráulicamente dichas arenas a través de la sarta de revestimiento.

En adición al problema de la falta de asilamiento hidráulico en el anular, cabe resaltar que algunos de los pozos se encontraban perdidos, enterrados, y su ubicación era conocida sólo en mapas; otros presentaban rellenos de desechos como maderas, herramientas, etcétera y algunos no poseían cabezales. Ante esta situación se hicieron necesarios trabajos previos a los antes mencionados, los cuales fueron asumidos por la empresa operadora y que consistieron básicamente en:

- Ubicación del pozo y acondicionamiento de la plataforma.
- Limpieza mecánica del pozo, por lo menos 200' por debajo del intervalo a estimular.
- Fijación de un tapón permanente o recuperable, según las condiciones de los reservorios inferiores.
- Colocación de 2 sacos de arena sobre el tapón mecánico para protegerlo en el caso de los tapones recuperables.
- Acondicionamiento del cabezal para soportar presiones de trabajo de hasta 5000 psi.

En esta sección se describen las experiencias de los primeros pozos intervenidos y los problemas asociados a los mismos; adicionalmente se detallan los ensayos de laboratorio que se siguieron a fin de sobrellevar dichos problemas y que deben ser seguidos como parte del diseño de las operaciones desarrolladas con una unidad de tubería flexible y de las operaciones de fracturamiento hidráulico. Finalmente se expone un procedimiento operativo, el cual es el resultado de una serie de modificaciones al procedimiento original realizadas a fin de satisfacer los objetivos del proyecto.

11.2. EXPERENCIAS INICIALES Y PROBLEMAS ASOCIADOS

El proyecto se inició en mayo del 2009 con un paquete de pozos pilotos. El primer pozo, el pozo HJ1, fue intervenido con la finalidad de poner en producción la formación Hélico (2960 pies - 3036 pies), para lo cual era necesario corregir el problema causado por la ausencia de cemento detrás de la sarta de revestimiento. El programa contemplaba perforar la zona inferior del intervalo a estimular, con la técnica de perforación abrasiva a través de tubería flexible, forzar cemento a través de dichas perforaciones mediante la técnica de cementación forzada a través de tubería flexible y circular el cemento dejado en el pozo una vez que los nodos de cemento hayan sido formados; eliminando así la necesidad de contratar una unidad de “workover” para realizar los trabajos de molienda del cemento dejado en el pozo. Este procedimiento sería repetido en la zona superior del intervalo a estimular y después de comprobar la hermeticidad del pozo se proseguiría con la perforación abrasiva del intervalo a estimular para finalmente llevar a cabo la fractura hidráulica del mismo. Durante la operación en sí, la zona inferior fue desarrollada según lo planificado y si bien la cementación forzada de la zona superior fue alcanzada con normalidad, el cemento dejado en el pozo no pudo ser circulado en su totalidad por lo que fue necesario el ingreso de una unidad de “workover” para rotar el cemento remanente. Las perforaciones posteriores creadas para el trabajo de fractura fueron ejecutadas exitosamente y su eficiencia fue comprobada con los resultados de presiones obtenidas durante el trabajo de fracturamiento. La producción alcanzada después del trabajo fue de 16 bopd x 2 bwpd x swab; la producción del pozo antes de la intervención correspondía a las formaciones Basal Salina (7375 pies – 7425 pies) y La Draga (7489 pies - 7828 pies), haciendo un total de 2 bopd x swab.

El segundo pozo, el pozo M, tenía una producción de 3 bopd x 0 bwpd x swab proveniente de la formación Pariñas (3173 pies – 3204 pies) y fue intervenido con la finalidad de desarrollar la formación Verdún (2175 pies – 2281 pies). El planteamiento fue el mismo que en el pozo anterior y de la misma forma la cementación forzada de la zona inferior fue desarrollada con éxito; en cuanto a la zona superior, durante la prueba de inyectividad se obtuvo circulación por el anular formado entre la sarta de superficie y la sarta de producción por lo que se realizó una cementación forzada con bombeo continuo. Se lograron crear exitosamente los sellos requeridos tanto en la zona inferior como superior; sin embargo, un mal conteo del volumen físico durante la cementación forzada de la zona superior hizo imposible circular todo el cemento dejado en el pozo una vez alcanzada la presión de cierre haciendo necesario el ingreso de una unidad de “workover” para rotar dicho cemento. La producción alcanzada después del trabajo fue de 160 bopd x 0 bwpd fluyente.

El tercer candidato fue el pozo J1, éste mantenía una producción de 3.7 bopd x 0 wpd mediante unidad de bombeo proveniente de las formaciones Mogollón (5774 pies – 5916 pies), San Cristóbal (6360 pies – 6808 pies) y Basal Salina (7100 pies – 7192 pies). Este pozo fue intervenido a fin de producir la formación Hélico (2593 pies - 2738 pies). El planteamiento continuó siendo el mismo, pero se implementó una modificación importante al procedimiento operativo que consistió en un fluido contaminante para circular el cemento dejado en el pozo, una vez alcanzada la presión de cierre, durante la cementación forzada tanto de la zona inferior como superior. Asimismo se modificaron los caudales de limpieza del cemento remanente, incluso en la zona frente a los nodos recién creados, y se optó por otra herramienta de fondo para dicha limpieza. Estas modificaciones al programa inicial, hicieron posible el éxito de la operación sin necesidad de emplear una unidad de workover pues no quedó cemento remanente en el pozo. Finalmente, la eficiencia de las perforaciones abrasivas realizadas para el trabajo de fractura fue comprobada una vez más por los valores de fricción y presión obtenidos. Este pozo es importante no sólo por el éxito operativo sino también por los datos de producción registrados, alcanzando un máximo de 300 bopd x 10 bwpd en condición fluyente, inmediatamente después de realizado el trabajo.

El cuarto candidato producía de las formaciones Pariñas (4680 pies - 4740 pies) y Mogollón (5494 pies – 6045 pies) y fue intervenido con la intención de desarrollar la formación Hélico (2428 pies – 2568 pies). El procedimiento seguido incluyó las modificaciones realizadas en pozo anterior donde la intervención resultó exitosa; sin embargo, las consideraciones tomadas no fueron suficientes para este pozo y nuevamente fue necesario el ingreso de una unidad de “workover” para rotar el cemento dejado en el pozo después de la cementación forzada de la zona superior. La fractura hidráulica de la formación Hélico fue cancelada después de comprobar, mediante el “minifrac”, que ésta se encontraba drenada debido a la alta declinación de la presión registrada.

Se intervinieron 2 pozos más con problemas parecidos y constantes intentos por superarlos. Fue finalmente en el pozo H1 que la suma de todos los esfuerzos dio resultado y el aprendizaje adquirido a lo largo de los 6 pozos anteriores terminó en un procedimiento acertado.

Este procedimiento incluyó una serie de medidas dirigidas a resolver los problemas identificados a lo largo de los primeros trabajos. A continuación se detallan los principales problemas y las medidas tomadas que permitieron sobrellevarlos:

Fragüe prematuro de la lechada de cemento

Una vez que la lechada de cemento ha sido mezclada, la lechada tiene una cantidad de tiempo limitada antes que ésta se torne imposible de bombear para luego fraguar o endurecerse. El tiempo transcurrido hasta que la lechada se vuelve imposible de bombear, es el tiempo de bombeabilidad o tiempo de espesamiento. Este tiempo está en función de la temperatura y estrictamente igual al tiempo que la lechada toma para alcanzar una viscosidad de 100 unidades de consistencia Beardon, 100 Bc.

El diseño de la lechada debe garantizar un tiempo de espesamiento lo suficientemente largo para cubrir las operaciones de colocación de la lechada, hesitación, circulación del cemento dejado en el pozo después de la hesitación, extracción de la tubería flexible del pozo e incluir un tiempo de seguridad adicional.

Después de analizar los 6 primeros trabajos, se determinó que los tiempos operativos considerados para el diseño del trabajo diferían significativamente de los encontrados en el campo y que el tiempo de seguridad tomado en cuenta era muy escaso. Teniendo claro el tiempo que demandaba cada una de las operaciones antes mencionadas y el tiempo de seguridad necesario, se decidió incrementar el tiempo de espesamiento de la lechada a usar según la profundidad de trabajo y la temperatura de fondo de cada pozo.

Revoque de cemento duro encontrado sobre tapón de arena

Como se mencionó en el resumen ejecutivo, para el desarrollo de todos los trabajos se colocaron tapones mecánicos para aislar las formaciones inferiores. Asimismo para el caso de los tapones recuperables, 2 sacos de arena son colocados sobre estos a fin de protegerlos. Adicionalmente, como se verá más adelante en el procedimiento operativo, una vez culminada la cementación forzada de la zona inferior varios sacos de arena son soltados sobre el tapón inferior para servir como base a la cementación forzada de la zona superior.

En los trabajos anteriores, la lechada de cemento fue colocada directamente sobre la base de arena; esto creaba un revoque duro de cemento, debido a que mientras los nodos de cemento iban siendo creados en las perforaciones, parte del cemento se iba deshidratando sobre la base de arena.

En busca de un fluido que sirviera como un espaciador entre la arena y la lechada, y que además sirviera como una base para la lechada de cemento se probó una píldora viscosa de 16 lb/gal, que resultó efectiva y eliminó los revoques de cemento duro encontrados en los casos anteriores.

Fluido contaminante inapropiado

En todos los trabajos, el objetivo fue circular el cemento dejado en el pozo después de alcanzar la presión de cierre durante los trabajos de cementación forzada tanto de la zona inferior como de la zona superior. Las operaciones de este tipo requieren un método confiable para circular el exceso de cemento fuera del pozo antes de que éste fragüe; lo más recomendable es usar un fluido contaminante combinado con un efecto “jetting” otorgado por una herramienta adecuada. El fluido contaminante debe ser capaz de retardar la lechada lo suficiente para poder circular todo el cemento dejado en el pozo, asimismo debe ser capaz de mantener en suspensión los sólidos del cemento durante la limpieza y cumplir con otras propiedades adicionales que se detallarán más adelante.

En los primeros trabajos la circulación del cemento remanente se realizó sólo con agua, lo cual no fue suficiente para poder llevar a cabo la operación de remoción con éxito. En el tercer pozo se implementó el uso de un fluido contaminante junto con una herramienta de limpieza superior, lo cual permitió la total circulación del cemento remanente. Si bien estas consideraciones fueron tomadas en cuenta en los siguientes pozos, los dos problemas mencionados anteriormente no fueron resueltos por lo que se volvieron a encontrar revoques de cemento imposibles de circular. El fluido contaminante que forma parte del diseño actual ha sido probado en el laboratorio y en el campo junto con las consideraciones antes mencionadas.

11.3. ENSAYOS DE LABORATORIO Y SISTEMAS USADOS

A continuación se detallan los resultados y comentarios de los ensayos de laboratorio desarrollados a fin de garantizar el éxito de cada una de las etapas comprendidas en la operación. Muchos de estos corresponden a ensayos de rutina por lo que pueden resultar familiares, mientras que otros resultarán totalmente nuevos en el caso de los ensayos realizados para la perforación abrasiva y aquellos que fueron conducidos con la finalidad de dar solución a los problemas descritos anteriormente.

Cualquiera sea el caso, los ensayos de laboratorio son muy importantes pues permiten formular, evaluar y corregir los sistemas a usar durante el desarrollo del trabajo. En esta sección también se exponen los sistemas que forman parte del diseño final; los cuales fueron evaluados y corregidos, cuantas veces fue necesario, para cubrir los requisitos técnicos y operativos demandados por la operación.

11.3.1. PERFORACIÓN ABRASIVA

Cuando se emplea esta técnica de perforación, las perforaciones son creadas mediante el bombeo continuo, a alta velocidad, de una lechada abrasiva que consta de un fluido de trabajo y un material abrasivo (arena). A continuación revisaremos los ensayos de laboratorio que permitieron evaluar tanto el fluido de trabajo como el material abrasivo (arena).

11.3.1.1. FLUIDO DE TRABAJO

Los factores a tener en cuenta para la selección del fluido incluyen su disponibilidad, seguridad, facilidad para mezclar, características de viscosidad, compatibilidad con la formación y costos.

Los fluidos de trabajo pueden ser clasificados como fluidos base agua o fluidos base crudo. Sin embargo; en la industria, desde los años 90 se prefieren fluidos base agua para cualquier operación en general.

Cualquiera sea la base del fluido a usar, estos requieren un agente gelificante para proveer la viscosidad adecuada para transportar y mantener en suspensión el material abrasivo (arena).

Siguiendo los factores de selección, se optó por un fluido base agua.

Para viscosificar el agua, en la industria, se usan generalmente polímeros naturales como la goma guar, almidones y derivados de la celulosa. Estos polímeros se hidratan o hinchan en el agua para proveer la viscosidad del gel base.

La goma guar, producida de la planta guar, es el agente gelificante más común. Los derivados de la goma guar, llamados hidroxypropil guar (HPG) y carboximetil-hidroxiopropil guar (CMHPG) también son usados debido a que estos generan menor residuo, proveen una hidratación más rápida y ofrecen ciertas ventajas reológicas.

Dado el escenario actual que representa el deseo de acondicionar pozos para el aprovechamiento de horizontes productivos en un campo marginal, el agente gelificante que tiene la suficiente capacidad para proveer una adecuada viscosidad a las condiciones de presión y temperatura promedios, y a la vez cumple con los requisitos económicos es la goma guar.

Según lo expuesto anteriormente, el fluido de trabajo elegido para el desarrollo del proyecto fue un fluido base agua donde el agente gelificante fue goma guar.

Desde que las perforaciones son creadas por el efecto abrasivo de la lechada, bombeada a alta velocidad; el fluido de trabajo debe ser capaz de mantener el material abrasivo (arena) en suspensión y a la vez producir la velocidad de chorro necesaria para la creación de los perforados.

Adicionalmente, una vez que las perforaciones sean creadas, el fluido será usado para circular los excesos del material abrasivo del pozo; por lo que el fluido también debe tener la capacidad para suspender el material abrasivo (arena) mientras éste es circulado fuera del pozo.

Los requisitos antes descritos podrán ser cubiertos de forma eficientemente, mediante un ajuste adecuado de las propiedades reológicas del fluido de trabajo.

Reologia

La reologia está definida como el estudio del flujo y la deformación de los fluidos. Esta describe la relación entre el caudal de flujo (velocidad de corte) y la presión (esfuerzo de corte) necesaria para mover un fluido dado. La velocidad de corte está definida como la diferencia de velocidades de dos partículas de un fluido dividido por la distancia entre ellas. El esfuerzo de corte es la fuerza de fricción creada por el rozamiento entre las dos partículas en movimiento.

En ese sentido, las propiedades reológicas del fluido determinarán si éste puede ser bombeado, al caudal necesario para realizar las perforaciones, sin exceder las presiones máximas de trabajo.

Viscosidad

La viscosidad es el término reológico más conocido y viene a ser una medida de la resistencia que ofrece un fluido a fluir. Ésta es una medida de cuán “espeso” es un fluido y está definida como la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte.

En este caso, la viscosidad resulta ser muy importante dado que está directamente relacionada con la capacidad del fluido para mantener el material abrasivo (arena) en suspensión.

Así, si el fluido de trabajo no tiene la suficiente viscosidad para mantener la arena en suspensión ocurrirá la decantación de la misma.

Generalmente, un gel lineal de 10 ppt puede ser suficiente para mantener el material abrasivo en suspensión. La concentración adecuada debe verificarse mediante ensayos de laboratorio.

Determinación de las propiedades reológicas

El objetivo del ensayo es determinar las propiedades reológicas del fluido de trabajo y ajustar dichas propiedades a los valores adecuados para la operación.

Tanto las propiedades reológicas como la viscosidad aparente fueron determinadas usando un viscosímetro Fann Modelo 35.

Las lecturas de reología fueron tomadas a las velocidades de 100, 200, 300 y 600 rpm.

El viscosímetro Fann Modelo 35 está configurado de manera tal que a 300 rpm (con un rotor R1, Bob B1 y un factor de resorte = 1), el aparato lee la viscosidad aparente directamente, sin requerir cálculos adicionales.

A continuación se muestran las propiedades reológicas y los valores de viscosidad aparente del fluido de trabajo, el cual fue ensayado a diferentes concentraciones de polímero:

1. Fluido de Trabajo con 10 ppt de Goma Guar

Componente	Concentración
Agua	996 gpt
Goma Guar	10 ppt
Inhibidor de arcillas	2 gpt
Surfactante	2 gpt
Bactericida	2 ppt

gpt: galones por cada mil galones/ ppt: libras por cada mil galones

Temperatura (°F)	Lecturas Reológicas			
	100 rpm	200 rpm	300 rpm	600 rpm
80	7	10	15	18

Viscosidad Aparente (L-300): 15

2. Fluido de Trabajo con 20 ppt de Goma Guar

Componente	Concentración
Agua	996 gpt
Goma Guar	20 ppt
Inhibidor de arcillas	2 gpt
Surfactante	2 gpt
Bactericida	2 ppt

gpt: galones por cada mil galones/ ppt: libras por cada mil galones

Temperatura (°F)	Lecturas Reológicas			
	100 rpm	200 rpm	300 rpm	600 rpm
80	8	11	16	19

Viscosidad Aparente (L-300): 16

3. Fluido de Trabajo con 25 ppt de Goma Guar

Componente	Concentración
Agua	996 gpt
Goma Guar	25 ppt
Inhibidor de arcillas	2 gpt
Surfactante	2 gpt
Bactericida	2 ppt

gpt: galones por cada mil galones/ ppt: libras por cada mil galones

Temperatura (°F)	Lecturas Reológicas			
	100 rpm	200 rpm	300 rpm	600 rpm
80	9	12	18	20

Viscosidad Aparente (L-300): **18**

De acuerdo a los resultados, el fluido de trabajo elegido fue un fluido base agua con una concentración de goma guar de 25 ppt.

Se prefirió usar una concentración de 25 ppt, debido a que ésta posee una mayor viscosidad aparente. Asimismo, la selección fue realizada para mantener un margen de seguridad adicional para el acarreo del material abrasivo.

Además de la determinación de las propiedades reológicas, se llevó a cabo un ensayo práctico para determinar la capacidad de suspensión del fluido de trabajo.

El ensayo consistió en colocar una determinada cantidad de arena malla 100 sobre 500 ml del fluido de trabajo elegido y evaluar físicamente la decantación de la misma.



Aproximadamente un 30% de la arena se decantó en 4.5 minutos.



En estado turbulento, la arena se mantiene en suspensión.

11.3.1.2. MATERIAL ABRASIVO

Tal como lo indica el fundamento teórico, el material abrasivo corresponde a una arena de sílice malla 100, la cual fue mezclada con el fluido de trabajo a una concentración de 1 lb/gal.

11.3.2. CEMENTACIÓN SECUNDARIA A TRAVÉS DE TUBERÍA FLEXIBLE.

La técnica de cementación secundaria propuesta para este trabajo, involucra la contaminación in-situ del cemento dejado en el pozo después de alcanzar la presión de cierre. El cemento contaminado es posteriormente circulado fuera del pozo, eliminando la necesidad de contar con una unidad de “workover” para perforar o rotar el cemento dejado en el pozo.

Para que esta técnica sea alcanzada de forma exitosa, como se ha mencionado previamente en la reseña de las experiencias iniciales, es necesario verificar las propiedades de los sistemas que serán usados.

En ese sentido, a continuación mostraremos las propiedades de la lechada de cemento, la píldora viscosa y el fluido contaminante empleados.

11.3.2.1. LECHADA DE CEMENTO

Para que una lechada de cemento pueda ser bombeada a través de una tubería flexible, ésta debe cumplir con los siguientes requerimientos:

Propiedad	Valores
Agua libre	0 cc
Pérdida de Filtrado	30 - 110 cc/30 min
Tiempo de Bombeabilidad	Tiempo de trabajo* más un factor de seguridad de 2 hr hasta 1.5 veces el tiempo de trabajo.
Resistencia a la Compresión	1000 psi en 12 hr
Reologías	VP: 70-130 a BHTT YP: 10-25 a BHTT

* Tiempo de trabajo: Tiempo requerido para desarrollar el trabajo de cementación desde el inicio hasta el fin. Incluye: Mezclado, bombeo, desplazamiento, hesitación, circulación del cemento remanente y extracción de la tubería.

