

**METODOLOGIA PARA EL CONTROL DE ARENAS NO CONVENCIONAL EN  
UN POZO SIN EL USO DE CEDAZOS (FILTROS)**

**DAIRO HERNANDO MIRANDA MORENO  
DYJHAN KAVITH ROMERO MANTILLA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD INGENIERIA FISICOQUIMICAS  
ESCUELA INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2016**

**METODOLOGIA PARA EL CONTROL DE ARENAS NO CONVENCIONAL EN  
UN POZO SIN EL USO DE CEDAZOS (FILTROS)**

**DAIRO HERNANDO MIRANDA MORENO  
DYJHAN KAVITH ROMERO MANTILLA**

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

**DIRECTOR:  
JOHN ALEXANDER LEON PABON  
Ingeniero de Petróleos, MS.c**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD INGENIERIA FISICOQUIMICAS  
ESCUELA INGIENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2016**

## DEDICATORIA

*Dedico este trabajo a Dios por regalarme sabiduría y conocimiento, colocar en el camino a personas que me enriquecieron como persona y llenaron mi camino de motivos para continuar esforzándome.*

*A mi padre Dairo Flicer Miranda, por ser un ejemplo de constancia y rectitud en todos los proyectos que se emprenden.*

*A mi madre Miriam Patricia Moreno, por ser el instrumento de Dios para regalarme la vida y por ser una persona especial que me ha querido y comprendido a lo largo de mi vida.*

*A mis abuelas, Sixta Gallardo y Concepción Mojica, por acompañarme y darme alientos de esfuerzo en el camino universitario.*

*A mis familiares y amigos que con su presencia me aportaron ánimos y compartieron gratos momentos en la carretera.*

*DAIRO.*

## DEDICATORIA

*Quiero empezar por dedicarle este logro a Dios, es el quien me permitió llegar hasta este punto de mi vida; el mejor apoyo en todos los momentos difíciles y mejor guía en el camino.*

*Culmino de la mejor manera esta etapa no sin antes agradecer a mis padres **MARÍA MANRIFFA** y **CAVIO ROMERO** quienes son las dos personas que más amo los mejores padres del mundo. Son ellos en los que puedo confiar y contar sin medida. A mis hermanos por ser mi principal motivación y por estar ahí siempre a mi lado.*

*Y finalmente a todas las mujeres que me apoyaron durante estos 5 años, a Todos mis amigos que fueron ese soporte en los momentos difíciles lejos de casa*

*DYJHON.*

## AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus más sinceros agradecimientos:

A **Dios** por brindarnos las capacidades para escalar cada peldaño que se presentó a lo largo de cada etapa de carrera.

A nuestros padres por ser la guía y el apoyo de todos nuestros sueños.

Al ingeniero y magister **John León Pabón** por ofrecernos una excelente orientación y colaborar con su conocimiento para alcanzar los objetivos del proyecto.

A la **Universidad Industrial de Santander** por acobijarnos como institución y regalarnos la oportunidad de cumplir una nueva meta.

A todas las personas, amigos y conocidas que aportaron para el cumplimiento de este proyecto.

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION.....	16
1. PRODUCCION DE ARENA.....	17
1.1 MIGRACION DE FINOS.....	17
1.2 CAUSAS DE LA PRODUCCION DE ARENAS.....	18
1.2.1 Grado de consolidación.....	18
1.2.2 Reducción de la presión de poro.....	21
1.2.3 Tasa de producción.....	21
1.2.4 Viscosidad del fluido de yacimiento.....	22
1.2.5 Aumento de la producción de agua.....	22
1.3 EFECTOS DE LA PRODUCCION DE ARENA.....	23
1.3.1 Acumulación en los equipos de superficie.....	24
1.3.2 Acumulación en los equipos de fondo.....	24
1.3.3 Erosión de equipo de fondo y de superficie.....	25
1.3.4 Colapso de la formación.....	26
1.4 USO DE METODOS CONVENCIONALES.....	27
1.4.1 Clasificación de las técnicas de control.....	27
1.4.1.1 Mantener y reparar.....	27
1.4.1.2 Reducción en los gastos de producción.....	28
1.4.2 Descripción de los equipos e insumos.....	28