La lechada fue pensada y diseñada teniendo en cuenta todos los requisitos descritos; sin embargo, tal como se mencionó anteriormente el tiempo de bombeabilidad quedó corto debido a que el tiempo de trabajo teórico distó del real ocasionando el fraguado prematuro de la lechada.

Una vez identificado el problema se ajustó el tiempo de bombeabilidad teniendo en cuenta los tiempos de trabajo reales.

Los valores de esta propiedad así como los correspondientes a las demás propiedades se muestran a continuación.

1. Diseño de la Lechada de Cemento

Densidad: 15.6 lb/gal

Composición:

Aditivos	Concentración
Dispersante	0.4 % BWOC
Controlador de Filtrado	0.1 gps
Retardador	0.05 gps
Antiespumante	0.03 gps

Agua Requerida y Rendimiento de la Lechada:

Agua Requerida	6.07 gps
	44.88%
Rendimiento	1.18 ft ³ /sx

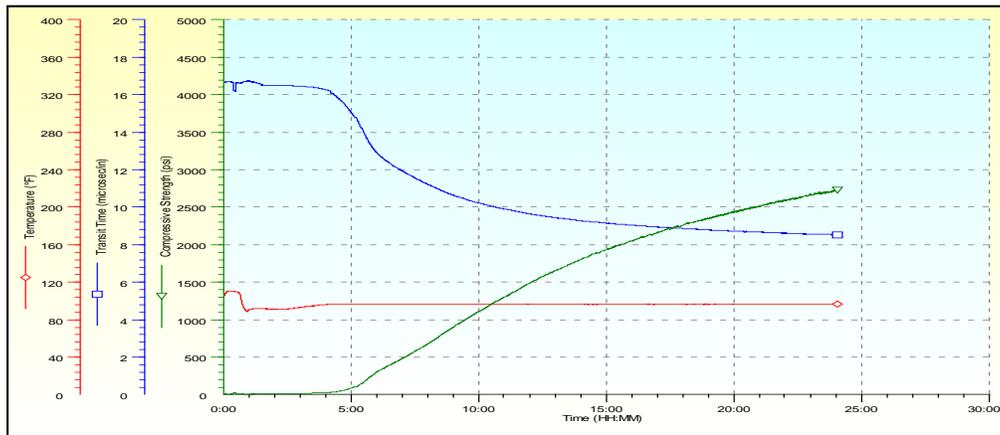
BWOC: % by weight of cement (% del peso del cemento)

gps: galones por saco

2. Propiedades de la Lechada de Cemento

Propiedad	Presión de Prueba	Temperatura Prueba	Valor
Agua libre	N.A	115 °F	0 cc
Pérdida de Filtrado	1000 psi	115 °F	220 cc/30 min
Tiempo de Bombeabilidad	1297 psi	99 °F - 115 °F	04 hr 35 min @ 50 BC 04 hr 50 min @ 100 BC
Resistencia a la Compresión	2000 psi	115°F	673 psi @ 8 hr 1482 psi @ 12 hr 2710 psi @ 24 hr

Esfuerzo Compresivo de la Lechada Vs. el tiempo (UCA)



Propiedades Reológicas

Temperatura (°F)	Lecturas Reológicas						
	3 rpm	6 rpm	30 rpm	60 rpm	100 rpm	200 rpm	300 rpm
80	2	2	5	9	14	28	42
115 °F	3	4	10	17	25	41	58

11.3.2.2. PÍLDORA VISCOSA

En la reseña de las experiencias iniciales, se señaló que el contacto directo de la arena colocada sobre el tapón mecánico con la lechada de cemento representaba un problema para la operación. La deshidratación de la lechada en la etapa de hesitación iba formando un revoque de cemento duro en la interface, este revoque desarrollaba tal dureza que hacía imposible culminar la limpieza del cemento remanente.

Ante esto se decidió usar un espaciador entre la arena y la lechada de cemento. Este espaciador debería, entre otras cosas, servir como una base para la lechada de cemento durante la colocación.

Estudios anteriores determinaron que la densidad es el factor que controla la colocación de fluidos con tubería flexible y que una adecuada colocación se puede lograr si los fluidos son ordenados en el pozo de acuerdo a su densidad, con el fluido más pesado en el fondo.

Así, respetando la jerarquía de densidades se diseñó una píldora que además de ser viscosa posee un peso superior al de la lechada de cemento y los demás fluidos del pozo.

La píldora consistió en un fluido base agua de 16 lb/gal, donde el agente viscosificante fue una goma xantana (Xanthan) y el agente densificante fue baritina.

Esta píldora fue diseñada y probada en el laboratorio para verificar tanto su densidad como sus propiedades reológicas.

La colocación del cemento fue simulada en el laboratorio, usando una probeta de vidrio para simular la sarta de revestimiento y una manguera de plástico para simular la tubería flexible. Adicionalmente, la probeta fue llenada con una salmuera 8.4 lb/gal para simular el fluido de “workover” que se encontraría en el pozo al momento de la intervención.

La píldora viscosa de 16 lb/gal fue colocada en el fondo de la probeta a través de la manguera de plástico y del mismo modo se colocó la lechada de cemento de 15.6 lb/gal sobre la píldora viscosa, sin presentarse transferencia de los fluidos durante las 4 horas que duró la observación.

1. PÍLDORA VISCOSA

Densidad: 16 lb/gal

Composición

Componente	Concentración
Agua	30 gal/bbl
Goma Xantana	1.65 lb/bbl
Baritina	417 lb/bbl
Antiespumante	0.3 gal/bbl

Propiedades Reológicas

Temperatura (°F)	Lecturas Reológicas						
	3 rpm	6 rpm	30 rpm	60 rpm	100 rpm	200 rpm	300 rpm
80	27	31	42	49	55	68	80

Viscosidad aparente (L-300 rpm):

80

2. SIMULACIÓN DE LA COLOCACIÓN DE FLUIDOS



11.3.2.3. FLUIDO CONTAMINANTE

La metodología de cementación forzada propuesta implica la remoción del cemento dejado en el pozo después de alcanzar la presión de cierre, con la finalidad de eliminar los trabajos posteriores de molienda o perforación del cemento fraguado.

Como se mencionó anteriormente, el camino más confiable y recomendado para llevar a cabo dicha técnica es usar un fluido contaminante acompañado de un efecto "jetting" otorgado por una herramienta especial.

El uso de un fluido contaminante es necesario para asegurar el tiempo adecuado para remover el exceso de cemento dejado en el pozo y debe cumplir esencialmente con los siguientes requisitos:

- Habilidad para suspender adecuadamente los sólidos del cemento.
- Habilidad para remover la mezcla resultante cemento-fluido contaminante del pozo.
- Capacidad para ser bombeado a través de tubería flexible.
- Habilidad para retardar adecuadamente el fragüe del cemento.
- Disponibilidad comercial y bajo costo.
- Mínimo impacto ambiental y estar compuesto por productos seguros.

La necesidad imperiosa de proteger el medio ambiente y llevar las operaciones con seguridad, se ha convertido en una filosofía de trabajo en

esta industria. Siguiendo esta filosofía se eligió un fluido contaminante base agua, dado que su manipulación resulta una operación más segura en comparación con los fluidos base crudo y tiene un menor impacto sobre el medio ambiente.

La capacidad de remoción y suspensión del fluido está determinada por su viscosidad; la cual, tal como se destacó en la sección de perforación abrasiva, puede ser incrementada mediante el uso de polímeros naturales como la goma guar, almidones y derivados de la celulosa.

En este caso, al igual que en el caso del fluido de trabajo para la perforación abrasiva, se eligió la goma guar como el agente viscosificante por las mismas razones técnicas y económicas antes descritas.

Por otro lado, la capacidad que tiene el fluido para ser bombeado a través de tubería flexible está regida por las propiedades reológicas del mismo.

La remoción del cemento necesita un caudal específico, el cual deberá ser alcanzado sin exceder las presiones máximas de trabajo para lo cual las propiedades reológicas del fluido deberán ser debidamente ajustadas.

Como se puede ver, las consideraciones que se tuvieron en cuenta para la selección del fluido contaminante son muy parecidas a las que se tuvieron para elegir el fluido de trabajo para realizar las perforaciones abrasivas.

Resumiendo, el fluido contaminante es un fluido base agua con goma guar como agente gelificante. A continuación se detallan las propiedades de dicho fluido contaminante:

1. Fluido Contaminante:

Componente	Concentración
Agua	998 gpt
Goma Guar	25 ppt
Surfactante	2 gpt
Bactericida	2 ppt

gpt: galones por cada mil galones/ ppt: libras por cada mil galones

Temperatura (°F)	Lecturas Reológicas			
	100 rpm	200 rpm	300 rpm	600 rpm
80	9	12	18	20

Viscosidad Aparente (L-300):

18

11.3.3. FRACTURA HIDRÁULICA

En reservorios de baja permeabilidad, como es el caso, el tratamiento de estimulación más efectivo es el Fracturamiento hidráulico, el cual consiste en el bombeo de un fluido cargado de un agente sostén a alta presión para vencer los esfuerzos presentes en la roca y permitir abrir un camino altamente permeable que se mantendrá abierto por acción del agente sostén una vez terminada la estimulación permitiendo la producción del fluido a través del mismo.

A continuación se detallan los ensayos de laboratorio realizados que permitieron evaluar y elegir tanto el fluido de fractura como el agente sostén.

11.3.3.1. Arena de Fractura

Desde que el agente sostén permitirá mantener la fractura abierta una vez que el bombeo haya terminado, éste deberá ser capaz de resistir el esfuerzo de cierre sin dañar o reducir significativamente la conductividad del camino de flujo creado.

El esfuerzo de cierre es la diferencia entre la presión de cierre de la fractura y la presión fluyente de fondo. La resistencia a la compresión del agente sostén debe ser mucho mayor que el esfuerzo de cierre para soportar las cargas de los granos adyacentes o de la formación. Conforme el esfuerzo de cierre incrementa, el agente sostén empaquetado se junta más y en algunos casos puede llegar a destruirse. Así, la permeabilidad se reduce con los incrementos del esfuerzo de cierre.

La tabla inferior es una guía del máximo esfuerzo de cierre que cada tipo de agente sostén puede soportar antes de que falle; ésta es sólo referencial ya que la mejor fuente de información es aquella proporcionada por los fabricantes o por las pruebas de laboratorio.

Tipo	Máximo Esfuerzo de Cierre, psi
Arena Natural	5,000
Cerámicos de baja densidad	9,000
Cerámicos de densidad intermedia	12,000
Bauxita	14,000

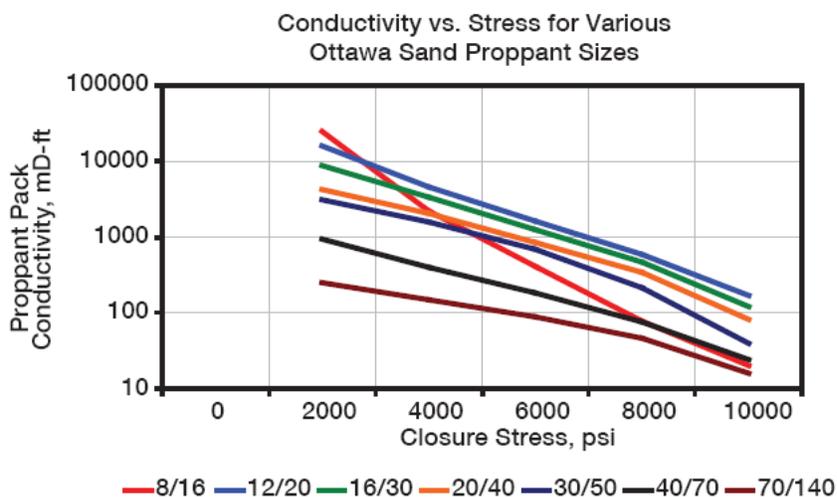
De acuerdo a la experiencia de los trabajos de fractura hidráulica realizados en el área, los esfuerzos de cierre no han excedido los 5000 psi por lo cual una arena natural resulta ser la opción más adecuada.

Una vez determinado el tipo de agente sostén a usar, lo siguiente es determinar el tamaño de grano del mismo el cual afecta directamente la permeabilidad del camino de flujo creado.

El tamaño de grano de agente sostén está caracterizado por el tamaño de diámetro medio y la distribución del tamaño de grano está relacionado con la amplitud del rango de tamaños de grano exhibidos dentro de un agente de sostén dado.

Los tamaños comunes de agente sostén son 8/12, 12/20, 16/30, 20/40 y 40/60, aunque en teoría cualquier tamaño de grano se puede producir.

Agentes de sostén con tamaños de granos más grandes proveen un empaque más permeable. El siguiente gráfico ilustra el efecto del tamaño de grano sobre la permeabilidad versus el incremento de esfuerzos de cierre.



Sin embargo, conforme el tamaño de grano aumenta la resistencia del mismo disminuye. Así tamaños de grano más grandes son más difíciles de usar en pozos más profundos debido a una mayor susceptibilidad al “crushing”.

La resistencia al “crushing” indica la resistencia relativa de un agente sostén mediante la cantidad del material triturado bajo una cantidad de carga dada. Ésta es expresada en unidades de porcentaje de finos. Para las arenas naturales, como es el caso, el API recomienda los siguientes límites máximos:

- Para una arena 12/20: 16% a 3000 psi
- Para una arena 16/30: 14% a 3000 psi
- Para una arena 20/40: 14% a 4000 psi

Aunque los agentes sostén más pequeños ofrecen relativamente menor conductividad inicial, la conductividad promedio a lo largo de la vida del pozo será superior en comparación con agentes de sostén de grano grande, los cuales ofrecen una mayor productividad inicial que muchas veces es seguida de una rápida declinación de la producción.

Para los esfuerzos de cierre presentes en los campos de Talara, los tamaños de grano usados son 12/20, 16/30, 20/40, para profundidades someras, medias y profundas respectivamente.

Sobre la experiencia de los trabajos de fractura hidráulica realizados en el área y los esfuerzos de cierre encontrados, se decidió trabajar con una arena natural 16/30 como agente sostén. Esta determinación se tomó teniendo en cuenta la disponibilidad del material, el cual reúne todas las propiedades discutidas anteriormente.

A continuación se muestran los resultados de los ensayos a los cuales fue sometido el agente de sostén para verificar que se encuentre dentro de las especificaciones dadas por el API RP 56:

Tamaño de Grano del agente de sostén:

Requerimiento API	Malla	RETENIDO % EN PESO				ACUMULADO % EN PESO			
		Nro. De Muestra			PROMEDIO	Nro. De Muestra			PROMEDIO
		1	2	3		1	2	3	
Malla de tope: max 0.1%	12	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
	16	1.99	1.99	1.99	1.99	2.01	2.01	2.01	2.01
	20	70.91	70.91	70.91	70.91	72.92	72.92	72.92	72.92
	25	20.10	20.10	20.10	20.10	93.02	93.02	93.02	93.02
	30	5.98	5.98	5.98	5.98	99.00	99.00	99.00	99.00
	40	0.96	0.96	0.96	0.96	99.96	99.96	99.96	99.96
Malla de base: max 1.0%	BASE	0.04	0.04	0.04	0.04	100.00	100.00	100.00	100.00
Entre las mallas principales: min 90%		RETENIDO ENTRE LAS MALLAS 16/30				96.99	96.99	96.99	96.99

Como se puede observar, el agente de sostén elegido cumple satisfactoriamente con las especificaciones API RP 56.

Resistencia a la compresión:

PRESION DE PRUEBA (PSI)	FINOS GENERADOS Y RETENIDOS EN PAN				REQUERIMIENTO API
	1	2	3	PROMEDIO	
3000	4.38	4.38	4.38	4.4	14% max.
4000	12.875	12.875	12.875	12.9	
4500	17.95	17.95	17.95	18.0	

La arena ensayada arrojó un porcentaje de finos promedio del 4.4% a 3000 psi, cumpliendo satisfactoriamente con las especificaciones API RP 56.

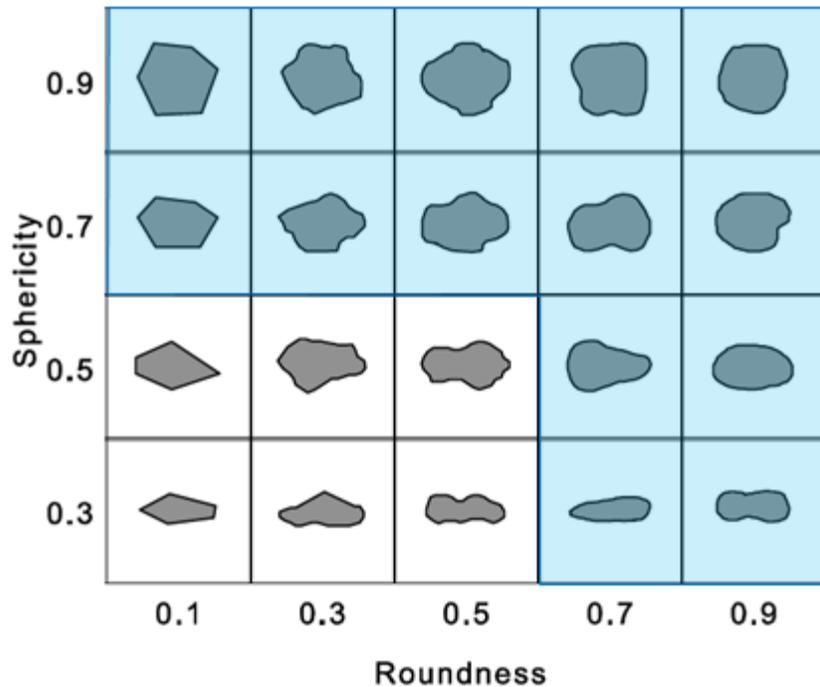
Redondez y Esfericidad:

La redondez y esfericidad son factores de la forma de la partícula que influyen en el empaque de la partícula y la capacidad de carga.

La redondez es una medida relativa de cuán angulosas son las esquinas de los granos; mientras que la esfericidad es una medida de cuánto la forma de la partícula se aproxima a la forma de una esfera.

El método más ampliamente usado para la determinación de la redondez y esfericidad es la comparación visual.

A continuación se muestran las tablas de Krumbein y Sloss usadas para la estimación visual de la esfericidad y redondez de los granos de arena:



Los estándares recomendados son:

1. La esfericidad debe ser 0.6 o mayor.
2. La redondez debe ser 0.6 o mayor.

A continuación se muestra el análisis visual de los granos de la arena 16/30 usada, usando un microscopio con un aumento de 20X.



Como se puede observar, en general los granos de arena muestran una esfericidad de 0.7 y una redondez de 0.9.

Ensayo de Solubilidad en Ácido:

La solubilidad del agente sostén en 12% HCl – 3% HF es un indicador de la cantidad de contaminantes presentes (Carbonatos, feldespatos, óxidos, finos de arcillas, entre otros).

Esta prueba es desarrollada a 150 °F for 30 min y los máximos porcentajes de pérdida de peso permitidos son:

1. Arenas de mallas de 6/12 a 30/50 no deben tener una solubilidad mayor al 2.0%.
2. Arenas de mallas de 40/70 a 70/140 no deben tener una solubilidad mayor al 3.0%.

Resultados del ensayo de Solubilidad

El ensayo fue conducido según la recomendación, sometiendo 5 gr de la arena 16/30 a una mezcla de 12% HCl – 3% HF durante 30 minutos a 150 °F y la pérdida de peso en porcentaje fue calculada de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$S = \frac{(ms - mf)}{ms} \times 100$$

Donde:

ms, es la masa inicial de la muestra expresada en gramos;

mf, es la masa de la muestra después del tratamiento.

S, es la solubilidad de la arena en la mezcla ácida

En la prueba:

ms = 4.95 gr

mf = 4.87 gr

Por tanto:

$$S = \frac{(4.95-4.87)}{4.95} * 100$$

$$S = 1.61\%$$

Según este resultado la solubilidad es menor al 2%, con lo cual cumple con los estándares recomendados.

11.3.3.2. Fluido de Fractura

Como se mencionó en el fundamento teórico, el fluido de fractura juega un papel muy importante dentro del proceso de fracturamiento hidráulico. Este es el medio a través del cual la presión de las bombas se transmite hasta la formación, es el que crea la fractura, lleva el agente sostén dentro de la fractura y suspende el mismo hasta que la fractura cierre.