1.4.2.1	Empaques con gravas. ....	28
1.4.2.2	Empacamientos con cedazos. ....	28
1.4.2.3	Liner ranurado.....	29
1.4.3	Aplicación de los métodos convencionales.....	30
1.4.3.1	Variación de la tasa de flujo.....	30
1.4.3.2	Forros ranurados y/o rejilla. ....	31
1.4.3.3	Rejillas pre-empacadas. ....	31
1.4.3.4	Rejillas con empaque de grava.....	31
1.4.3.5	Frack pack. ....	31
1.4.3.6	Forzamiento de arena con petróleo.....	32
1.5	FALLAS DEL USO DE SISTEMAS CONVENCIONALES.....	32
1.5.1	Falla de diseño.....	32
1.5.2	Falla de aplicación. ....	32
1.5.3	Fallas tempranas.....	33
1.5.4	Fallas de producción. ....	33
1.5.5	Falla de subsidencia.....	33
1.6	DAÑOS FRECUENTES EN CEDAZOS.....	34
1.6.1	Erosión del cedazo. ....	34
1.6.2	Corrosión del cedazo. ....	35
1.6.3	Taponamiento del cedazo.....	35
2.	ESTUDIO PARA EL DESARROLLO DE TECNICAS NO CONVENCIONALES.....	36

2.1	METODOS DE PREDICCIÓN PARA LA PRODUCCIÓN DE ARENAS.....	36
2.1.1	Dispositivos de generación de imágenes. ....	37
2.1.2	Herramienta MDT. ....	37
2.1.3	Modelo mecánico del subsuelo (MEM). ....	37
2.2	FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.....	38
2.2.1	Fluidos utilizados en un fracturamiento hidráulico.....	39
2.2.2	Selección del apuntalante.....	43
2.2.3	Fracturamiento con control a lo largo de la fractura (TSO). ....	44
2.2.4	Operaciones con disparos.....	45
2.3	CONTRASTE DEL SISTEMA CONVENCIONAL CON EL SISTEMA SIN CEDAZOS .....	47
3.	APLICACIÓN DE CONTROL DE ARENAS SIN CEDAZOS.....	48
3.1	FASE, ORIENTACION Y TAMAÑO ÓPTIMO DE LOS DISPAROS.....	48
3.2	FRACTURAS ANCHAS CON CONTROL LONGITUDINAL (TSO).....	52
3.3	CONTROL DE FLUJO DE APUNTALANTE .....	52
3.4	CONSOLIDACION QUIMICA O ESTABILIZACION DE LA FORMACION	54
3.5	CEMENTACION DE INTERVALOS PERMEABLES INDESEADOS, PREVIAMENTE EMPACADOS.....	56
3.6	TRATAMIENTOS SELECTIVOS.....	57
3.7	APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA EN DISTINTOS CAMPOS .....	58
3.7.1	Campo Amarurne (Japón). ....	59
3.7.2	Campo Ghawar (Arabia Saudita).....	60

4.	PLANTEAMIENTO DE LA APLICACIÓN.....	65
4.1	CAMPO DE ESTUDIO.....	65
4.2	CARACTERISTICAS DEL FLUIDO.....	66
4.3	DATOS DE PERFORACION Y COMPLETAMIENTO .....	67
4.4	SELECCIÓN DE FLUIDO FRACTURANTE .....	67
4.5	SELECCIÓN DEL FLUIDO DE CONTROL CONTRAFLUJO DE APUNTALANTE (RCP) .....	68
4.6	APLICACIÓN DE DISPAROS: FASE, ORIENTACION E INTERVALO DE DISPAROS .....	68
4.7	RESULTADOS .....	69
5.	CONCLUSIONES .....	70
6.	RECOMENDACIONES .....	71
	BIBLIOGRAFIA .....	72

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Esquema de finos. ....	18
Figura 2. Ángulos de esfuerzos. ....	20
Figura 3. Morfología de arenas. ....	21
Figura 4. Geometría de un arco de arena alrededor de los disparos de producción. .....	23
Figura 5. Acumulación de solido en tuberías. ....	24
Figura 6. Acumulación en fondo. ....	25
Figura 7. Erosión en los equipos.....	26
Figura 8. Tubería de cedazo trapezoidal.....	29
Figura 9. Tipos de ranurado.....	30
Figura 10. Efectividad de los fluidos usados en el fracturamiento. ....	41
Figura 11. Aplicación de disparo bajo balance.....	46
Figura 12. Disparos orientados.....	50
Figura 13. Consolidación de la formación.....	55
Figura 14. Reparación de empaque de grava.....	57
Figura 15. Fracturamiento con tubería flexible.....	58
Figura 16. Diseño de terminación campo Timbalier.....	62

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Valores típicos para resistencia de las rocas. ....	19
Tabla 2. Resistencia típicas de rocas.....	19
Tabla 3. Promedio de datos de terminaciones recientes BP. Fuente: Oielfield review. Recuperación del control de la arena. Otoño 2007.....	33
Tabla 4. Referencia para la selección de fluidos por longitud. ....	41
Tabla 5. Referencia para la selección de fluidos por permeabilidad. ....	42
Tabla 6. Referencia para la selección de fluidos por calidad de yacimiento. ....	42
Tabla 7. Referencia para la selección de fluidos por contacto cercanos de agua o gas. ....	42
Tabla 8. Referencia para la selección de fluidos por gradiente de presión de yacimiento.....	43
Tabla 9. Comparación de resinas termoestables.....	53
Tabla 10. Modificado de “A New Inflow Model for Extra-Heavy Crude Oils Case Study”.....	66
Tabla 11. Propiedades del crudo A3 del campo UIS. ....	66
Tabla 12. Datos de producción del pozo A-32 de la formación A3. ....	67
Tabla 13. Resultados. Fuente: Los autores. ....	69

## RESUMEN

**TITULO:** METODOLOGIA PARA EL CONTROL DE ARENAS NO CONVENCIONAL EN UN POZO PETROLERO SIN EL USO DE CEDAZOS (FILTROS)\*

**AUTORES:** DAIRO HERNANDO MIRANDA MORENO  
DYJHAN KAVITH ROMERO MANTILLA\*\*

**PALABRAS CLAVES:** cedazo (filtro), control, método convencional, método no convencional.

### DESCRIPCIÓN

En este trabajo, se lleva a cabo una fundamentación teórica de las técnicas utilizadas en el campo del control de arenas en los pozos partiendo de la definición de los fenómenos que originan la producción descontrolada de las arenas, por consiguiente se estudia el proceso convencional, determinando los errores y fallas que este método presenta mostrándose ineficiente en muchos casos, por lo tanto como se recurre al método no convencional que mejora el trabajo de control haciendo un contraste comparativo y minucioso en términos sencillos de los procedimientos mencionados. Al final se muestran algunos ejemplos de pozos que se han remediado con éxito.

Todo esto con el fin de entregar una guía para las personas de la industria, que tienen un conocimiento somero o no tan especializado sobre el control de arenas y les permita luego de este análisis metodológico, tener la orientación exacta que se desarrolla a través de este proceso.