Con el fin de llevar a cabo estas tareas de manera eficiente, el fluido ideal debe reunir una combinación de las siguientes propiedades:

- Fácil de usar.
- Ejercer bajas presiones de fricción en tuberías.
- Poseer alta viscosidad en la fractura, para suspender el agente sostén.
- Poseer baja viscosidad después del tratamiento, para permitir una fácil recuperación.
- Compatible con la formación, los fluidos del reservorio y el agente sostén.
- Seguro para usar.
- Ambientalmente amigable.
- Bajo costo.

Los fluidos de fractura pueden ser fluidos base agua o crudo. La mayoría de tratamientos de fracturamiento hidráulico realizados en el mundo emplean fluidos base agua, a menos que exista un riesgo inminente de daño a la formación en cuyo caso fluidos base petróleo son usados (comúnmente en pozos de gas de baja permeabilidad y formaciones muy sensibles).

A fin de cubrir las propiedades listadas anteriormente y soportados por la experiencia de trabajos realizados en el área, se optó por un fluido base agua. Los fluidos de fractura son creados mediante la adición de goma guar o los derivados del guar como hydroxypropil guar (HPG) o carboxymethyl

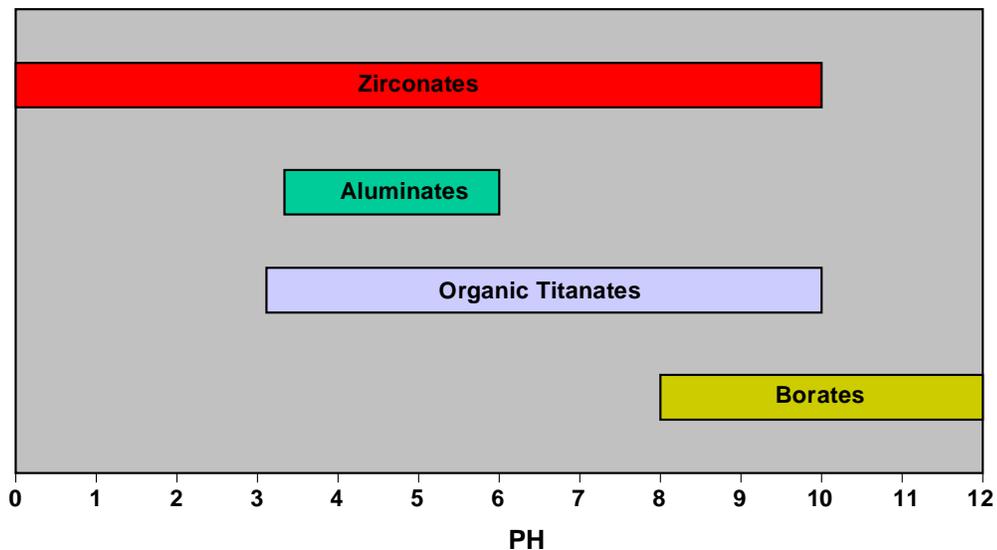
hydroxypropyl guar (CMHPG). En este caso, siguiendo el objetivo del proyecto, se optó por usar goma guar como agente gelificante dado que éste es capaz de proveer la viscosidad adecuada a las condiciones de presión y temperatura presentes sin dejar de cumplir con las necesidades económicas.

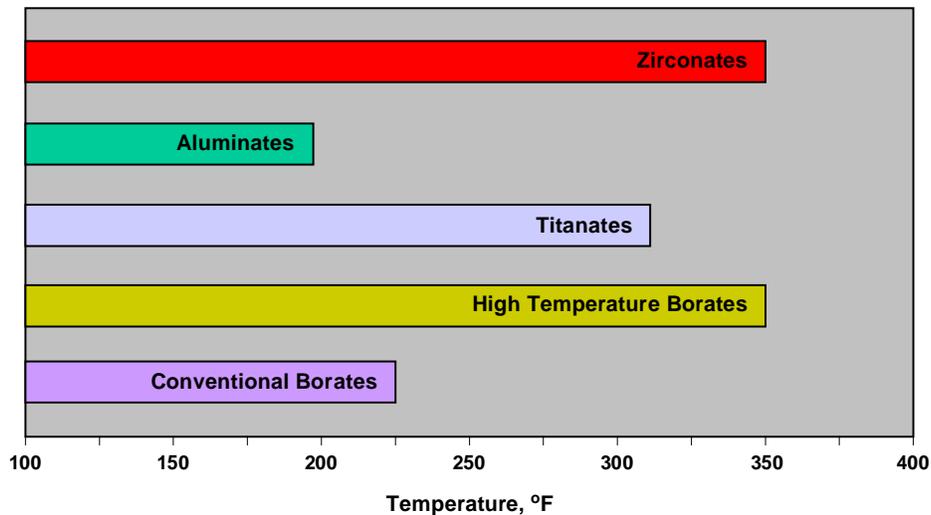
La mayoría de los tratamientos de fracturamiento hidráulico son realizados usando sistemas reticulados base agua, los cuales se obtienen al agregar un agente reticulante al gel base. Estos incrementan la viscosidad y el esfuerzo de gel; sin embargo dificultan el bombeo razón por la cual muchas veces tienen que ser retardados a fin de que la viscosidad requerida sea alcanzada justo antes de que el fluido ingrese a la formación.

Los agentes reticulantes comúnmente usados son los siguientes:

- Boratos
- Zirconatos
- Aluminatos
- Titanatos.

Las siguientes figuras ilustran el rango de PH y temperatura de de estos agentes reticulantes:





De todos los agentes reticulantes mencionados los boratos son de lejos los más comúnmente usados, seguidos por los zirconatos.

La mayoría de compañías de fracturamiento hidráulico tienden a clasificar sus sistemas reticulados de acuerdo al tipo de agente reticulante usado.

Desde que el PH puede ser regulado con un “buffer”, el factor determinante para la selección del agente reticulante y en consecuencia del sistema reticulado a usar fue la temperatura.

Según la tabla mostrada y considerando que la temperatura promedio de las formaciones a tratar alcanzarían como máximo los 120 °F, los agentes reticulantes apropiados serían los aluminatos o los boratos convencionales.

Respaldados por la experiencia de los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en el área, se optó por un sistema base guar que lleva boratos convencionales como agente reticulante. Este sistema es económico, fácil de usar y es ideal para aplicaciones de baja temperatura como es el caso.

Retornar un fluido reticulado desde una fractura empaquetada es sumamente difícil o imposible, por ello la adición de un ruptor se hace necesaria a fin de romper las cadenas de polímeros y así reducir la viscosidad.

Además de reducir la viscosidad del fluido para facilitar el retorno del mismo, los ruptores cumplen las siguientes funciones:

- Reducen el peso molecular para mejorar la recuperación del fluido y reducir el daño.
- Rompen y reducen el polímero concentrado en las caras de la fractura.
- Reducen el retorno del agente de sostén durante y después del cierre de la fractura.

Los ruptores más comunes son los agentes oxidantes y las enzimas. Los agentes oxidantes tales como los persulfatos son frecuentemente usados y son altamente efectivos, sin embargo estos son muy dependientes de la temperatura. Para bajas temperaturas de formación, la limpieza puede ser muy lenta. Para altas temperaturas de formación, los polímeros pueden romperse prematuramente en la fractura. En ese sentido los ruptores pueden ser encapsulados para retardar su liberación.

El ruptor elegido para el sistema a usar fue el persulfato de amonio.

Resumiendo lo expuesto anteriormente, el fluido de fracturamiento hidráulico elegido para el desarrollo del proyecto fue un fluido base agua gelificado con goma guar, con boratos convencionales como agente reticulante y persulfato de amonio como ruptor.

Una vez definidos los principales componentes del fluido de fracturamiento, se realizaron ensayos de laboratorio a fin de verificar que éste cumpla con las viscosidades necesarias tanto para suspender el agente sostén mientras éste es transportado y colocado en la fractura como para ser fácilmente recuperado después del tratamiento. Asimismo se presentan los ensayos realizados a fin de garantizar la compatibilidad del fluido con la formación.

1. Propiedades reológicas del fluido de fractura

A continuación se muestran las propiedades del fluido de fractura empleado para las distintas formaciones intervenidas:

Formaciones Verdún y Terebrátula

Como se discutirá más adelante, de acuerdo a los resultados de los ensayos de compatibilidad, se usó la misma formulación del fluido de fractura para estas dos formaciones. Líneas abajo las propiedades reológicas de este fluido:

Composición del fluido

Componente	Dosis (gpt/ppt)
Agente gelificante	20.00 ppt
Agente Reticulante	2.00 ppt
Buffer 2	1.60 ppt
Surfactante 1	2.00 gpt
Surfactante 2	1.00 gpt
Biocida	0.50 ppt
Ruptor	4.00 ppt
Inhibidor de Arcillas A	2.00 gpt

gpt: galones por cada mil galones/ ppt: libras por cada mil galones

Reología del gel base (Gel lineal)

Propiedades reológicas antes de la adición del agente reticulante.

Temperatura (°F)	Lecturas Reológicas			
	600 rpm	300 rpm	200 rpm	100 rpm
80	19	16	11	8

Reología del sistema reticulado

Propiedades reológicas después de la adición del agente reticulante.

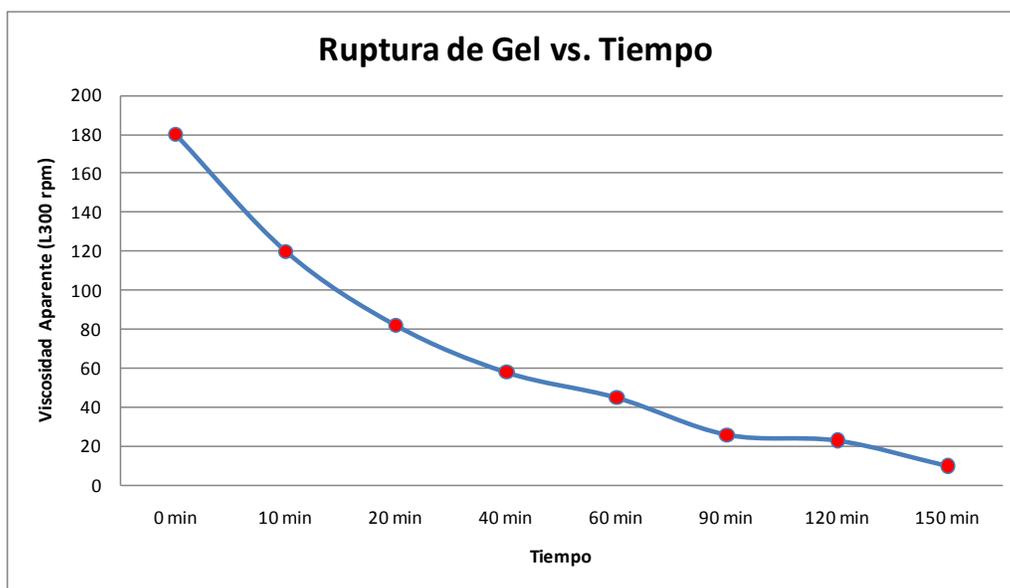
Temperatura (°F)	Lecturas Reológicas			
	600 rpm	300 rpm	200 rpm	100 rpm
108 °F	250	180	150	80

Análisis de ruptura del fluido de fractura

Propiedades reológicas del fluido en el tiempo para evaluar el tiempo de ruptura del mismo.

El fluido se considera roto cuando la viscosidad aparente (L300 RPM) es menor o igual a 10 cp.

Temperatura (°F)	Tiempo	Lecturas Reológicas			
		600 rpm	300 rpm	200 rpm	100 rpm
108 °F	0 min	250	180	150	80
108 °F	10 min	170	120	100	64
108 °F	20 min	116	82	68	50
108 °F	40 min	82	58	48	35
108 °F	60 min	65	45	35	25
108 °F	90 min	50	26	20	16
108 °F	120 min	38	23	17	10
108 °F	150 min	15	10	6	3



Formaciones Hélico y Talara

Como se discutirá más adelante, de acuerdo a los resultados de los ensayos de compatibilidad, se usó la misma formulación del fluido de fractura para estas dos formaciones. Líneas abajo las propiedades reológicas de este fluido:

Composición del fluido

Componente	Dosis (gpt/ppt)
Agente gelificante	10.00 ppt
Agente reticulante	2.00 ppt
Buffer 2	0.75 ppt
Surfactante 1	2.00 gpt
Surfactante 2	0.50 gpt
Biocida	0.50 ppt
Ruptor	4.00 ppt
Inhibidor de Arcillas A	2.00 gpt
Inhibidor de Arcillas B	1.00 gpt
Catalizador	0.20 gpt

gpt: galones por cada mil galones/ ppt: libras por cada mil galones

Reología del gel base (Gel lineal)

Propiedades reológicas antes de la adición del agente reticulante.

Temperatura (°F)	Lecturas Reológicas			
	600 rpm	300 rpm	200 rpm	100 rpm
80	18	15	10	7

Reologías del sistema reticulado

Propiedades reológicas después de la adición del agente reticulante.

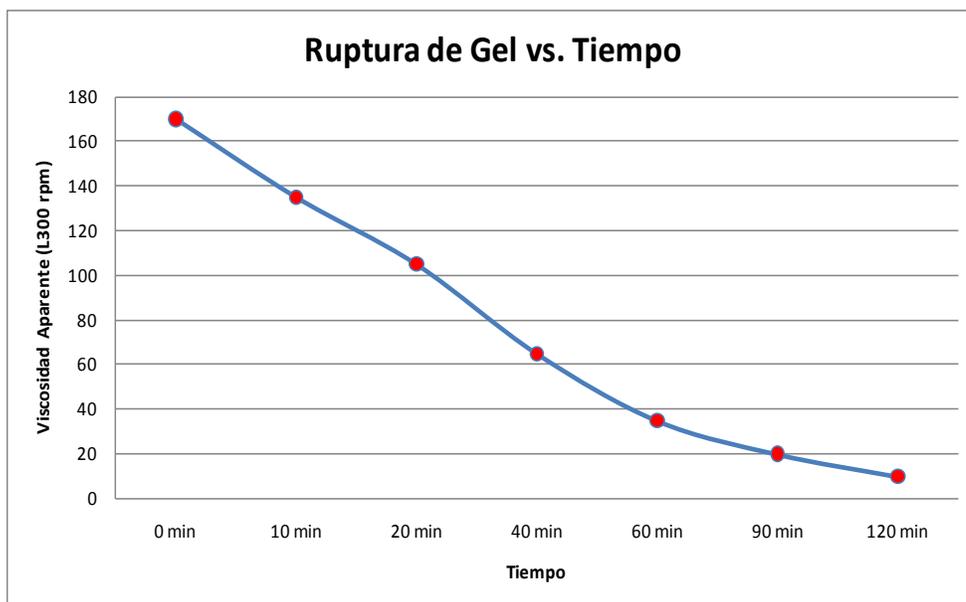
Temperatura (°F)	Lecturas Reológicas			
	600 rpm	300 rpm	200 rpm	100 rpm
114 °F	230	170	140	70

Análisis de ruptura del fluido de fractura

Propiedades reológicas del fluido en el tiempo para evaluar el tiempo de ruptura del mismo.

El fluido se considera roto cuando la viscosidad aparente (L300 RPM) es menor o igual a 10 cp.

Temperatura (°F)	Tiempo	Lecturas Reológicas			
		600 rpm	300 rpm	200 rpm	100 rpm
114 °F	0 min	230	170	140	70
114 °F	10 min	150	135	100	60
114 °F	20 min	130	105	65	45
114 °F	40 min	85	65	42	30
114 °F	60 min	70	35	40	20
114 °F	90 min	55	20	38	16
114 °F	120 min	25	10	7	5



2. Ensayo de Compatibilidad fluido – formación

Una de las propiedades que debe poseer el fluido de fractura es ser totalmente compatible con la formación. Así a fin de cumplir con esta propiedad, se realizaron ensayos de compatibilidad tanto con la roca como con los fluidos de la formación.

A continuación se muestran los resultados de los ensayos realizados con muestras de roca y fluidos de la formación Hélico:

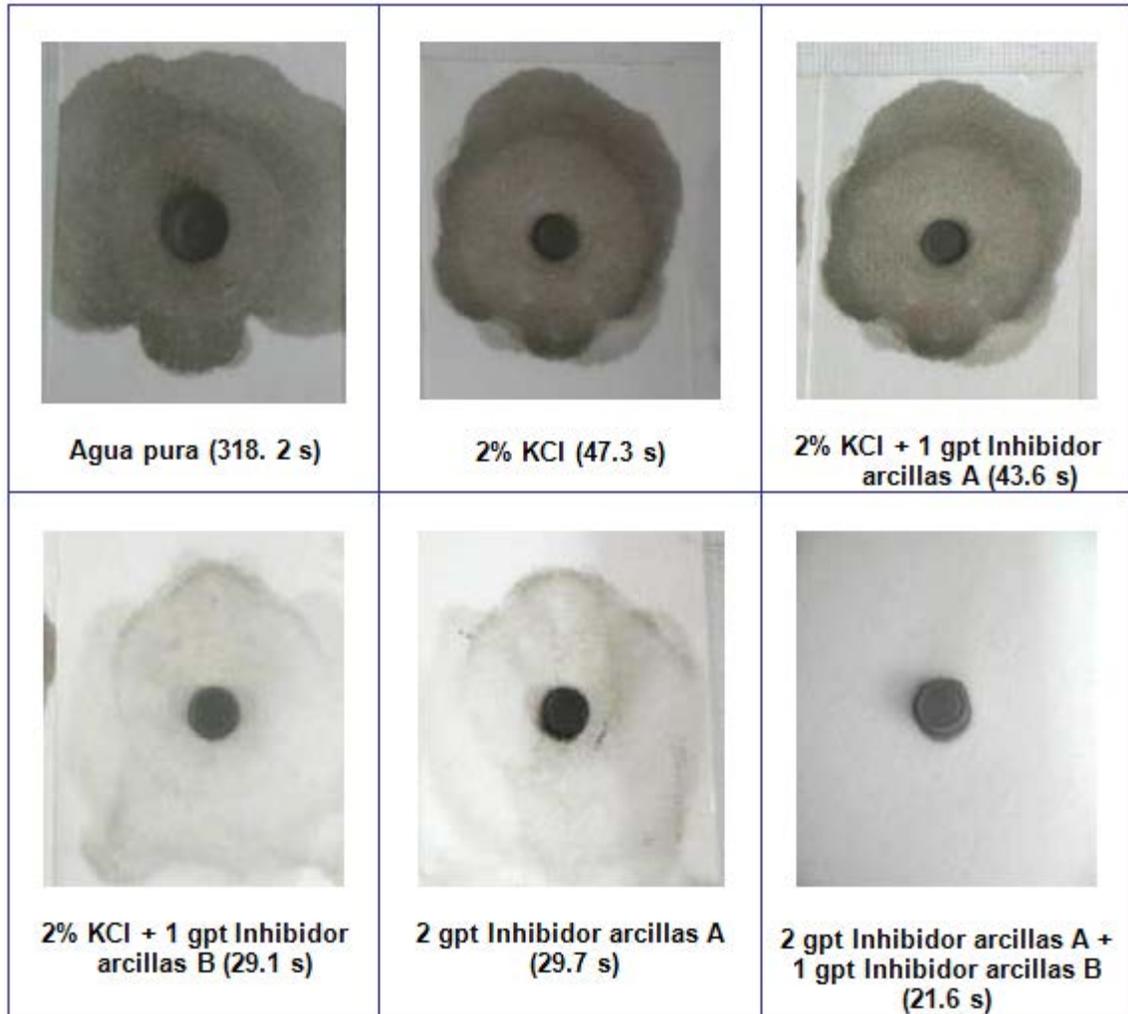
a. Compatibilidad fluido – roca

Ensayo CST: Tiempo de succión capilar

El propósito del ensayo es elegir los inhibidores de arcillas que deberán formar parte del fluido de fractura a fin de prevenir el daño por la reacción de las mismas.

El ensayo consiste en medir el tiempo requerido para que una cantidad de fluido viaje radialmente entre dos electrodos a través de un papel filtro. El instrumento y el papel filtro brindan la presión capilar necesaria para mover el fluido entre los dos puntos. El valor CST es un **indicador de la permeabilidad** al fluido, así partículas altamente dispersas serán poco permeables y arrojarán valores CST altos, mientras que partículas floculadas serán más permeables y arrojarán valores CST bajos.