El estudio y desarrollo de este tópico, nos da a entender que esta técnica es un medio que requiere el mejoramiento y combinación del uso químicos que son implementados en las operaciones de fracturamiento para disminuir el impacto de la declinación de la producción en la rentabilidad de un pozo.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: John Alexander Leon Pabon

## ABSTRACT

**TITLE:** METHODOLOGY FOR SAND CONTROL NO CONVENTIONAL IN A OIL WELL WITHOUT THE USE OF SIEVES (FILTERS)\*.

**AUTHORS:** DAIRO HERNANDO MIRANDA MORENO  
DYJHAN KAVITH ROMERO MANTILLA\*\*

**KEYS WORDS:** sieve (filter), control, method conventional, method no conventional

### DESCRIPTION

In this work, is carried out a theoretical foundation basis of the techniques used in the field of sand control in well, based on the definition of the phenomena that cause the uncontrolled production of sand, therefore it studied the conventional process, to the point of determining errors and failures that this presents often ineffecient, therefore as we resort to unconventional method that improves control work, doing a comparative contrast, meticolous, in simple terms of the above procedures, to finally show by examples wells that have been sucessfully remedied.

All this in order to provide a guide for people from industry, they have a highly specialized knowledge or control over the sands and then allow them this methodological analisis, have the exact orientation that develops through this process.

The study and development of this topic, suggests to us that this technique is a medium that requires improvement and combination of chemical use are implemented in fracturing operations, to reduce the impact of production decline in profitability a well.

---

\* Project degree

\*\* Faculty of engineering Physicochemical. School of Petroleum Engineering. Director Jhon Alexander Leon Pabon

## INTRODUCCION

Para el correcto funcionamiento de un pozo es necesario tener en cuenta varios factores que influyen en la realización de la operación, así como el análisis de situaciones que se presentan en el desarrollo de cada mecanismo o técnica, las cuales pueden ocasionar contratiempos, y sin la toma de decisiones correctas finaliza en el fracaso total de la producción.

Una de las situaciones más frecuentes en medio de una operación es la producción descontrolada de arenas si no se determina un método eficiente para su control desencadena en el fracaso de la operación estos fenómenos a menudo son generados por la poca consolidación del yacimiento que ceden ante los esfuerzos producidos por la operación. Normalmente se lleva a cabo el control de sólidos mediante la utilización de un cedazo (filtro) que ha arrojado buenos resultados, sin embargo en ocasiones este mecanismo se deteriora generando pérdidas para el sistema de producción.

A partir de los problemas generados por el daño de los cedazos, es urgente especificar y encontrar los causales de la ruptura del mecanismo para tomar las decisiones pertinentes en la remediación del problema e indagar por una solución que beneficie a la industria con el conocimiento total de los fenómenos que ocasionaron la falla es prudente revisar otro mecanismo eficiente puede funcionar por ello en el desarrollo de este documento se implementa de forma sencilla un módulo que explica una técnica que se ha realizado en la industria en los últimos años y es desconocida en el medio o bien se conoce de manera muy somera.

## 1. PRODUCCION DE ARENA

El estudio de generación de sólidos se fundamenta en el desarrollo de los siguientes fenómenos:

### 1.1 MIGRACION DE FINOS

La migración de finos se genera cuando partículas del material perteneciente a la formación viajan con el fluido de producción desde el yacimiento hacia el pozo y de este hasta superficie.

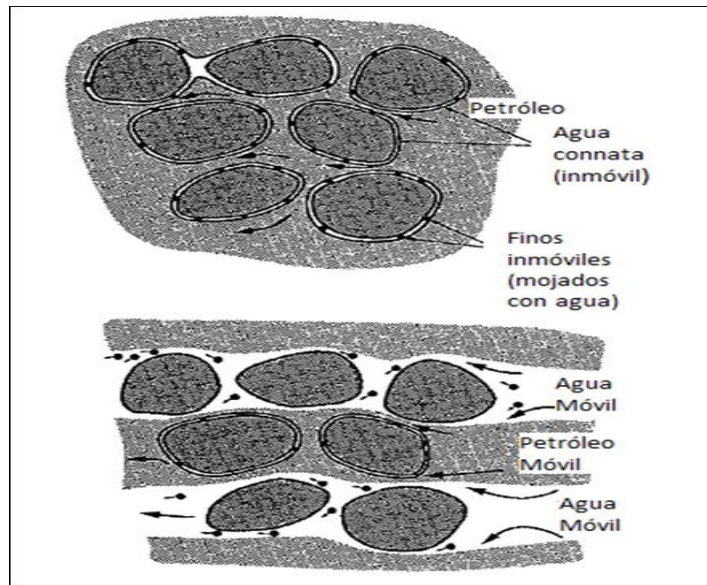
En la mayoría de los casos que se puede observar de manera más reiterada este fenómeno en yacimientos de arenas no consolidadas cuya magnitud se encuentra entre 0,5-8 Darcies, las cuales son consideradas como una permeabilidad alta, teniendo en cuenta que el fácil paso de fluidos en el medio poroso.