A continuación se muestran los resultados obtenidos con muestras de la formación Hélico y diferentes inhibidores de arcillas en distintas concentraciones:



De los resultados obtenidos, se puede observar que la Formulación de 2gpt Inhibidor arcillas A + 1 gpt Inhibidor arcillas B ofrece la mejor inhibición de arcillas para Hélico.

Para la formación Talara se obtuvieron los mejores resultados con la misma formulación.

Mientras tanto la formación Verdún presentó mejores resultados de inhibición con 2 gpt de Inhibidor de arcillas A.

Por otro lado Terebrátula mostró mejores resultados con 2 gpt de Inhibidor de arcillas A y 0.4 gpt de Inhibidor de arcillas B.

b. Compatibilidad fluido – fluido

Ensayo de Oliensis

Este ensayo tiene como objetivo determinar cualitativamente cuan estable es el crudo con respecto a la precipitación de asfaltenos. Dependiendo de su

estabilidad el diseño del fluido contemplará el uso de estabilizadores de depósitos orgánicos o no.

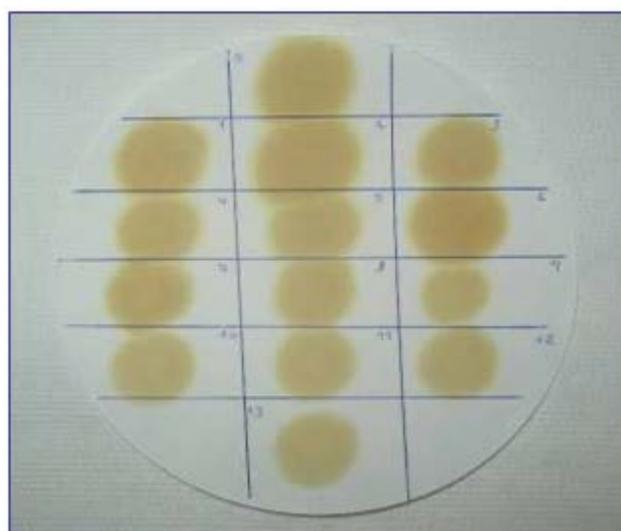
En el ensayo se emplea un papel filtro absorbente (Whatman) de 17cm de diámetro en el cual se traza una cuadrícula, la cual es numerada en orden ascendente desde 0 hasta 13.

En el compartimiento cero, se deposita una gota de crudo. En las siguientes cuadrículas se agregan gotas de crudo con n-heptano, el cual debe ser agregado de 1ml en 1ml hasta el último compartimiento (13).

Una vez alcanzada el compartimiento 13, el papel filtro debe ser expuesto a 100°C por 15 minutos. Luego de ello se observa cada división donde se depositaron las gotas de aceite; la división en la cual se forme una especie de anillo interno, nos indicará la estabilidad o inestabilidad de los asfaltenos en el crudo. Lo cual se determina de acuerdo a la siguiente tabla:

Número de División	Calificación de los Asfaltenos
0 a 3	Altamente Inestables
4 a 7	Inestables
8 a 10	Relativamente Estables
11 a 13	Totalmente Estables

A continuación se muestran los resultados del ensayo realizado con muestras de crudo de la formación Hético.



Dado que no se observa la formación del anillo, según la clasificación dada anteriormente, la muestra correspondería a un crudo totalmente estable con respecto a la precipitación de asfaltenos. No fue necesario incluir un inhibidor de asfaltenos en el fluido de fractura. Los mismos resultados fueron obtenidos con el crudo de las formaciones Verdún, Talara y Terebrátula.

Ensayo de Compatibilidad

El objetivo de este ensayo es determinar la concentración adecuada de los aditivos a usar para garantizar una completa compatibilidad entre el fluido de fractura y el fluido del reservorio, previniendo la formación de emulsiones, posibles bloqueos por agua y cambios de mojabilidad.

A continuación se muestran los resultados de los ensayos de compatibilidad realizados con los crudos de las formaciones Verdún y Hélico y los fluidos de fractura usados:

Compatibilidad Crudo Verdún – Fluido de Fractura:

Composición del Fluido de Fractura:

Componente	Dosis (gpt/ppt)
Agente gelificante	20.00 ppt
Agente Reticulante	2.00 ppt
Buffer 2	1.60 ppt
Surfactante 1	2.00 gpt
Surfactante 2	1.00 gpt
Biocida	0.50 ppt
Ruptor	4.00 ppt
Inhibidor de Arcillas A	2.00 gpt

Resultado del ensayo de Compatibilidad:

Componentes	Volumen (cc)	Tiempo	Vol. Rec. (cc)	% Ruptura	Comentario	
Fluido de Fractura (Sin agente reticulante)	50	1 min	50	100%	Muy buena acuohumectación. Fluido recuperado limpio.	
		3 min	50	100%	Muy buena acuohumectación. Fluido recuperado limpio.	
		5 min	50	100%	Muy buena acuohumectación. Fluido recuperado limpio.	
Crudo Corrientes 139	50	10 min	50	100%	Muy buena acuohumectación. Fluido recuperado limpio.	
		15 min	50	100%	Muy buena acuohumectación. Fluido recuperado limpio.	
		30 min	50	100%	Muy buena acuohumectación. Fluido recuperado limpio.	
Acuohumectabilidad:					Muy buena. Interfase definida.	

Nota: El crudo de la formación Terebrátula mostró los mismos resultados con las mismas concentraciones de los surfactantes 1 y 2.

Compatibilidad Crudo Hélico – Fluido de Fractura:

Composición del Fluido de Fractura:

Componente	Dosis (gpt/ppt)
Agente gelificante	10.00 ppt
Agente reticulante	2.00 ppt
Buffer 2	0.75 ppt
Surfactante 1	2.00 gpt
Surfactante 2	0.50 gpt
Biocida	0.50 ppt
Ruptor	4.00 ppt
Inhibidor de Arcillas A	2.00 gpt
Inhibidor de Arcillas B	1.00 gpt
Catalizador	0.20 gpt

Resultado del ensayo de Compatibilidad:

Componentes	Volumen (cc)	Tiempo	Vol. Rec. (cc)	% Ruptura	Comentario	
Fluido de Fractura (Sin agente reticulante)	50	1 min	50	100%	Muy buena acuohumectación. Fluido recuperado limpio.	
		3 min	50	100%	Muy buena acuohumectación. Fluido recuperado limpio.	
		5 min	50	100%	Muy buena acuohumectación. Fluido recuperado limpio.	
Crudo	50	10 min	50	100%	Muy buena acuohumectación. Fluido recuperado limpio.	
		15 min	50	100%	Muy buena acuohumectación. Fluido recuperado limpio.	
		30 min	50	100%	Muy buena acuohumectación. Fluido recuperado limpio.	
Acuohumectabilidad:					Muy buena. Interfase definida.	

Nota: El crudo de la formación Talara mostró los mismos resultados con las mismas concentraciones de los surfactantes 1 y 2.

11.4. SECUENCIA OPERATIVA

Como se revisó anteriormente, en la etapa inicial del proyecto se presentaron diferentes problemas operativos los cuales fueron superados mediante la revisión de los sistemas usados y el replanteamiento de los procedimientos operativos seguidos.

A continuación se expone la secuencia operativa que resultó de dicha revisión:

PREPARACIÓN PREVIA A LA INTERVENCIÓN

Una vez seleccionado el pozo a intervenir a fin de desarrollar la nueva formación de interés, fueron necesarios trabajos previos de acondicionamiento los cuales pueden establecerse como un procedimiento de la siguiente manera:

1. Identificar la ubicación física del pozo dentro del lote.
2. Acondicionar la plataforma de trabajo, despejando un área suficiente para la ubicación de los equipos a usar.
3. Verificar el buen estado del cabezal del pozo.
4. Empleando una unidad de "workover", realizar los trabajos de limpieza del revestimiento.
5. Con la misma unidad de "workover" sentar un tapón de abandono o temporal, según sea el caso, para aislar las formaciones abiertas.
Nota: Registrar la profundidad de sentado del tapón para la posterior correlación de la profundidad con la unidad de tubería flexible.
6. Una vez sentado el tapón, retirar la unidad de "workover" y dar paso a la unidad de tubería flexible para los trabajos de acondicionamiento.

ACONDICIONAMIENTO DEL POZO PARA EL DESARROLLO DE LAS ARENAS DE RECIENTE INTERES

1. Proteger el tapón recuperable, dejando caer 2 a 3 sacos de arena de fractura sobre el mismo. En caso de que se trate de un tapón permanente, se puede obviar este paso.
2. Realizar una prueba de líneas a una presión que exceda en un 10% la presión máxima de bombeo esperada, sin exceder la presión de trabajo de la tubería.
3. Conectar la herramienta de perforación abrasiva al extremo de la tubería flexible e iniciar el descenso dentro del pozo a ± 50 ft/min para correlacionar profundidades. Disminuir la velocidad a 10 ft/min 50 ft antes del fondo estimado.
4. Con la herramienta en el fondo, realizar la correlación entre la profundidad medida con el contador mecánico de la tubería flexible y la profundidad reportada por la unidad de "workover" a la cual se sentó el tapón permanente o recuperable.
5. Llevar la herramienta de perforación abrasiva a la profundidad deseada para realizar los punzados inferiores.
6. Realizar los punzados (3 punzados/posición), bombeando fluido cargado con arena a 2 bpm a fin de alcanzar una presión promedio de 3600 psi. Mantener el bombeo continuo por 6 min.
7. Realizados los punzados, desplazar el fluido cargado con arena de la tubería bombeando 10 bbl de gel lineal. Seguidamente circular un fondo arriba con fluido de workover.

- Terminada la circulación, colocar 20 bbl de fluido lavador en frente de los punzados realizados para desarrollar una prueba de inyectividad. Registrar los caudales, presiones y los volúmenes.

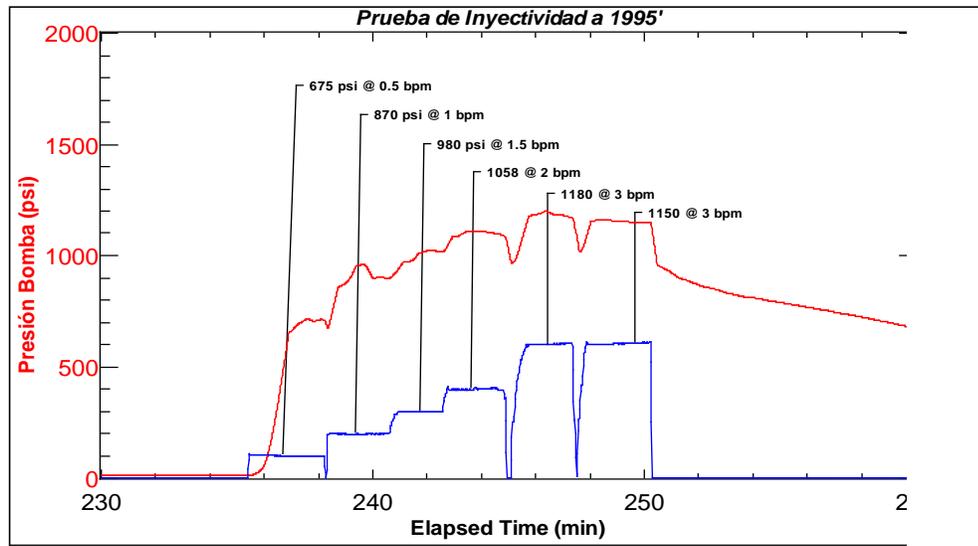


Gráfico Tipo de Prueba de Inyectividad para determinar la capacidad de admisión de los punzados, la formación y/o anular detrás del “casing”.

- Sacar la tubería flexible hasta superficie para cambiar la herramienta de perforación abrasiva por un “jet frontal” para la colocación de la lechada.
- Bajar la tubería flexible hasta el tope de arena y colocar una píldora viscosa pesada como base de la lechada de cemento a usar para la cementación secundaria. La densidad de la píldora viscosa debe ser mayor que la densidad de la lechada.
- Colocar un volumen adecuado de lechada de cemento basado en los resultados de la prueba de inyectividad previa. En los trabajos realizados, el volumen promedio de lechada fue de 20 bbl.
- Retirar la tubería flexible hasta superficie para cambiar el “jet frontal” por una herramienta de limpieza de alto impacto.
- Colocar la tubería flexible dentro del pozo, lo suficiente para cerrar el anular e iniciar la cementación secundaria.
- Iniciar la cementación secundaria forzando un volumen inicial grande y dejando un volumen menor para la hesitación. En los trabajos realizados, en general se forzó un volumen inicial de 15 bbl y se dejó un volumen para hesitar de 5 bbl.
- Hesitar el volumen restante hasta obtener una presión de cierre.

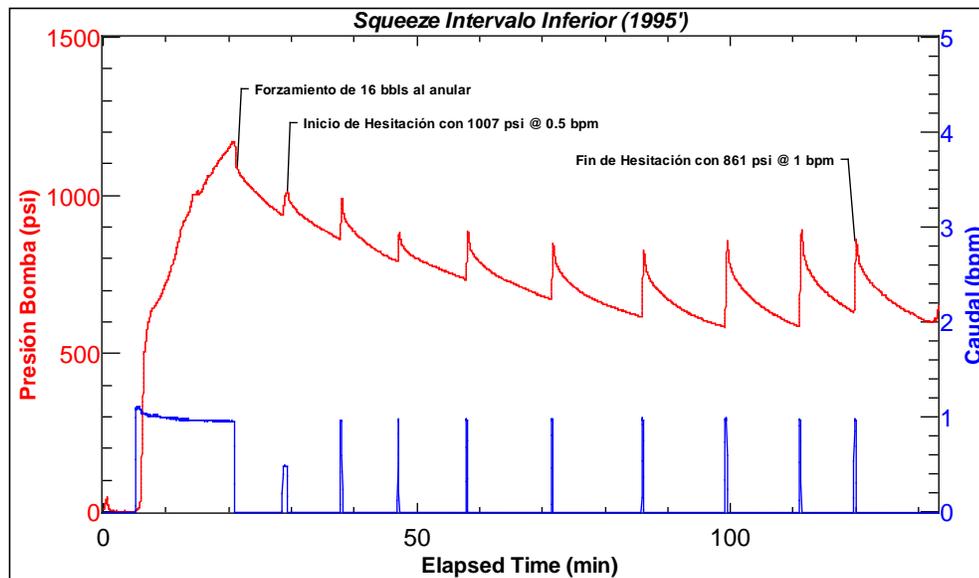


Gráfico Tipo de hesitación con un forzamiento inicial de un volumen de cemento dado, seguido de la hesitación propiamente dicha.

16. Alcanzada la presión de cierre, bajar la unidad de tubería flexible con circulación para remover el cemento dejado dentro de la tubería de revestimiento.
17. La remoción del cemento implica la contaminación del mismo con 10 bbl de fluido contaminante, seguido de fluido de workover hasta obtener retorno limpio en superficie.
18. Sacar la tubería flexible hasta superficie para cambiar la herramienta de limpieza por la herramienta de perforación abrasiva para realizar los punzados superiores para la siguiente cementación secundaria.
19. Dejar caer sacos de arena dentro del pozo a fin de tener como nuevo fondo unos 10 pies por debajo del intervalo superior a punzar.
20. Realizar prueba de hermeticidad de los punzados inferiores.
21. Con los resultados positivos de la prueba, iniciar el descenso de la tubería flexible dentro del pozo a ± 50 ft/min para verificar el tope de arena. Disminuir la velocidad a 10 ft/min 50 ft antes del fondo estimado.
22. Llevar la herramienta de perforación abrasiva a la profundidad deseada para realizar los punzados superiores.
23. Realizar los punzados (3 punzados/posición), bombeando fluido cargado con arena a 2 bpm a fin de alcanzar una presión promedio de 3600 psi. Mantener el bombeo continuo por 6 min.
24. Realizados los punzados, desplazar el fluido cargado con arena de la tubería bombeando 10 bbl de gel lineal. Seguidamente circular un fondo arriba con fluido de workover.
25. Terminada la circulación, colocar 20 bbl de fluido lavador en frente de los punzados realizados para desarrollar una prueba de inyectividad. Registrar los caudales, presiones y los volúmenes.

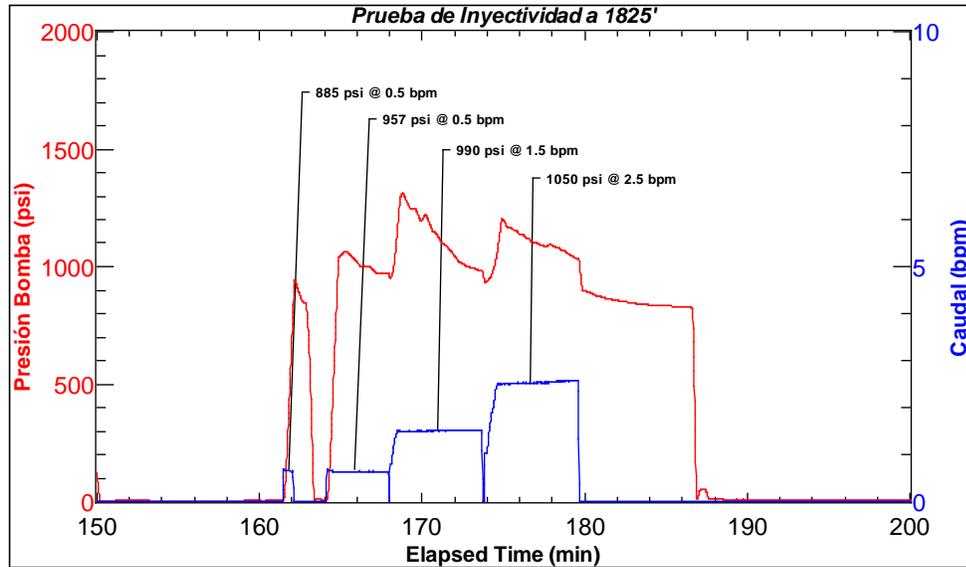


Gráfico Tipo de Prueba de Inyectividad para determinar la capacidad de admisión de los punzados, la formación y/o anular detrás del "casing".

26. Sacar la tubería flexible hasta superficie para cambiar la herramienta de perforación abrasiva por un "jet frontal" para la colocación de la lechada.
27. Bajar la tubería flexible hasta el tope de arena y colocar una píldora viscosa pesada como base de la lechada de cemento a usar para la cementación secundaria. La densidad de la píldora viscosa debe ser mayor que la densidad de la lechada.
28. Colocar un volumen adecuado de lechada de cemento basado en los resultados de la prueba de inyectividad previa. En los trabajos realizados, el volumen promedio de lechada fue de 20 bbl.
29. Retirar la tubería flexible hasta superficie para cambiar el "jet frontal" por una herramienta de limpieza de alto impacto.
30. Colocar la tubería flexible dentro del pozo, lo suficiente para cerrar el anular e iniciar la cementación secundaria.
31. Iniciar la cementación secundaria forzando un volumen inicial grande y dejando un volumen menor para la hesitación. En los trabajos realizados, en general se forzó un volumen inicial de 15 bbl y se dejó un volumen para hesitar de 5 bbl.
32. Hesitar el volumen restante hasta obtener una presión de cierre.

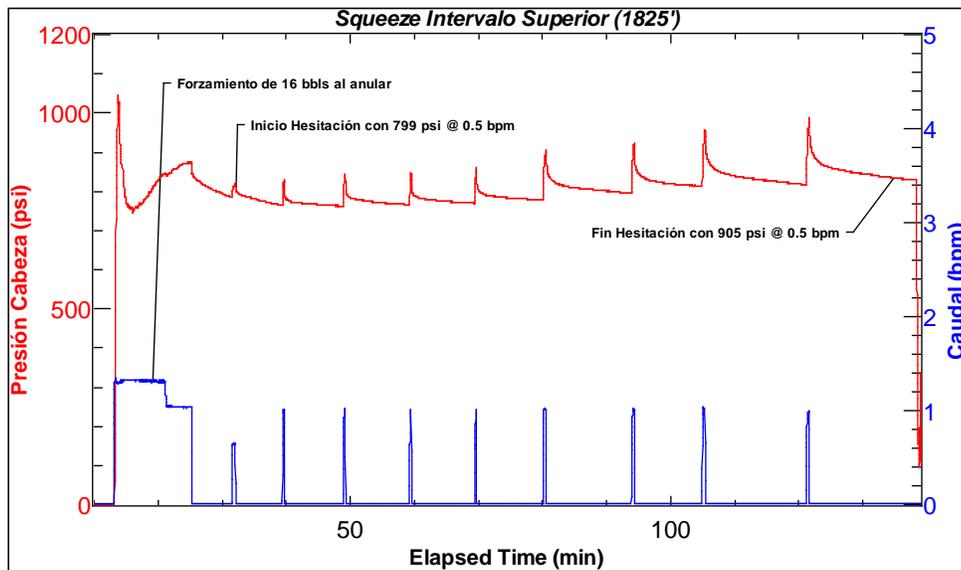
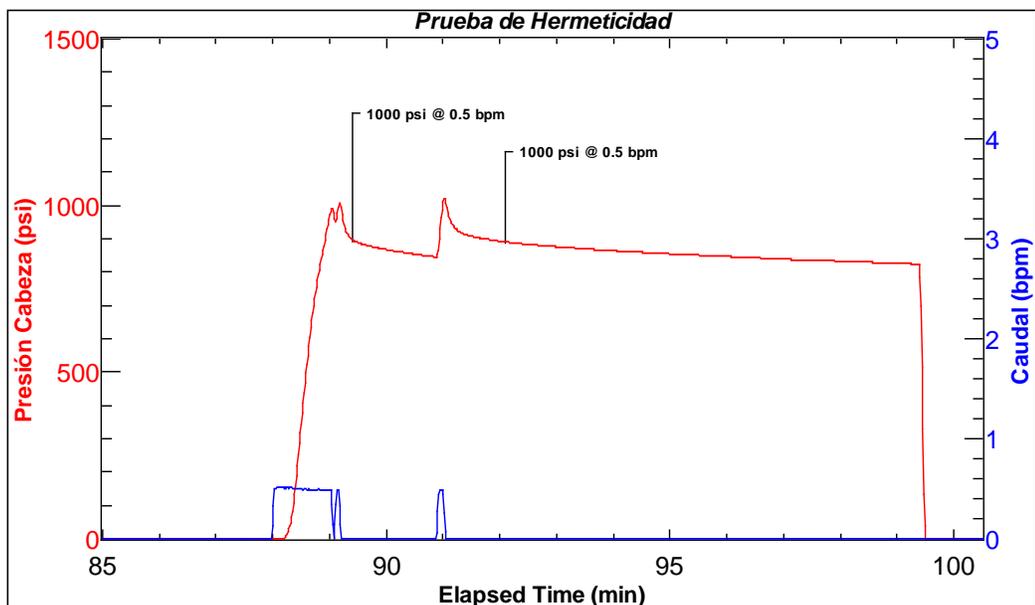


Gráfico Tipo de hesitación con un forzamiento inicial de un volumen de cemento seguido de la hesitación propiamente dicha.

33. Alcanzada la presión de cierre, bajar la unidad de tubería flexible con circulación para remover el cemento dejado dentro de la tubería de revestimiento.
34. La remoción del cemento implica la contaminación del mismo con 10 bbl de fluido contaminante, seguido de fluido de workover hasta obtener retorno limpio en superficie.
35. Continuar bajando la tubería flexible con circulación a fin de remover la arena dejada como base hasta alcanzar el tapón recuperable o permanente.
36. Sacar la tubería flexible hasta superficie para cambiar la herramienta de limpieza por la herramienta de perforación abrasiva para realizar los punzados para la siguiente operación de fractura hidráulica.
37. Dejar el pozo cerrado el tiempo suficiente para que el cemento desarrolle suficiente resistencia a la compresión.
38. Realizar prueba de hermeticidad.

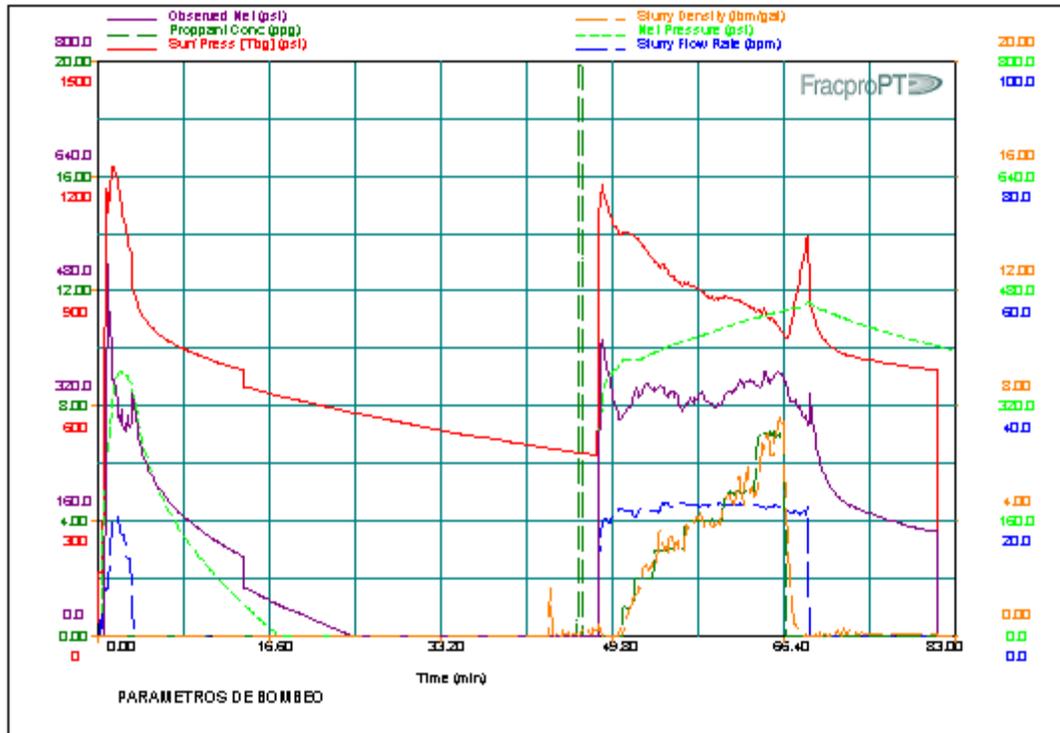


Prueba de Hermeticidad posterior a los trabajos de cementación secundaria. Con esta prueba se verifica que los punzados soportarán una presión superior a la presión de fractura de la formación a estimular con el fracturamiento hidráulico.

39. Verificada la hermeticidad del pozo, colocar la herramienta de perforación abrasiva en la ubicación más profunda de los punzados requeridos para la fractura hidráulica.
40. Realizar los punzados (3 punzados/posición) en la primera ubicación, bombeando fluido cargado con arena a 2 bpm a fin de alcanzar una presión promedio de 3600 psi. Mantener el bombeo continuo por 6 min.
41. Cumplido el tiempo establecido, disminuir el caudal hasta 0.5 bpm y llevar la herramienta de perforación abrasiva a la siguiente ubicación.
42. Con la herramienta en la siguiente ubicación, incrementar el caudal hasta 2 bpm para realizar los siguientes punzados (3 punzados/posición). Mantener el bombeo continuo con una presión promedio de 3600 psi por 6 min.
43. Repetir los dos pasos anteriores hasta completar todas las ubicaciones de punzados deseados.
44. Realizados todos los punzados, bajar la tubería flexible hasta 10 pies por debajo de los punzados más profundos y desplazar el fluido cargado con arena de la tubería bombeando 10 bbl de gel lineal. Seguidamente circular un fondo arriba o más con fluido de workover hasta obtener retorno de fluido limpio en superficie.
45. Retirar la tubería flexible hasta superficie y cerrar el pozo mientras se desarma la unidad de tubería flexible y se alinean los equipos de fracturamiento hidráulico para el desarrollo de la fractura.

FRACTURA HIDRÁULICA

46. Realizar una prueba de líneas a una presión que exceda en un 10% la presión máxima de bombeo esperada, sin exceder la presión de trabajo de la tubería.
47. Realizar un “Minifrac” a fin de ajustar el diseño.
48. Ajustado el diseño con los datos reales obtenidos en el “Minifrac”, proceder a realizar el tratamiento de fracturamiento hidráulico.



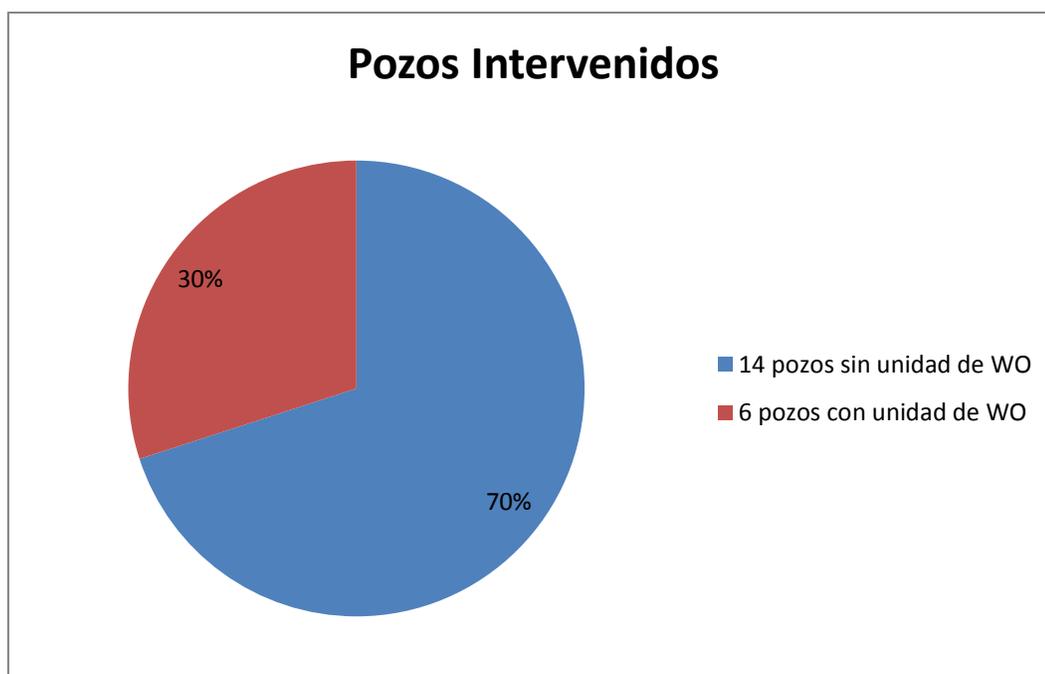
Gráfica tipo del proceso de fracturamiento de los pozos acondicionados con la unidad de tubería flexible.

49. Realizado el tratamiento, dejar el pozo cerrado el tiempo que la compañía operadora lo decida o mientras acondicione las facilidades para la producción.
50. Poner el pozo en producción.

12. RESULTADOS OPERATIVOS

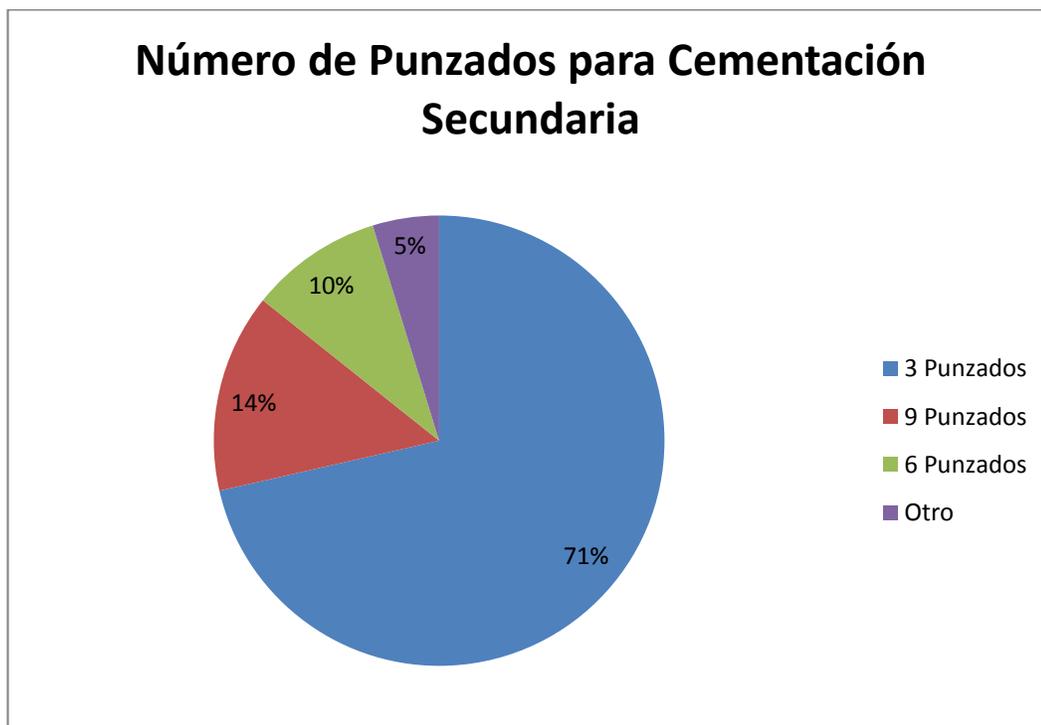
Después de la campaña de intervención de los 20 pozos, sobre la cual se ha realizado la presente tesis, se pueden resumir los siguientes resultados:

- De los 20 pozos intervenidos entre mayo y diciembre del 2009, 14 fueron acondicionados en su totalidad con la unidad de tubería flexible para el desarrollo de horizontes productivos someros. En los otros 6 pozos, fue necesario el uso de una unidad de “Workover” para rotar el cemento que no pudo ser removido después de la cementación secundaria.



- Los punzados tanto para los trabajos de cementación secundaria como para los trabajos de fractura hidráulica fueron realizados con la unidad de tubería flexible y la herramienta de perforación abrasiva en los 20 pozos intervenidos (100% de intervenciones con perforación abrasiva), lo que demuestra que este tipo de perforaciones es una tecnología viable para su uso en pozos del Nor-Oeste peruano.
- En cuanto a los punzados realizados para los trabajos de cementación secundaria:
 - En los 2 primeros pozos se realizaron 9 punzados en total para las cementaciones secundarias de las zonas inferiores y 6 punzados en total para las cementaciones secundarias de las zonas superiores.

- En los tres siguientes pozos, se realizaron 9 punzados en total tanto para las cementaciones secundarias de la zona inferior como de la zona superior.
- En los últimos 15 pozos se realizaron 3 punzados en total tanto para las cementaciones secundarias de la zona inferior como de la zona superior, salvo el último pozo donde fueron necesarios 9 punzados para la cementación secundaria de la zona inferior.



- Los punzados tanto para los trabajos de cementación secundaria como para los trabajos de fractura hidráulica fueron realizados manteniendo un caudal promedio de 2 bpm y una presión promedio de 3600 psi. El tiempo de bombeo se fue variando hasta obtener un valor óptimo, el cual en este caso fue de 8 min tanto para los punzados realizados para las cementaciones secundarias como para los trabajos de fractura hidráulica. En las **Tablas 12.1** y **12.5** se encuentran estos datos y otros detalles correspondientes a los punzados realizados para los trabajos de cementación secundaria.
- Con respecto a las pruebas de inyectividad. Los 10 primeros pozos fueron realizados con agua y los 10 últimos pozos con fluido lavador. Los volúmenes empleados fueron variables, siendo 30 bbl el volumen promedio para las zonas inferiores y 28 bbl para las superiores. En la **Tabla 12.2** se resumen los volúmenes, los caudales y las presiones obtenidas en los 20 pozos.

- En lo concerniente a los trabajos de cementación secundaria, los primeros 6 pozos representan la curva de aprendizaje previa a la implementación de los sistemas y del procedimiento operativo que ahora pueden aceptarse como guía para el desarrollo de cementaciones secundarias con tubería flexible con contaminación in-situ.
- Tras los 6 primeros pozos de aprendizaje, las cementaciones forzadas de los siguientes 14 pozos se realizaron teniendo como base para las lechadas de 15.6 ppg una píldora viscosa de 16 ppg y un gel de 8.34 ppg como fluido contaminante para la remoción del cemento dejado en el pozo después de alcanzada la presión de cierre.
- El volumen promedio de lechada usada en las cementaciones secundarias fue de 20 bbl, de los cuales se forzaba un volumen inicial grande de aproximadamente 15 bbl dejando 5 bbl para la hesitación. Estos datos así como los parámetros de caudal y presión se detallan en las **tablas 12.3 y 12.4**.
- Todos los pozos intervenidos lograron ser fracturados hidráulicamente a través de los punzados creados abrasivamente.
- El número promedio de punzados por fractura fue de 57. De acuerdo al “Minifrac”, la eficiencia promedio de los punzados fue superior al 50%, la fricción en los perforados promedio fue de 140 psi y la tortuosidad promedio fue de 25 psi siendo en muchos casos igual a 0 psi. **Ver tabla 12.5**.

La siguiente tabla muestra una comparación entre los resultados obtenidos con la perforación abrasiva y con una perforación convencional:

	Perforación Convencional	Perforación Abrasiva
N° de Perforados	200	55
Perf.Efectivos	74	40
Eficiencia	37%	53%
Fricción Perf.	200	140
Fricción Near Wellbore	60 psi	25 psi

Los resultados operativos de los 20 pozos, se muestran en las siguientes tablas:

Tabla 12.1: Parámetros de la perforación abrasiva para cementaciones secundarias.