En formaciones que contienen arcillas es más susceptible que estas puedan hincharse, dispersarse o precipitarse, al igual que presentan diversos cambios de salinidad por consiguiente cualquier cambio de concentración en el agua del yacimiento produce un cambio en la porosidad<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup>Carlos Alfonso Arias Gómez, Laureano Jiménez Castro. Estimación de la tasa crítica para el control del daño a la formación originado por la migración de finos en los campos Gala y Llanito. Tesis UIS 2008.

Figura 1. Esquema de finos.



Fuente: Economides, M; Hill, D; Economides, C y Zhu, D. Petroleum Production Systems (2013).

## 1.2 CAUSAS DE LA PRODUCCION DE ARENAS

Los factores que inciden en la producción de arena y en la resistencia de una arenisca están determinadas por:

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

**1.2.1 Grado de consolidación.** Las rocas sedimentarias consolidadas suelen ser más resistentes a diferencia de las rocas no consolidadas, que se encuentran cementadas en una proporción menor el ángulo de fricción interna es afectado por la fracción volumétrica de las partículas duras, las cuales son generalmente partículas de cuarzo y feldespato que hacen parte de la roca.

Tabla 1. Valores típicos para resistencia de las rocas.

Tipos de roca	Peso unitario seco kN/m <sup>3</sup>	Cohesión (Mpa)	Angulo de fricción (°)
Rocas ígneas duras :granito basalto	25-30	35-55	35-45
Rocas metamórficas: cuarcita, neiss, pizarras	25-28	20-40	30-40
Rocas sedimentarias: caliza, dolomita, arenisca	23-28	10-30	35-45
Rocas sedimentarias blandas: arenisca, lutitas, limolitas	17-23	1-20	25-35

Fuente: Jaime Suarez Díaz. Deslizamiento y estabilidad en zonas tropicales. Marzo 2012.

Debido a esta cualidad de falta de cementación de los granos si son sometidos a una de fuerza de cizallamiento originada por las caídas de presiones genera grandes cantidades de arena.

Tabla 2. Resistencia típica de rocas.

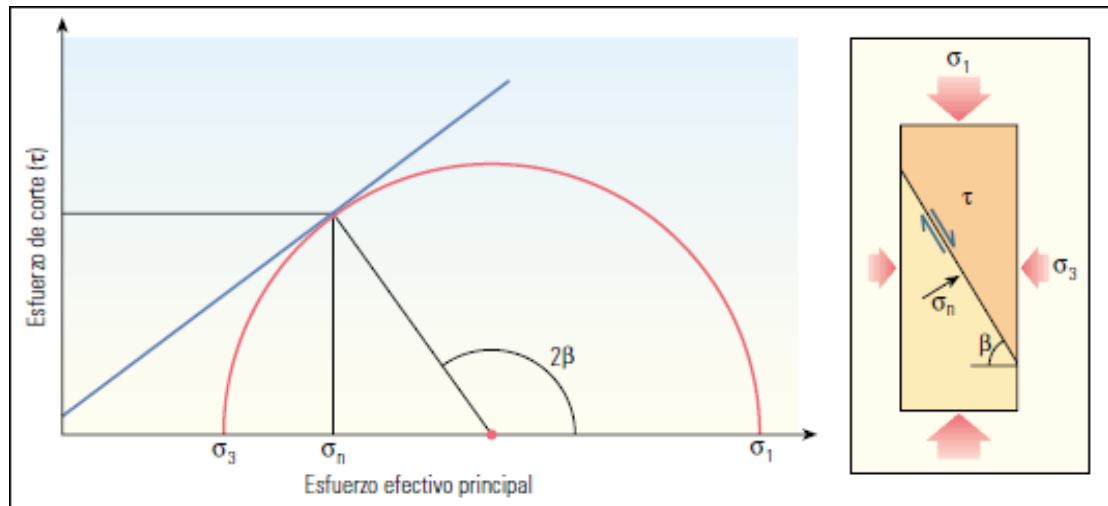
Rocas	Compresión	Tensión	Cortante
Granito	100-250	7-25	14-50
Diorita	150-300	15-30	-
Dolerita	100-350	15-35	25-60
Gabro	150-300	15-30	-
Basalto	150-300	10-30	20-60
Arenisca	20-170	4-25	8-40
Lutita	5-100	2-10	3-30
Caliza	30-250	5-25	10-50
Dolomita	30-250	15-25	-
Carbón	5-50	2-5	-
Cuarcita	150-300	10-30	20-60
Neiss	50-200	5-20	-
Mármol	100-250	7-20	-
Pizarra	100-200	7-20	15-30

Fuente: Deslizamiento y estabilidad en zonas tropicales. Jaime Suarez Díaz. Marzo 2012.

Las fallas que ocurren más a menudo para que la roca ceda materializándose como arena se encuentran; la falla de tracción que es producida por la velocidad de flujo de los fluidos de producción, este tipo de falla es la que menos produce arena y

puede estabilizarse con el tiempo y la falla volumétrica que se presenta en la mayoría de los casos en yacimientos de alta porosidad y se relacionan directamente con las caídas de presión.

Figura 2. Ángulos de esfuerzos.



Fuente: Oilfield Review. Verano 2004

Estudios de compresión uniaxiales y triaxiales confinados han demostrado que no solo se puede asociar la producción de arena con la aplicación de esfuerzos sobre los granos estos comportamientos pueden variar dependiendo el tipo de la roca de la formación en varias situaciones un yacimiento puede modificar su resistencia inicial mostrada para dar paso al inicio de la producción de arena.

El factor crítico para evaluar el riesgo de producción de arena en un pozo consiste en definir si la producción de partículas que soportan la carga puede mantenerse por debajo de un nivel aceptable a las tasas de flujo y condiciones de operación obteniendo la producción del pozo deseada<sup>2</sup>.

<sup>2</sup> Policarpo Romero Jaramillo, Josimar Ortega Mercado. Diseño y operación de empaquetamientos con grava para el control de arenas en pozos horizontales de alta productividad en campos de crudo pesado. Proyecto de grado UIS 2010.

**1.2.2 Reducción de la presión de poro.** En un momento determinado, los granos de arena de formación podrían separarse de la matriz o triturarse generando finos que se producen conjuntamente con los fluidos del pozo. La compactación de la roca yacimiento por reducción de la presión de poro podría ocasionar la subsidencia de la superficie.

La reducción de poros en medio de una producción es una de las principales causas de las precipitaciones orgánicas o inorgánicas además de afectar los equipos de producción puede provocar la reducción de permeabilidad de la formación.

Figura 3. Morfología de arenas.



Fuente: Mariano Montiveros, Lucas Echavarría, Damián Fernández, Marcelo Sáez e Rocío Ortiz Best. Terminación y producción de yacimientos de arenas no consolidadas de la formación centenario. Abril 2013.

**1.2.3 Tasa de producción.** En todo pozo se determina un punto límite, que es denominado tasa de flujo crítica mientras el diferencial de presiones y la fuerza de arrastre por fricción sean pequeñas el pozo no sobrepasará el límite de tasa de flujo crítico por lo tanto no se producirá una alta producción de arenas.