Pozo	Intervalo de Interés		Perforaciones Creadas para Cementación Forzada Zona Inferior									Perforaciones Creadas para Cementación Forzada Zona Superior										
	Formación	Profundidad	Posición Perforados	Perforados/ Posición	Número Perforados	Caudal	Presión	T.Bombeo/ Posición	Volumen Fluido Abrasivo	Volumen Gel	Sacos de Arena	Posición Perforados	Perforados/ Posición	Número Perforados	Caudal	Presión	T.Bombeo/ Posición	Volumen Fluido Abrasivo	Volumen Gel	Sacos de Arena		
HJ1	Hélico	2960 ft - 3036 ft	3050 ft	3	9	2.4 bpm	4000 psi	10 min	24 bbl	23 bbl	10.0	2900 ft	3	6	2.5 bpm	4500 psi	7 min	18 bbl	17 bbl	7.0		
			3045 ft	3		2.8 bpm	3700 psi	10 min	28 bbl	27 bbl	12.0				2.5 bpm	4320 psi	7 min	18 bbl	17 bbl	7.0		
			3040 ft	3		2.5 bpm	3560 psi	10 min	25 bbl	24 bbl	11.0				2895 ft	3	2.5 bpm	4320 psi	7 min	18 bbl	17 bbl	7.0
M	Verdún	2175 ft - 2281 ft	2303 ft	3	9	2.6 bpm	3530 psi	4.3 min	12 bbl	11 bbl	5.0	2165 ft	3	6	2.9 bpm	3612 psi	6.6 min	19 bbl	18 bbl	8.0		
			2300 ft	3		3.0 bpm	3700 psi	4.7 min	14 bbl	13 bbl	5.0				2.9 bpm	3640 psi	6.6 min	19 bbl	18 bbl	8.0		
			2298 ft	3		2.8 bpm	3300 psi	5.0 min	13 bbl	12 bbl	5.0				2160 ft	3	2.9 bpm	3640 psi	6.6 min	19 bbl	18 bbl	8.0
J1	Hélico	2593 ft - 2738 ft	2794 ft	3	9	2.0 bpm	3700 psi	6 min	12 bbl	11.5 bbl	5.0	2595 ft	3	9	2.0 bpm	3700 psi	6 min	12 bbl	11.5 bbl	5.0		
			2789 ft	3		2.0 bpm	3700 psi	6 min	12 bbl	11.5 bbl	5.0				2585 ft	3	2.0 bpm	3700 psi	6 min	12 bbl	11.5 bbl	5.0
			2784 ft	3		2.0 bpm	3700 psi	6 min	12 bbl	11.5 bbl	5.0				2575 ft	3	2.0 bpm	3700 psi	6 min	12 bbl	11.5 bbl	5.0
J2	Hélico	2428 ft - 2568 ft	2665 ft	3	9	1.8 bpm	3750 psi	3.6 min	6.6 bbl	6.3 bbl	2.7	2365 ft	3	9	2.0 bpm	3750 psi	3.5 min	7 bbl	6.7 bbl	2.8		
			2660 ft	3		1.8 bpm	3750 psi	3.6 min	6.6 bbl	6.3 bbl	2.7				2360 ft	3	2.0 bpm	3750 psi	3.5 min	7 bbl	6.7 bbl	2.8
			2655 ft	3		1.8 bpm	3750 psi	3.6 min	6.6 bbl	6.3 bbl	2.7				2355 ft	3	2.0 bpm	3750 psi	3.5 min	7 bbl	6.7 bbl	2.8
HJ2	Verdún	1985 ft - 2070 ft	2110 ft	3	9	2.0 bpm	3660 psi	3.5 min	7 bbl	6.7 bbl	2.8	1830 ft	3	9	2.0 bpm	3660 psi	3.5 min	7 bbl	6.7 bbl	2.8		
			2105 ft	3		2.0 bpm	3630 psi	3.5 min	7 bbl	6.7 bbl	2.8				1825 ft	3	2.0 bpm	3660 psi	3.5 min	7 bbl	6.7 bbl	2.8
			2100 ft	3		2.0 bpm	3650 psi	3.5 min	7 bbl	6.7 bbl	2.8				1820 ft	3	2.0 bpm	3660 psi	3.5 min	7 bbl	6.7 bbl	2.8
		1623 ft - 1734 ft	1830 ft	3	9	2.0 bpm	3660 psi	3.5 min	7 bbl	6.7 bbl	2.8	1610 ft	3	9	2.0 bpm	3660 psi	3.5 min	7 bbl	6.7 bbl	2.8		
			1825 ft	3		2.0 bpm	3660 psi	3.5 min	7 bbl	6.7 bbl	2.8	1605 ft	3		2.0 bpm	3660 psi	3.5 min	7 bbl	6.7 bbl	2.8		
			1820 ft	3		2.0 bpm	3660 psi	3.5 min	7 bbl	6.7 bbl	2.8	1600 ft	3		2.0 bpm	3660 psi	3.5 min	7 bbl	6.7 bbl	2.8		
J3	Verdún	1908 ft - 2105 ft	2135 ft	3	3	2.0 bpm	3700 psi	8.5 min	17 bbl	16.3 bbl	7.0	1885 ft	3	3	2.0 bpm	3700 psi	8.5 min	17 bbl	16 bbl	7.0		
H1	Verdún	1592 ft - 1779 ft	1800 ft	3	3	2.0 bpm	3600 psi	6 min	12 bbl	11.5 bbl	4.8	1580 ft	3	3	2.0 bpm	3600 psi	6 min	12 bbl	11.5 bbl	4.8		
H2	Verdún	1830 ft - 1970 ft	1995 ft	3	3	2.0 bpm	3600 psi	6 min	12 bbl	11.5 bbl	4.8	1825 ft	3	3	2.0 bpm	3600 psi	6 min	12 bbl	11.5 bbl	4.8		
J4	Verdún	1798 ft - 1907 ft	1919 ft	3	3	2.0 bpm	3600 psi	8 min	16 bbl	15.3 bbl	6.4	1788 ft	3	3	2.0 bpm	3600 psi	8 min	16 bbl	15.3 bbl	6.4		
J5	Verdún	1804 ft - 2013 ft	2045 ft	3	3	2.0 bpm	3600 psi	8 min	16 bbl	15.3 bbl	6.4	1794 ft	3	3	2.0 bpm	3600 psi	8 min	16 bbl	15.3 bbl	6.4		
J6	Verdún	1815 ft - 1980 ft	1990 ft	3	3	2.0 bpm	3600 psi	6 min	12 bbl	11.5 bbl	4.8	1802 ft	3	3	2.0 bpm	3600 psi	6 min	12 bbl	11.5 bbl	4.8		
H3	Verdún	1544 ft - 1677 ft	1688 ft	3	3	2.0 bpm	3600 psi	6 min	12 bbl	11.5 bbl	4.8	1530 ft	3	3	2.0 bpm	3600 psi	6 min	12 bbl	11.5 bbl	4.8		
H4**	Verdún	2025 ft - 2183 ft	2195 ft	3	3	2.0 bpm	3600 psi	16 min	32 bbl	30.6 bbl	12.8	2015 ft	3	3	2.0 bpm	3600 psi	10 min	20 bbl	19.1 bbl	8.0		
J7	Hélico	1245 ft - 1396 ft	1405 ft	3	3	1.8 bpm	3700 psi	9 min	16.2 bbl	15.5 bbl	6.5	1235 ft	3	3	2.0 bpm	3700 psi	8 min	16.0 bbl	15.3 bbl	6.5		
I**	Hélico	2740 ft - 2792 ft	2810 ft	3	3	2.0 bpm	3700 psi	8 min	16 bbl	15.3 bbl	6.4	2720 ft	3	3	2.0 bpm	3700 psi	8 min	32.0 bbl	30.6 bbl	13.0		
J8	Verdún	1867 ft - 1978 ft	1992 ft	3	3	1.8 bpm	3700 psi	9 min	16.2 bbl	15.5 bbl	6.5	1855 ft	3	3	2.0 bpm	3700 psi	8 min	16 bbl	15.3 bbl	6.5		
J9	Talara	1403 ft - 1555 ft	1580 ft	3	3	1.8 bpm	3700 psi	6 min	10.8 bbl	10.3 bbl	4.3	1387 ft	3	3	1.8 bpm	3700 psi	6 min	10.8 bbl	10.3 bbl	4.3		
H5	Verdún	2082 ft - 2185 ft	2073 ft	3	3	1.8 bpm	3600 psi	6 min	10.8 bbl	10.3 bbl	4.3	-	-	-	-	-	-	-	-			
H6	Terebrátula	3575 ft - 3668 ft	3720 ft	3	3	2.0 bpm	3600 psi	6 min	12 bbl	11.5 bbl	4.8	3471 ft	3	3	2.0 bpm	3600 psi	10 min	20 bbl	19.1 bbl	8.0		
H7**	Talara	3464 ft - 3630 ft	3688 ft	3	9	2.0 bpm	3800 psi	10 min	20 bbl	19.1 bbl	8.0	3462 ft	3	3	2.0 bpm	3800 psi	15 min	30 bbl	29 bbl	12.1		
			3648 ft	3		2.0 bpm	3800 psi	10 min	20 bbl	19.1 bbl	8.0											
			3640 ft	3		2.0 bpm	3800 psi	12 min	24 bbl	22.9 bbl	9.6											

** Pozo H4: Se repitieron los punzados inferiores (2195 ft) debido a la baja inyectividad de los primeros.

Punzados iniciales: 2bpm, 3600 psi, 6 min, 12 bbl fluido abrasivo, 11.5 bbl gel, 4.8 sx de arena. Punzados Repetidos: 2bpm, 3600 psi, 10 min, 20 bbl fluido abrasivo, 19.1 bbl gel, 8 sx de arena.

** Pozo I: Se repitieron los punzados superiores (2720 ft) debido a la baja inyectividad de los primeros.

Punzados iniciales: 2bpm, 3700 psi, 8 min, 16 bbl fluido abrasivo, 15.3 bbl gel, 6.5 sx de arena. Punzados Repetidos: 2bpm, 3800 psi, 8 min, 16 bbl fluido abrasivo, 15.3 bbl gel, 6.5 sx de arena.

** Pozo H7: Inicialmente el programa contemplaba realizar los punzados inferiores en una sola posición, Sin embargo, debido a la baja admisión se decidió realizar punzados adicionales a 3648 ft. Debido a que la inyectividad continuaba baja, se realizó punzados en una tercera posición (3640 ft) y se realizó un lavado ácido con lo cual mejoró la inyectividad.

Tabla 12.2: Parámetros de las Pruebas de Inyectividad previo a las cementaciones secundarias.

Pozo	Prueba de Inyectividad previa a la Cementación Secundaria Zona Inferior												Prueba de Inyectividad previa a la Cementación Secundaria Zona Superior											
	Profundidad	Fluido de Prueba			Presión de inyección								Profundidad	Fluido de Prueba			Presión de inyección							
		Fluido	Densidad	Volumen	0.5 bpm	1.0 bpm	1.5 bpm	2.0 bpm	2.5 bpm	3.0 bpm	3.5 bpm	4.0 bpm		Fluido	Densidad	Volumen	0.5 bpm	1.0 bpm	1.5 bpm	2.0 bpm	2.5 bpm	3.0 bpm	3.5 bpm	4.0 bpm
HJ1	3050 ft-3040 ft	Salmuera	8.34 ppg	40 bbl	-	384 psi	456 psi	462 psi	504 psi	563 psi	589 psi	668 psi	2900 ft-2895 ft	Salmuera	8.34 ppg	64 bbl	460 psi	463 psi	542 psi	576 psi	648 psi	743 psi	-	-
M*	2303 ft-2298 ft	Salmuera	8.34 ppg	25 bbl	1530 psi	1880 psi	2091 psi	1850 psi	1527 psi	-	-	-	2165 ft-2160 ft	Salmuera	8.34 ppg	30 bbl	-	537 psi	573 psi	573 psi	715 psi	-	-	-
J1	2794 ft-2784 ft	Salmuera	8.34 ppg	73 bbl	-	1120 psi	745 psi	760 psi	-	790 psi	800 psi	830 psi	2585 ft-2575 ft	Salmuera	8.34 ppg	30 bbl	-	993 psi	745 psi	780 psi	815 psi	-	940 psi	-
J2	2665 ft-2655 ft	Salmuera	8.34 ppg	40 bbl	543 psi	489 psi	-	1044 psi	1345 psi	1924 psi	-	-	2365 ft-2355 ft	Salmuera	8.34 ppg	26 bbl	690 psi	927 psi	1027 psi	1102 psi	-	1416 psi	-	-
HJ2	2110 ft-2100 ft	Salmuera	8.34 ppg	40 bbl	660 psi	750 psi	721 psi	720 psi	680 psi	656 psi	670 psi	-	1610 ft-1600 ft	Salmuera	8.34 ppg	20 bbl	590 psi	665 psi	615 psi	640 psi	610 psi	647 psi	-	-
	1830 ft-1820 ft	Salmuera	8.34 ppg	25 bbl	670 psi	658 psi	680 psi	660 psi	640 psi	660 psi	-	-	1610 ft-1600 ft	Salmuera	8.34 ppg	11 bbl	695 psi	780 psi	870 psi	870 psi	-	-	-	-
J3	2135 ft	Salmuera	8.34 ppg	20 bbl	-	710 psi	-	787 psi	-	844 psi	-	934 psi	1885 ft	Salmuera	8.34 ppg	25 bbl	540 psi	540 psi	-	690 psi	-	659 psi	-	645 psi
H1	1800 ft	Salmuera	8.34 ppg	26 bbl	100 psi	745 psi	765 psi	798 psi	-	893 psi	-	-	1580 ft	Salmuera	8.34 ppg	30 bbl	990 psi	910 psi	935 psi	980 psi	1030 psi	1090 psi	1110 psi	1215 psi
H2	1995 ft	Salmuera	8.34 ppg	25 bbl	675 psi	870 psi	980 psi	1058 psi	-	1180 psi	-	-	1825 ft	Salmuera	8.34 ppg	25 bbl	957 psi	-	990 psi	-	1050 psi	-	-	-
J4	1919 ft	Salmuera	8.34 ppg	39 bbl	720 psi	758 psi	-	875 psi	910 psi	995 psi	-	1160 psi	1788 ft	Salmuera	8.34 ppg	30 bbl	931 psi	817 psi	846 psi	829 psi	-	826 psi	-	888 psi
J5	2045 ft	Salmuera	8.34 ppg	30 bbl	-	950 psi	870 psi	907 psi	-	1018 psi	-	1038 psi	1794 ft	Salmuera	8.34 ppg	21 bbl	-	1050 psi	764 psi	809 psi	824 psi	865 psi	842 psi	939 psi
J6	1990 ft	Mud Clean	8.34 ppg	25 bbl	-	830 psi	-	1004 psi	-	1010 psi	-	1160 psi	1802 ft	Mud Clean	8.34 ppg	25 bbl	-	654 psi	-	695 psi	-	730 psi	-	810 psi
H3	1688 ft	Mud Clean	8.34 ppg	30 bbl	460 psi	585 psi	684 psi	755 psi	810 psi	860 psi	883 psi	906 psi	1530 ft	Mud Clean	8.34 ppg	45 bbl	1190 psi	715 psi	715 psi	700 psi	715 psi	740 psi	-	785 psi
H4**	2195 ft	Mud Clean	8.34 ppg	30 bbl	450 psi	560 psi	643 psi	655 psi	680 psi	705 psi	-	775 psi	2015 ft	Mud Clean	8.34 ppg	25 bbl	730 psi	757 psi	680 psi	752 psi	817 psi	-	1010 psi	1120 psi
J7	1405 ft	Mud Clean	8.34 ppg	20 bbl	445 psi	520 psi	530 psi	500 psi	-	570 psi	-	640 psi	1235 ft	Mud Clean	8.34 ppg	20 bbl	519 psi	570 psi	600 psi	610 psi	-	683 psi	-	772 psi
I**	2810 ft	Mud Clean	8.34 ppg	25 bbl	690 psi	750 psi	-	850 psi	-	917 psi	950 psi	-	2720 ft	Mud Clean	8.34 ppg	20 bbl	1416 psi	1488 psi	1653 psi	1950 psi	-	-	-	-
J8	1992 ft	Mud Clean	8.34 ppg	25 bbl	763 psi	709 psi	-	773 psi	-	883 psi	-	1008 psi	1855 ft	Mud Clean	8.34 ppg	25 bbl	493 psi	546 psi	-	660 psi	-	797 psi	-	954 psi
J9	1580 ft	Mud Clean	8.34 ppg	20 bbl	492 psi	568 psi	658 psi	727 psi	-	894 psi	-	-	1387 ft	Mud Clean	8.34 ppg	30 bbl	730 psi	704 psi	704 psi	732 psi	-	820 psi	-	950 psi
H5	2073 ft	Mud Clean	8.34 ppg	24 bbl	717 psi	785 psi	883 psi	-	969 psi	1481 psi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
H6	3720 ft	Mud Clean	8.34 ppg	32 bbl	1490 psi	1595 psi	1690 psi	1730 psi	1745 psi	1760 psi	-	-	3471 ft	Mud Clean	8.34 ppg	30 bbl	822 psi	889 psi	928 psi	965 psi	1012 psi	1035 psi	1055 psi	1080 psi
H7**	3688 ft-3640 ft	Mud Clean	8.34 ppg	15 bbl	1907 psi	1880 psi	2000 psi	-	-	-	-	-	3462 ft	Mud Clean	8.34 ppg	36 bbl	1046 psi	1447 psi	1288 psi	1250 psi	1285 psi	1280 psi	-	-

* Durante la prueba de inyectividad de los punzados superiores se obtuvo circulación a los 12 bbl bombeados; entonces se reinició la prueba de inyectividad desde 1bpm hasta 2.5 bpm bombeando 18 bbl adicionales. Los valores mostrados en el cuadro corresponden a la prueba de inyectividad reiniciada después de que el pozo circulara.

** Pozo H4: Se repitieron los punzados inferiores (2195 ft) debido a la baja inyectividad de los primeros.

Prueba de inyectividad inicial: 0.5 bpm: 880 psi, 1 bpm: 1403 psi, 0.5 bpm: 845 psi, 1 bpm: 1430 psi, 0.5 bpm: 820 psi, 1 bpm: 1510 psi. Volumen bombeado: 30 bbl.

** Pozo I: Se repitieron los punzados superiores (2720 ft) debido a que la inyectividad de los primeros fue casi nula. Prueba de inyectividad inicial: 0.5 bpm: 1375 psi, 1 bpm: 1500 psi. Volumen bombeado: 3 bbl.

** Pozo H7: Inicialmente el programa contemplaba realizar los punzados inferiores en una sola posición (3688 ft). Sin embargo, debido a la baja admisión se decidió realizar punzados adicionales a 3648 ft.

Debido a que la inyectividad continuaba baja, se realizó punzados en una tercera posición (3640 ft) y se realizó un lavado ácido con lo cual mejoró la inyectividad (valores mostrados en el cuadro).

P. Inyectividad a 3688 ft: 0.5 bpm: 1479 psi, 0.5 bpm: 1796 psi, 0.5 bpm: 1987 psi. Volumen bombeado 1 bbl. P. Inyectividad a 3648 ft: 0.5 bpm: 1368 psi, 0.5 bpm: 1770 psi, 0.5 bpm: 2120 psi. Volumen bombeado 0.75 bbl

Tabla 12.3: Parámetros de las cementaciones Secundarias.

Pozo	Cementación Secundaria Zona Inferior									Cementación Secundaria Zona Superior								
	Profundidad	Píldora Viscosa			Lechada Cemento		Fluido Contaminante			Profundidad	Píldora Viscosa			Lechada Cemento		Fluido Contaminante		
		Fluido	Densidad	Volumen	Densidad	Volumen	Fluido	Densidad	Volumen		Fluido	Densidad	Volumen	Densidad	Volumen	Fluido	Densidad	Volumen
HJ1	3050 ft-3040 ft	-	-	-	15.60 ppg	20 bbl	-	-	-	2900 ft-2895 ft	-	-	-	15.60 ppg	20 bbl	-	-	-
M	2303 ft-2298 ft	-	-	-	15.60 ppg	10 bbl	-	-	-	2165 ft-2160 ft	-	-	-	15.60 ppg	45 bbl	-	-	-
J1	2794 ft-2784 ft	-	-	-	15.60 ppg	15 bbl	-	-	-	2585 ft-2575 ft	-	-	-	15.60 ppg	15 bbl	-	-	-
J2	2665 ft-2655 ft	-	-	-	15.60 ppg	15 bbl	-	-	-	2365 ft-2355 ft	-	-	-	15.60 ppg	15 bbl	-	-	-
HJ2	2110 ft-2100 ft	-	-	-	15.60 ppg	18 bbl	-	-	-	1610 ft-1600 ft	-	-	-	15.60 ppg	18 bbl	-	-	-
	1830 ft-1820 ft	-	-	-	15.60 ppg	15 bbl	-	-	-	1610 ft-1600 ft(Rep)	-	-	-	15.60 ppg	10 bbl	-	-	-
J3	2135 ft	-	-	-	15.60 ppg	15 bbl	-	-	-	1885 ft	-	-	-	8.34 ppg	15 bbl	-	-	-
H1	1800 ft	Píldora Viscosa	16.00 ppg	1 bbl	15.60 ppg	20 bbl	Gel	8.34 ppg	10 bbl	1580 ft	Píldora Viscosa	16.00 ppg	3 bbl	15.60 ppg	20 bbl	Gel	8.34 ppg	10 bbl
H2	1995 ft	Píldora Viscosa	16.00 ppg	1 bbl	15.60 ppg	20 bbl	Gel	8.34 ppg	10 bbl	1825 ft	Píldora Viscosa	16.00 ppg	2 bbl	16.00 ppg	20 bbl	Gel	8.34 ppg	10 bbl
J4	1919 ft	Píldora Viscosa	16.00 ppg	2 bbl	15.60 ppg	20 bbl	Gel	8.34 ppg	10 bbl	1788 ft	Píldora Viscosa	16.00 ppg	2 bbl	15.60 ppg	20 bbl	Gel	8.34 ppg	10 bbl
J5	2045 ft	-	-	-	15.60 ppg	20 bbl	Gel	8.34 ppg	10 bbl	1794 ft	Píldora Viscosa	16.00 ppg	3 bbl	15.60 ppg	20 bbl	Gel	8.34 ppg	10 bbl
J6	1990 ft	Píldora Viscosa	16.00 ppg	2 bbl	15.80 ppg	20 bbl	Gel	8.34 ppg	10 bbl	1802 ft	Píldora Viscosa	16.00 ppg	1.5 bbl	15.60 ppg	20 bbl	Gel	8.34 ppg	10 bbl
										1530 ft	Píldora Viscosa	16.00 ppg	2 bbl	15.60 ppg	25 bbl	Gel	8.34 ppg	10 bbl
H3	1688 ft	Píldora Viscosa	16.00 ppg	1 bbl	15.60 ppg	20 bbl	Gel	8.34 ppg	10 bbl	1530 ft (Rep)	Píldora Viscosa	16.00 ppg	3 bbl	15.60 ppg	15 bbl	Gel	8.34 ppg	10 bbl
H4	2195 ft	-	-	-	15.60 ppg	23 bbl	Gel	8.34 ppg	10 bbl	2015 ft	Píldora Viscosa	16.00 ppg	4 bbl	15.60 ppg	20 bbl	Gel	8.34 ppg	10 bbl
J7	1405 ft	Píldora Viscosa	16.00 ppg	3 bbl	15.60 ppg	20 bbl	Gel	8.34 ppg	10 bbl	1235 ft	Píldora Viscosa	16.50 ppg	3 bbl	15.60 ppg	22 bbl	Gel	8.34 ppg	10 bbl
		Píldora Viscosa	16.00 ppg	1.5 bbl	15.60 ppg	14 bbl	Gel	8.34 ppg	10 bbl									
I	2810 ft	Píldora Viscosa	16.00 ppg	1 bbl	15.60 ppg	20 bbl	Gel	8.34 ppg	10 bbl	2720 ft	Píldora Viscosa	16.50 ppg	1 bbl	15.60 ppg	8 bbl	Gel	8.34 ppg	18 bbl
J8	1992 ft	-	-	-	15.60 ppg	20 bbl	Gel	8.34 ppg	10 bbl	1855 ft	Píldora Viscosa	16.50 ppg	1.5 bbl	15.60 ppg	20 bbl	Gel	8.34 ppg	10 bbl
										1855 ft (Rep)				15.60 ppg	16 bbl	-	-	-
J9	1580 ft	Píldora Viscosa	16.00 ppg	5 bbl	15.60 ppg	20 bbl	Gel	8.34 ppg	10 bbl	1387 ft	Píldora Viscosa	16.00 ppg	2.5 bbl	15.60 ppg	20.5 bbl	Gel	8.34 ppg	10 bbl
H5	2073 ft	Píldora Viscosa	16.00 ppg	6 bbl	15.60 ppg	21 bbl	Gel	8.34 ppg	18 bbl	-	-	-	-	-	-	-	-	
H6	3720 ft	Píldora Viscosa	16.00 ppg	1.5 bbl	15.60 ppg	10 bbl	Gel	8.34 ppg	10 bbl	3471 ft	-	-	-	15.60 ppg	25 bbl	-	-	
H7	3688 ft-3640 ft	-	-	-	15.60 ppg	10 bbl	Gel	8.34 ppg	10 bbl	3462 ft	Píldora Viscosa	16.00 ppg	3 bbl	15.60 ppg	20 bbl	Gel	8.34 ppg	10 bbl

Tabla 12.4: Parámetros de Presión registrada en las cementaciones secundarias.