Este punto límite mencionado se puede hallar elevando paulatinamente la tasa de producción del pozo hasta que se empieza a detectar una leve producción de arenas en pozos que trabajan a altas tasas de flujo de manera regular, se disminuye el flujo llevándolo a una tasa de producción de arenas de nivel estable con el que se puede trabajar.

**1.2.4 Viscosidad del fluido de yacimiento.** La incidencia de la viscosidad en el proceso de acumulación de sólidos está motivada por la fuerza que ejercen los granos de la formación con el flujo de fluidos producido, el grado de fuerza que se llegue a concretar será definida por la velocidad del flujo y la viscosidad de los fluidos producidos.

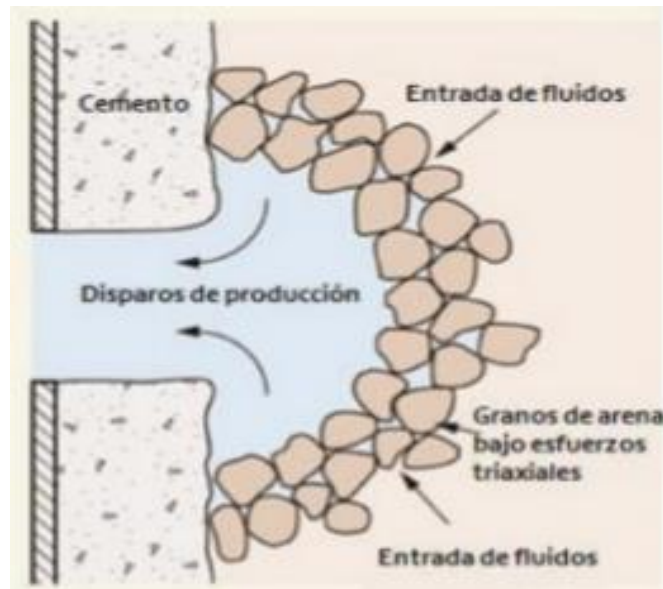
Como se ha mencionado en los fenómenos anteriores se guarda una relación entre el flujo de los fluidos y los granos de la formación. La viscosidad del yacimiento es directamente proporcional al flujo de los fluidos, es decir que por la naturaleza del yacimiento solo se podría mermar la producción de arenas trabajando a bajas tasas.

**1.2.5 Aumento de la producción de agua.** En varias investigaciones se ha relacionado de manera muy frecuente la incursión del agua con la ruptura de la formación una de las explicaciones más utilizadas para el inicio de este fenómeno se observa en los yacimientos con arenisca donde la fase mojante es el agua y la invasión de este fluido se traduce en la reducción de la presión capilar por el aumento de la saturación de la fase mojante.

Debido a que la presión capilar es la fuerza que mantiene unidos los granos de arena la incursión de agua genera la producción de sólidos por consiguiente una baja saturación de agua corresponde a una alta presión capilar, en pocas palabras son inversamente proporcionales.

Además de los cambios en las propiedades de los yacimientos, se podría decir que se desestabiliza la formación dando paso a las fallas y defectos de arco de arena en las áreas circundantes del pozo principalmente en la zona de disparos.

Figura 4. Geometría de un arco de arena alrededor de los disparos de producción.



Fuente: K. Ott y D. Woods 2011.