Pozo	Cementación Secundaria Zona Inferior								Cementación Secundaria Zona Superior							
	Profundidad	Caudal	Presión Inicial	Presión Hesitación	Presión Final	Vol. Preparado	Vol. Forzado	Vol. Hesitado	Profundidad	Caudal	Presión Inicial	Presión Hesitación	Presión Final	Vol. Preparado	Vol. Forzado	Vol. Hesitado
HJ1	3050 ft-3040 ft	0.5 bpm	500 psi	500 psi	470 psi	20.0 bbl	14.5 bbl	1.5 bbl	2900 ft-2895 ft	0.5 bpm	500 psi	600 psi	650 psi	20.0 bbl	12.0 bbl	2.0 bbl
M*	2303 ft-2298 ft	0.5 bpm	700 psi	600 psi	600 psi	10.0 bbl	7.0 bbl	2.0 bbl	2165 ft-2160 ft	0.5 bpm	250 psi	600 psi	630 psi	45.0 bbl	30.0 bbl	8.0 bbl
J1	2794 ft-2784 ft	0.5 bpm	365 psi	350 psi	620 psi	15.0 bbl	10.0 bbl	5.0 bbl	2585 ft-2575 ft	0.5 bpm	550 psi	550 psi	792 psi	15.0 bbl	10.0 bbl	5.0 bbl
J2	2665 ft-2655 ft	0.5 bpm	200 psi	200 psi	500 psi	15.0 bbl	10.0 bbl	5.0 bbl	2365 ft-2355 ft	0.5 bpm	200 psi	200 psi	350 psi	15.0 bbl	10.0 bbl	4.0 bbl
HJ2	2110 ft-2100 ft	0.5 bpm	679 psi	769 psi	879 psi	18 bbl	13.0 bbl	2.0 bbl	1610 ft-1600 ft	0.5 bpm	500 psi	500 psi	590 psi	18 bbl	10.0 bbl	3.5 bbl
	1830 ft-1820 ft	0.5 bpm	632 psi	650 psi	762 psi	15 bbl	11.0 bbl	3.5 bbl	1610 ft-1600 ft (Rep)	0.5 bpm	300 psi	500 psi	545 psi	10 bbl	7.0 bbl	2.8 bbl
J3	2135 ft	0.5 bpm	685 psi	600 psi	750 psi	15 bbl	11.0 bbl	2.0 bbl	1885 ft	0.5 bpm	343 psi	300 psi	510 psi	15 bbl	10.0 bbl	3.5 bbl
H1	1800 ft	0.5 bpm	997 psi	900 psi	1000 psi	20 bbl	15.0 bbl	2.5 bbl	1580 ft	0.5 bpm	760 psi	600 psi	892 psi	20 bbl	15.0 bbl	4.0 bbl
H2	1995 ft	0.5 bpm	1007 psi	600 psi	600 psi	20 bbl	16.0 bbl	3.5 bbl	1825 ft	0.5 bpm	800 psi	800 psi	905 psi	20 bbl	16.0 bbl	3.5 bbl
J4	1919 ft	0.5 bpm	546 psi	650 psi	650 psi	20 bbl	15.0 bbl	4.0 bbl	1788 ft	0.5 bpm	700 psi	600 psi	400 psi	20 bbl	15.0 bbl	3.0 bbl
J5	2045 ft	0.5 bpm	700 psi	750 psi	800 psi	20 bbl	15.0 bbl	5.0 bbl	1794 ft	0.5 bpm	700 psi	750 psi	786 psi	20 bbl	15.0 bbl	5.0 bbl
J6	1990 ft	0.5 bpm	600 psi	600 psi	600 psi	20 bbl	16.0 bbl	3.0 bbl	1802 ft	0.5 bpm	650 psi	700 psi	700 psi	20 bbl	16.0 bbl	4.0 bbl
H3	1688 ft	0.5 bpm	900 psi	750 psi	760 psi	20 bbl	15.0 bbl	4.0 bbl	1530 ft	0.5 bpm	600 psi	600 psi	548 psi	25 bbl	20.0 bbl	4.5 bbl
									1530 ft (Rep.)	0.5 bpm	560 psi	640 psi	750 psi	15 bbl	8.0 bbl	3.5 bbl
H4	2195 ft	0.5 bpm	557 psi	500 psi	570 psi	23 bbl	16.0 bbl	4.0 bbl	2015 ft	0.5 bpm	652 psi	500 psi	650 psi	20 bbl	14.0 bbl	3.5 bbl
J7	1405 ft	0.5 bpm	295 psi	300 psi	420 psi	20 bbl	15.0 bbl	5.0 bbl	1235 ft	0.5 bpm	400 psi	500 psi	600 psi	22 bbl	15.0 bbl	7.0 bbl
	1405 ft (Rep)	1.0 bpm	430 psi	470 psi	520 psi	14 bbl	7.0 bbl	3.5 bbl								
I	2810 ft	1.0 bpm	880 psi	850 psi	1135 psi	20 bbl	16.0 bbl	3.5 bbl	2720 ft	0.5 bpm	1900 psi	1900 psi	1980 psi	8 bbl	-	6.5 bbl
J8	1992 ft	1.0 bpm	600 psi	770 psi	1300 psi	20 bbl	12.0 bbl	4.5 bbl	1855 ft	1.5 bpm	754 psi	680 psi	960 psi	20 bbl	14.0 bbl	3.5 bbl
									1855 ft (Rep)	1.0 bpm	714 psi	760 psi	890 psi	16 bbl	10.0 bbl	3.8 bbl
J9	1580 ft	1.0 bpm	701 psi	662 psi	830 psi	20 bbl	15.0 bbl	3.0 bbl	1387 ft	0.5 bpm	650 psi	550 psi	780 psi	20.5 bbl	15.0 bbl	2.0 bbl
H5	2073 ft	0.5 bpm	1050 psi	900 psi	1050 psi	21 bbl	16.0 bbl	2.7 bbl	-	-	-	-	-	-	-	-
H6	3720 ft	0.5 bpm	1860 psi	1960 psi	2100 psi	10 bbl	3.5 bbl	1.3 bbl	3471 ft	1.0 bpm	1150 psi	1000 psi	1125 psi	25 bbl	23.5 bbl	1.0 bbl
H7**	3688 ft-3640 ft	0.5 bpm	760 psi	830 psi	900 psi	10 bbl	-	3.0 bbl	3462 ft	1.0 bpm	1540 psi	1420 psi	1580 psi	20 bbl	6.0 bbl	0.8 bbl

Tabla 12.5: Parámetros de los perforados abrasivos para Fractura Hidráulica.

Pozo	Campo	Intervalo de Interés		Número Posiciones	Número Perforados/ Posición	Número Perforados	T. Bombeo/ Posición	Perforados Efectivos	Eficiencia	Fricción Perforados	Fricción Near Wellbore	Fecha inicial de Producción	PRP (bpd)	Producción Promedio (bpd)	Prod. 06/10 (bpd)
		Formación	Profundidad												
HJ1	Lobitos	Hélico	2960 ft - 3036 ft	22	3	66	6	58	87.88%	120 psi	0 psi	Jun-09	16	6	-
M	Vichayo	Verdún	2175 ft - 2281 ft	16	3	48	5	35	72.92%	74 psi	0 psi	Jul-09	63	21	13
J1	Millón	Hélico	2593 ft - 2738 ft	20	3	60	3	17	28.33%	300 psi	73 psi	Jul-09	63	32	4
J2	Lobitos	Hélico	2428 ft - 2568 ft	17	3	51	6	23	45.10%	308 psi	200 psi	Jul-09	1	3	3
HJ2	Silla	Verdún	1623 ft - 1734 ft	14	3	42	5	25	59.52%	12 psi	0 psi	Sep-09	9	10	9
			1985 ft - 2070 ft	15	3	45	5	22	48.89%	NR	0 psi				
J3	Silla	Verdún	1908 ft - 2105 ft	21	3	63	5	47	74.60%	65 psi	0 psi	Sep-09	9	7	7
H1	Vichayo	Verdún	1592 ft - 1779 ft	15	3	45	8	13	28.89%	330 psi	0 psi	Sep-09	45	19	15
H2	Vichayo	Verdún	1830 ft - 1970 ft	22	3	66	8	22	33.33%	180 psi	0 psi	Sep-09	19	5	4
J4	Vichayo	Verdún	1798 ft -1907 ft	16	3	48	8	21	43.75%	120 psi	60 psi	Sep-09	10	7	8
J5	Silla	Verdún	1804 ft - 2013 ft	26	3	78	8	60	76.92%	300 psi	117 psi	Oct-09	8	9	5
J6	Silla	Verdún	1815 ft - 1980 ft	20	3	60	8	25	41.67%	188 psi	13 psi	Aug-09	1	10	11
H3	San Pedro	Verdún	1544 ft - 1677 ft	17	3	51	8	30	58.82%	20 psi	0 psi	Oct-09	7	14	9
H4	Silla	Verdún	2025 ft - 2183 ft	21	3	63	10	20	31.75%	212 psi	0 psi	Oct-09	3	15	13
J7	Folche	Hélico	1245 ft - 1396 ft	20	3	60	8	25	41.67%	126 psi	11 psi	Nov-09	8	4	1.6
I	Millón	Hélico	2740 ft - 2792 ft	13	3	39	8	20	51.28%	125 psi	0 psi	Dec-09	20	8	5
J8	Silla	Verdún	1867 ft - 1978 ft	16	3	48	8	29.5	61.46%	72 psi	0 psi	Dec-09	9	12	8
J9	Santos	Talara	1403 ft - 1555 ft	21	3	63	8	26	41.27%	131 psi	0 psi	Dec-09	8	4	3
H5	Silla	Verdún	2082 ft - 2185 ft	17	3	51	8	22	43.14%	157 psi	37 psi	Jan-10	4	2	2
H6	Lobo	Terebrátula	3575 ft - 3668 ft	18	3	54	8	35	64.81%	12 psi	0 psi	-	-	-	-
H7	Chivo	Talara	3464 ft -3630 ft	20	3	60	10	38	63.33%	22 psi	18 psi	-	-	-	-

13. RESULTADOS DE PRODUCCIÓN

- La campaña de intervención de los pozos analizados en el presente trabajo empezó el 16 de mayo del 2009 y terminó el 30 de diciembre del mismo año. Antes de esta campaña los 20 pozos se encontraban produciendo alrededor de 45 BOPD entre todos. Después de las intervenciones, la producción combinada se estabilizó en 200 BOPD aproximadamente.
- De los 20 pozos intervenidos, 8 pozos presentan flujo natural.
- Tres de los 20 pozos no respondieron como se esperaba. Las razones de esto no son conocidas completamente; algunas de las razones podrían estar asociadas al mismo reservorio o a un daño generado durante la fractura.
- Esto indicaría que más del 80% de los trabajos de acondicionamiento fueron exitosos desde el punto de vista técnico y económico.
- El incremento de la producción obtenido como consecuencia de los trabajos de acondicionamiento de los 20 pozos con la unidad de tubería flexible se muestra en la Figura 12.1.

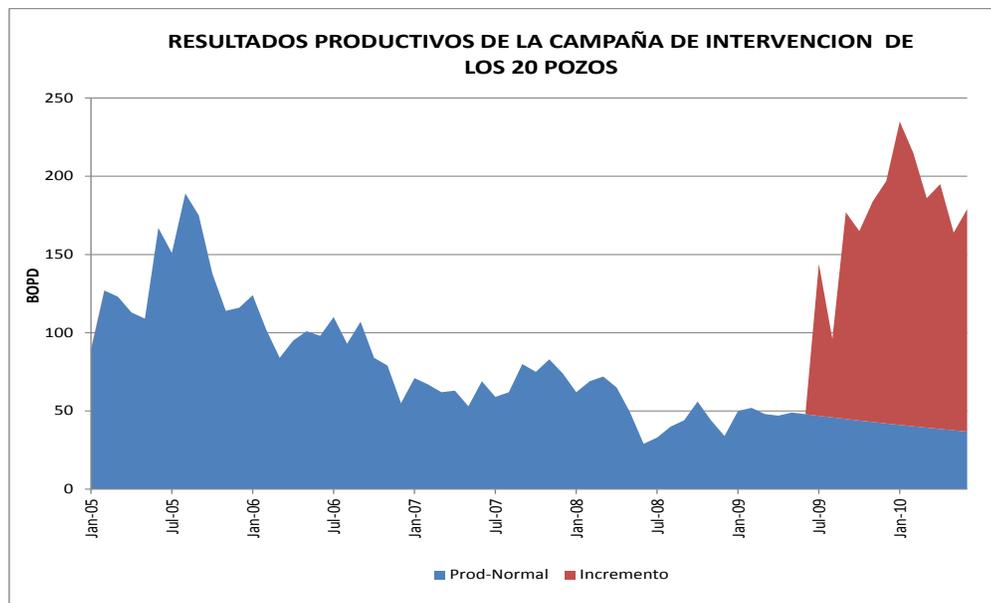


Figure 12.1: Comportamiento Productivo de los 20 pozos intervenidos con unidad de tubería flexible. La gráfica muestra el incremento de la producción diaria de petróleo de los 20 pozos combinados.

- La producción acumulada de petróleo en los 20 pozos logró ser incrementada en 49807 bbl durante julio del 2009 y junio del 2010.

14. EVALUACIÓN ECONÓMICA

Tabla 13.1: Costos del proyecto.

COSTO DE REACONDICIONAMIENTO (US\$)				
ACONDICIONAMIENTO DE POZOS CON UNIDAD DE TUBERIA FLEXIBLE				
Descripción	Unidad	Costo Unitario US \$	Cantidad Requerida	Total US \$
Unidad de Tubería Flexible	Global	10000	20.00	200,000
Servicio Punzamiento abrasivo	Global	8,000	20	160,000
Servicio Fractura	Global	50,000	20	1,000,000
Alquiler de Herramientas	Global	5,000	20	100,000
Materiales Subsuelo:				
Tubing 2 3/8"	Ft.	4.9	0	0
Varillas	EA	55.36	0	0
Bomba Subsuelo	EA	1600	20	32,000
Tubería de 2" y 1"	Global	4800	0	0
Accesorios	Global	1000	20	20,000
Otros (transporte, agua, etc)	Global	5000	20	100,000
TOTAL (US\$)				1,612,000

- El análisis de la rentabilidad del proyecto de reacondicionamiento de los 20 pozos con la unidad de tubería flexible, está basado en la producción posterior al proyecto.
- En ese sentido, el análisis contempla el tiempo desde Julio del 2009 hasta Junio del 2010 (12 meses) y contempla las siguientes consideraciones:
 - El precio promedio del crudo durante este periodo fue de \$80/bbl.
 - La inversión fue asumida al 100% por la Operadora.
 - Las regalías son del 13%.
 - Los costos operativos son de \$15/Bbl.
 - Se considera que los impuestos son del 32%.

Tabla 13.2: Flujo económico del reacondicionamiento de los 20 pozos con la unidad de tubería flexible.

FLUJO ECONÓMICO ACONDICIONAMIENTO DE POZOS CON TUBERÍA FLEXIBLE														
INVERSION \$\$		1,612,000										OUTPUT (12 MESES)		
TASA DE DESCUENTO		1.17%		Tasa Anual		15%						VAN (MUS\$)		1268
CAP. PROPIO		100%										TIR		208%
		\$1,612,000										PAYOUT (meses)		7.2
MES	PRODUCCION DIARIA	PRODUCCION MENSUAL	INGRESO BRUTO (\$\$)	COSTOS OPERATIVO (\$\$)	DEPRECIACION AMORTIZACION	TOTAL COSTOS	UTILIDAD ANTES IMPUESTOS	IMPUESTOS (% TASA)	UTILIDAD DESPUES IMPUESTOS	DEPRECIACION AMORTIZACION	INVERSION RECURSOS PROPIOS	FLUJO FONDOS (\$n)	FLUJO ACTUALIZADO (\$)	FLUJO ACTUALIZADO ACUMULADO \$\$
(n)	(BPD)	(BLS)	\$70	(\$\$)				32%						
0											-1,612,000	-1,612,000	-1612000	-1612000
1	144	4320	300,672	2,160	26,867	29,027	271,645	86,927	184,719	26,867		211,585	209,135	-1,402,865
2	96	2880	200,448	1,440	26,867	28,307	172,141	55,085	117,056	26,867		143,923	140,609	-1,262,255
3	177	5310	369,576	2,655	26,867	29,522	340,054	108,817	231,237	26,867		258,104	249,241	-1,013,014
4	165	4950	344,520	2,475	26,867	29,342	315,178	100,857	214,321	26,867		241,188	230,209	-782,805
5	184	5520	384,192	2,760	26,867	29,627	354,565	113,461	241,104	26,867		267,971	252,812	-529,993
6	197	5910	411,336	2,955	26,867	29,822	381,514	122,085	259,430	26,867		286,296	266,973	-263,021
7	235	7050	490,680	3,525	26,867	30,392	460,288	147,292	312,996	26,867		339,863	313,254	50,233
8	215	6450	448,920	3,225	26,867	30,092	418,828	134,025	284,803	26,867		311,670	283,942	334,175
9	186	5580	388,368	2,790	26,867	29,657	358,711	114,788	243,924	26,867		270,790	243,843	578,018
10	195	5850	407,160	2,925	26,867	29,792	377,368	120,758	256,610	26,867		283,477	252,311	830,329
11	164	4920	342,432	2,460	26,867	29,327	313,105	100,194	212,912	26,867		239,778	210,945	1,041,275
12	179	5370	373,752	2,685	26,867	29,552	344,200	110,144	234,056	26,867		260,923	226,889	1,268,164

Comentarios:

- Del flujo económico se puede apreciar que el proyecto fue pagado a los **7 meses** de producción (**PAYOUT**).
- A los 12 meses de producción los 20 pozos ya daban una ganancia de **\$ 1,268,164.00 (VAN)**.
- La Tasa Interna de Retorno (**TIR**) es del **208%** por lo que se considera que el proyecto es **rentable**.

Tabla 13.3: Comparación de Tiempo y Costos.

	RECONDICIONAMIENTO DE POZOS		PERFORACIÓN
	"WORKOVER"	TUBERIA FLEXIBLE	
TIEMPO (DIAS)	5	4	8
COSTOS (US\$)	70 K	60 K	600 K

15. CONCLUSIONES

Terminado el análisis de los trabajos de acondicionamiento de los 20 pozos en estudio, se han llegado a las siguientes conclusiones:

- Los resultados productivos y el análisis económico del acondicionamiento de los pozos en estudio demuestran que sí es posible recuperar hidrocarburos de horizontes de reciente interés en pozos sin aislamiento hidráulico usando técnicas de tubería flexible, haciendo viable la recuperación de reservas adicionales de petróleo en la Cuenca Talara.
- El acondicionamiento de pozos antiguos puede ser realizado en su totalidad con una unidad de tubería flexible, sin necesidad de usar un equipo de Workover.
- La ausencia de aislamiento hidráulico, que se observa como un rasgo común en los pozos antiguos de estos campos, puede ser resuelta mediante la técnica de cementación secundaria a través de tubería flexible.
- Los perforados necesarios tanto para los trabajos de cementación secundaria, como los que se requieran para poner en producción el pozo pueden ser realizados mediante la técnica de perforación abrasiva a través de tubería flexible
- El acondicionamiento de pozos antiguos usando una unidad de tubería flexible, permite recuperar reservas adicionales de petróleo en un menor tiempo y a un menor costo en comparación con la perforación de pozos nuevos.
- El acondicionamiento de los 20 pozos permitió recuperar cerca de 50000 bbl de petróleo adicionales en un año (incremento de 145 bopd), obteniendo una ganancia de **\$1,268,164.00**.

16. ANEXOS

16.1. UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE

16.1.1. RESEÑA HISTÓRICA DEL SERVICIO DE TUBERÍA FLEXIBLE

La tubería flexible, como una herramienta de servicio de pozos, fue originalmente desarrollada a inicios de los años 60. Las aplicaciones de servicio de pozos o trabajos de “workover” continúan representando las tres cuartas partes de los trabajos de tubería flexible. Sin embargo, el uso reciente y más avanzado de la tecnología de la tubería flexible para aplicaciones de terminación y perforación está rápidamente ganando popularidad.

El principal motivo que impulsó el uso de la tubería flexible inicialmente fue el deseo de desarrollar trabajos de remediación en pozos con presión (“vivos”). Para cumplir con este objetivo, tres desarrollos fundamentales fueron requeridos:

- Un conducto continuo capaz de ser insertado en el pozo (tubería flexible).
- Un medio que permita introducir y retirar la sarta dentro y fuera del pozo bajo presión (Cabeza Inyectora).
- Un dispositivo capaz de proveer un sello dinámico alrededor de la sarta de trabajo (“Stripper”).

Durante el resto de la década de los 60s y el inicio de los 70s, ambos Bowen Tools y Brown Oil Tools continuaron mejorando sus diseños para adaptar una tubería flexible de hasta 1 pulgada de diámetro externo. A mediados de los años 70s, más de 200 unidades de la tubería flexible, del diseño original, se encontraban en servicio.

A finales de 1970, el diseño del inyector fue influenciado por varias nuevas empresas fabricantes de equipos (Uni-Flex Inc., Otis Engineering Inc., Hydra Rig). Mientras los inyectores estuvieron siendo mejorados, las sargas de trabajo de tubería flexible también fueron sometidas a mejoras significativas.

El primer período comercial de servicios de tubería flexible (finales de los años 1960 y principios de 1970) fue dominado por tuberías de hasta 1 pulgada de diámetro externo y longitudes relativamente cortas. El diámetro de la tubería y la longitud fueron limitados por las propiedades mecánicas del material y los procesos de fabricación disponibles en el momento.

Inicialmente, las operaciones de tubería flexible sufrieron muchos fracasos debido a la baja calidad de la tubería. Una parte importante del problema estuvo relacionado con las numerosas soldaduras de tope presentes en la sarga de tubería flexible.

A finales de 1960, las sargas de tubería estuvieron siendo fabricadas en longitudes mucho mayores y con menos soldaduras de tope por sarga. Al mismo tiempo, las propiedades del acero mejoraron. La consiguiente mejora en la confiabilidad de sarga de tubería flexible benefició considerablemente a los servicios de Tubería Flexible.

En 1969, Southwestern Pipe Inc. comenzó a fabricar tubería flexible usando técnicas y materiales mejoradas. Otra empresa, Quality Tubing Inc., inició la fabricación de tubería en 1976 usando un proceso similar al de Southwestern Pipe Inc.

Durante la década de 1980, los materiales y las sargas de tubería flexible mejoraron significativamente, y el máximo diámetro externo de la tubería flexible aumentó a 1.75 pulgadas. En 1990, la primera tubería flexible de 2 pulgadas fue producida, seguida poco después por 2.375 pulgadas, 2,875 pulgadas y 3,50 pulgadas.

A lo largo de los últimos 15 años del siglo 20 la industria del servicio de tubería flexible creció a una velocidad muy rápida, cerca del 20% por año. Muchos atribuyen este crecimiento a las mejoras en el proceso de fabricación de la tubería desarrollados en la década de 1980. Esta evolución mejoró significativamente la confiabilidad en los servicios de tubería flexible, lo que le permitió conseguir una gran aceptación en el mercado. Una ola de desarrollo se desató en la industria y muchas nuevas aplicaciones de tubería flexible fueron desarrolladas.

Ahora en el presente siglo 21, la industria de tubería flexible está más madura y el número de aplicaciones nuevas que estaban siendo desarrolladas ha disminuido. El énfasis en el desarrollo de la industria ha cambiado para "ampliar los límites de alcance". Los servicios de tubería flexible están llevándose a cabo en pozos de mayor profundidad, de mayor extensión y de mayor tortuosidad con mayores presiones; se usan fluidos más corrosivos y erosivos, tuberías de mayor diámetro, mayor número de lubricadores, plataformas móviles, entre otros. Asimismo el alcance geográfico está siendo ampliado. Los servicios más nuevos son generalmente desarrollados y probados en áreas geográficas pequeñas. Una vez probados, estos son gradualmente aceptados y utilizados en otras áreas geográficas.

Los modernos equipos de tubería flexible que se utilizan hoy en día permiten realizar una variedad de aplicaciones en diferentes lugares de condiciones muy variadas.

16.1.2. UNIDADES DE TUBERÍA FLEXIBLE: DEFINICIÓN Y COMPONENTES

La tubería flexible, es exactamente lo que su nombre dice: una tubería flexible que puede ser enrollada en un carrete y desenrollada para ser colocada dentro de un pozo para diferentes servicios de pozos y trabajos de "workover".

La unidad de tubería flexible es usada en la misma forma que las unidades de servicios de pozo y "workover" para bajar herramientas dentro del pozo y circular fluidos.

La unidad de tubería flexible, la cual usualmente es montada sobre un tráiler o patín, tiene los siguientes componentes:

- Carretel de trabajo
- Inyector y Cuello de Ganso
- Fuente de Poder
- Cabina de control
- Equipo de Control de pozo
 - Stripper (Stuffing box o Packoff)
 - Blowout Preventers (BOP)

A continuación una breve descripción de cada uno de sus componentes:

Carretel de Trabajo:

El carrete de trabajo sirve como un mecanismo de almacenamiento de tubería flexible, durante el transporte y como el dispositivo de bobinado durante las operaciones con tubería flexible. El extremo interno de la unidad está conectado a través de un segmento hueco del núcleo del carrete a una unión giratoria de alta presión montada directamente en el núcleo; esta unión giratoria está asegurada a una sección estacionaria de la tubería que a su vez está conectada al sistema de bombeo del fluido o gas. En consecuencia, puede mantenerse el bombeo y la circulación continua durante todo el trabajo.

De forma general, el Carretel de Trabajo cumple las siguientes funciones:

- Almacenamiento de la cantidad requerida de tubería flexible para los trabajos a realizar.
- La capacidad para bombear fluidos, y nitrógeno a través de la tubería cuando está entrando o saliendo del pozo.
- Mantener el control de la tubería mientras se corre dentro y fuera del pozo.
- Equipado con un dispositivo medidor de profundidad lo que permite mantener el control sobre la misma.

Inyector:

Es el componente que permite transportar la tubería dentro o fuera del pozo, mediante un par de cadenas que se mueven simultáneamente, las cuales aplican una presión firme (fricción) en los lados opuestos del tubo para mantenerlo firmemente en el lugar.

El conjunto del inyector está diseñado para efectuar tres funciones básicas:

1. Proveer el empuje requerido para insertar la tubería del pozo contra la presión o para vencer la fricción del pozo. La tubería puede ser insertada ya sea con punta libre o con herramientas o dispositivos sujetos en la punta.
2. Controlar la velocidad de descenso dentro del pozo.
3. Soportar todo el peso de la tubería y acelerarlo a la velocidad de operación cuando se esté extrayéndola fuera del pozo.

Cuello de ganso (Arco guiador de tubería):

Los inyectores de cadena opuesta anti-rotación, usan un arco guiador de tubería que está ubicando directamente sobre el inyector. Este arco soporta la tubería a lo largo de todo el radio de doblado y guía la tubería flexible del carrete hacia las cadenas inyectoras. El conjunto del arco guía incorpora una

serie de rodillos o cojinetes a lo largo del arco para soportar la tubería y deberá también incluir una serie de rodillos superiores para centrar la tubería a medida que viaja sobre el arco guía.

Fuente de Poder:

Las unidades que suministran la fuerza motriz a la tubería flexible se constituyen con muchas configuraciones diferentes, dependiendo de la operación. La mayoría son movidas con motores Diesel, aunque un número limitado usa motores eléctricos. La Unidad motriz hidráulica se fabrica en el tamaño necesario para operar todos los componentes del sistema de tubería flexible. El tamaño del conjunto motriz variará según las necesidades de comando hidráulico.

Cabina de Control:

El diseño de la cabina de control puede variar con cada fabricante; sin embargo, normalmente todos los controles están posicionados en una consola remota. El conjunto de la consola está completo con todos los controles y indicadores requeridos para operar y controlar todos los componentes en uso. Asimismo, están ubicados dentro de la consola los sistemas de control que regulan el inyector, el conjunto del stripper y varios componentes para el control del pozo.

Equipo de control de pozo:

- **Stripper:**

Éste está instalado en la parte inferior del cabezal del inyector y es el principal dispositivo de control de pozo.

Su función es aislar la presión del pozo para que no fugue a la atmósfera.

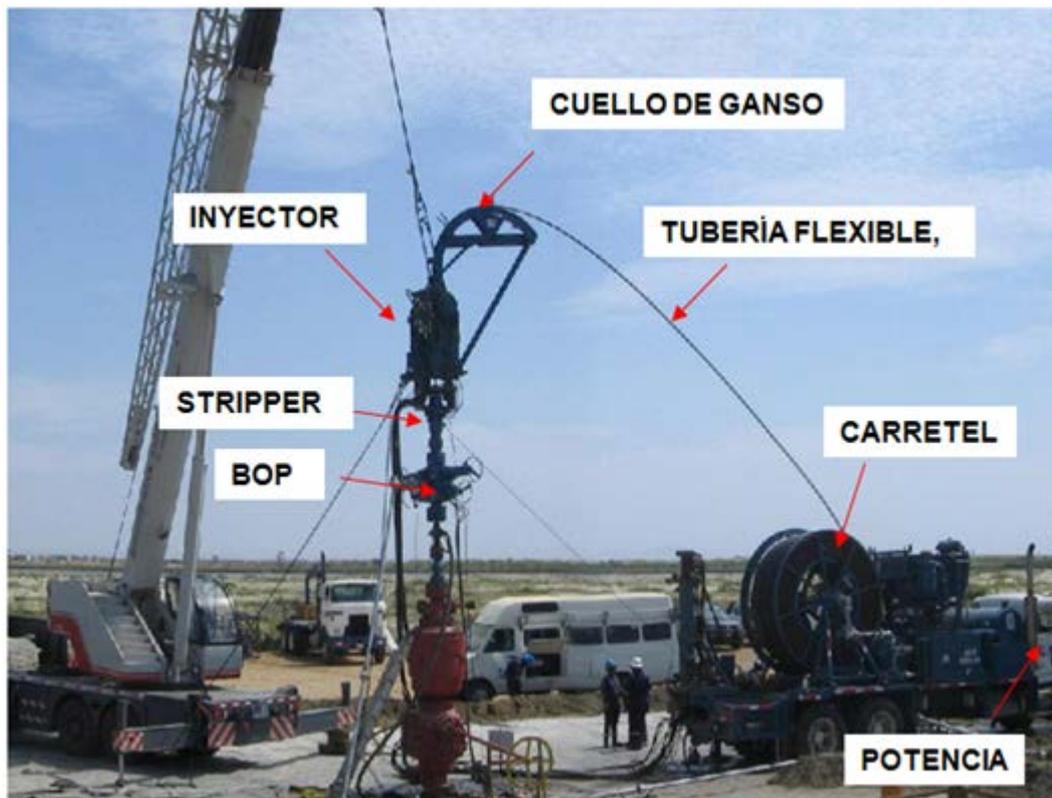
El stripper está equipado con gomas que sellan los gases y fluidos del pozo. El sello a presión consiste en un juego de insertos de poliuretano que están comprimidos alrededor de la tubería por medio de un cilindro hidráulico o pistón. Cuando el cilindro bombea hacia arriba, comprime los insertos contra la tubería sellando la misma.

- **Blowout Preventers (BOP):**

El principal propósito del sistema de prevención de explosión es permitir el control del pozo cuando desarrolle presión en la boca del pozo. Si esto se logra eficazmente, debe proporcionar lo siguiente:

- Un medio para cerrar el pozo con la tubería adentro o afuera.

- Un medio para liberar los fluidos de forma controlada.
- Un medio para bombear fluido dentro del pozo.
- Un medio para asegurar la tubería flexible.



Unidad de Tubería Flexible y sus Componentes

16.1.3. VENTAJAS DEL USO DE LA UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE

Rapidez y economía son las principales ventajas de las aplicaciones de tubería flexible. Así como también el tamaño relativamente pequeño de la unidad y el ahorro de tiempo en el armado comparado con las otras opciones para perforar pozos y atender trabajos de “workover”.

Las principales características beneficiosas de la tecnología de la tubería flexible son:

- Intervenciones seguras y eficientes en pozos con presión (“vivos”).
- Rápida movilización y armado.
- Habilidad para circular mientras se introduce y se retira la tubería del pozo.
- Reducción del tiempo de viaje y como resultado menor tiempo de inactividad del pozo.
- Operaciones en pozos horizontales donde no es posible el uso de una unidad de “wireline”.
- Disminución del impacto ambiental y del riesgo.
- Disminución de requerimientos de personal.
- Costos relativamente bajos.

Las primeras aplicaciones fueron diseñadas de acuerdo a las capacidades de circulación y colocación de fluidos de tubería flexible, mientras que las aplicaciones más recientes pueden contar con varias características únicas de la tubería flexible y de los equipos asociados.

16.1.4. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE USADA EN EL PROYECTO:

A continuación se describen las características de la unidad de tubería flexible usada en el acondicionamiento de los pozos intervenidos:

Información de la Tubería flexible:

- Tipo: Regular
- Diámetro externo: 1.5"
- Grado: QT-800
- Longitud: 5600 pies
- Capacidad interna: 0.0016 bbl/pie
- Desplazamiento del metal: 0.000589 bbl/pie
- Volumen interno total: 9 bbl
- Pres. máx. de prueba de la tubería: 5500 psi
- Pres. máx. de operación de la tubería estática: 5000 psi
- Pres. máx. de operación de la tubería en movimiento: 4500 psi
- Límite de tracción: 18000 lb
- Dispositivo de control STRIPPER: 5000 psi
- BOP: 10000 psi.

Información del carretel:

- Diámetro central: 58"
- Diámetro externo: 96"
- Ancho: 36"

Información del Inyector y de cuello de ganso:

- Modelo: WD-15
- Máxima carga de tensión: 15000 lb
- Máxima carga de compresión: 5000 lb
- Diámetro del cuello de ganso: 72"

Equipos de control de pozo:

- 4 1/16" – 10000 psi, Top Load Stripper
- 4 1/16" – 10000 psi, BOP Dual Combi

Fuente de poder:

Desde que la unidad de tubería flexible está montada sobre un tráiler, la fuente de poder la suministra el motor del camión.

16.1.5. DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS USADAS EN EL PROYECTO:

A continuación se detallan las características de las herramientas usadas durante las operaciones de acondicionamiento:

Conector:

Es la herramienta que permite conectar el ensamblaje de fondo del pozo a la tubería flexible. Puede ser del tipo externo o interno.

- Tipo: Grapple conector o conector externo
- Diámetro externo: 2.375"
- Diámetro interno: 1"
- Longitud: 8.67"

Motor Head:

Conjunto formado por 2 válvulas check, tipo aleta, un des-conector hidráulico y el sub de circulación.

- Diámetro externo: 2.875"
- Diámetro interno: 0.688"
- Longitud: 22.45"

Herramienta de Perforación Abrasiva:

Ésta es la herramienta lleva dos centralizadores rígidos de 4":

- Diámetro externo de la herramienta: 2 7/8"
- Diámetro externo de los centralizadores: 4"
- Longitud de la herramienta + centralizadores: 22.17"
- Número de jets: 3 (en un mismo plano)
- Diámetro de los jets: 1/8"



Observación: El ensamble de fondo de pozo para la generación de las perforaciones abrasivas consistía en la Herramienta de perforación abrasiva + motor head + conector externo.

Herramienta de Jet frontal:

Herramienta usada para la colocación de la lechada de cemento.

- Diámetro externo: 1 1/16"
- Diámetro interno: 0.63"
- Longitud: 4"

Observación: El ensamble de fondo de pozo para la colocación de la lechada consistía del jet frontal + desconectar hidráulico con sub de circulación + doble válvula check + conector externo.

Herramienta de alto impacto:

Herramienta usada para la limpieza del cemento remanente en el pozo después de la cementación forzada:

- Diámetro externo de la herramienta: 3"
- Número de huecos: 7
- Diámetro de "Nozzles": 0.097"
- Longitud de la herramienta: 4"

17. BIBLIOGRAFÍA

- Cementing Engineering Support Manual
BJ Services
- Coiled Tubing Cement Squeeze Technique at Prudhoe Bay, Alaska
SPE 15104
T.W Harrison and C.G Blount, ARCO Alaska Inc.
- Application of Coiled Tubing Technology to control water production in the Greater Burgan Field of Kuwait
SPE 78492
Abeer Khalid Al-Ali, Reservoir Engineer, Kuwait Oil Company, Raju Vegesna, Petroleum Engineer, Kuwait Oil Company, Lyle Redlich, Senior Petroleum Engineer, Chevron Texaco Petroleum Technology Company.
- Cementing Through Coiled Tubing: Common Errors and Correct Procedures
SPE 89599
Lance Portman, BJ Services
- Unified Fracture Design
Bridging the gap between theory and practice.
Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valkó.
- Fracturing Manual
BJ Services
- Abrasive Perforating via Coiled Tubing Revisited
SPE 107050
Darcy Schultz, SPE, BJ Services; Dave Thompon, EnCana; and Dwayne Whitney, Thru Tubing Solutions
- Sand Jet Perforating Revisited
J.S. Cobbett, SPE, 4 Arundel Close, Passfield Liphook, Hants, GU30 7RW United Kingdom
- Advances in Sand Jet Perforating
SPE 123569
Thomas Dotson, James Farr, and Earle Findley, TD Tools, Inc.
- Sand Jet v1.
Service Manual (3 ½", 4 ½")
BJ Services
- Petroingenieria.blogspot.com
Curso de Completación de pozos y Workover