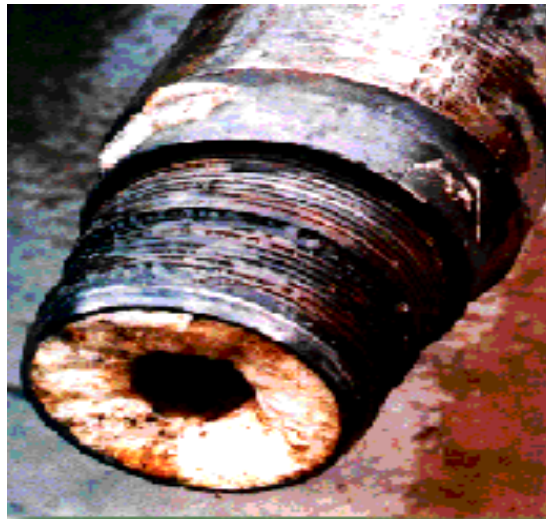
### 1.3 EFECTOS DE LA PRODUCCION DE ARENA

La producción descontrolada de arenas en un pozo, ocasiona grandes desgastes en sistema de producción de pozos debido a las características abrasivas que ellas poseen, por eso de manera gradual se reduce la producción ocasionando muchas pérdidas en los equipos de trabajo los problemas más comunes implican el taponamiento en las zonas de cañoneo y pegas en las bombas utilizadas para los sistemas de levantamiento artificial. El desarrollo acelerado de las tasas de arena obliga al grupo de operadores a realizar trabajos de reacondicionamiento tales como limpieza de equipos o en el peor de los casos la detención de producción del pozo

por tiempo prolongado que representa un duro golpe a las finanzas del proyecto hablando de manera detallada en materia de rentabilidad<sup>3</sup>.

**1.3.1 Acumulación en los equipos de superficie.** En los equipos de superficie pueden presentarse acumulaciones de centímetros de espesor y presencia de algunos cristales pueden tener un espesor desde 1 cm en adelante por consiguiente se disminuye la eficiencia de producción del pozo debido al aumento de la rugosidad de la superficie del tubo y la reducción del área de fluencia.

Figura 5. Acumulación de solido en tuberías.



Fuente: Preventivo contra incrustaciones. Chemixinc.

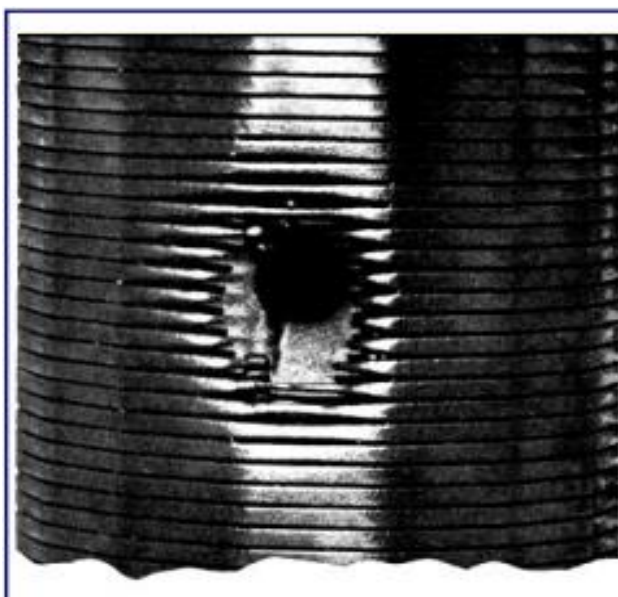
**1.3.2 Acumulación en los equipos de fondo.** Cuando el manejo de la velocidad de la producción no es la apropiada para llevar los sólidos hasta superficie, el intervalo productor se recubre de arena inhibiendo la recuperación de los fluidos que desencadenara en la detención del funcionamiento del pozo.

---

<sup>3</sup> Antonio Castro Tovar. Últimos avances en control de arenas para pozos horizontales en operaciones costa afuera. UIS tesis 2005.

El flujo constante en las áreas circundantes produce huecos o espacios que a su vez con el paso del tiempo generan cavernas que derivan en el colapso de las tuberías de revestimiento deteriorando el pozo y disminuyendo de manera irreversible la producción del pozo todo esto debido a una reducción sustancial de la permeabilidad relativa que disminuye el flujo del crudo.

Figura 6. Acumulación en fondo.



Fuente: Díaz Cristian, Díaz Yoslery. Diagnóstico del problema de producción de arena y desarrollo de una metodología para la selección del método más adecuado para su control en el área mayor de socororo. Universidad Central de Venezuela tesis 2002.

**1.3.3 Erosión de equipo de fondo y de superficie.** En las tuberías que se encuentran en el subsuelo de la operación y también en la superficie se colapsan por el ingreso de arenas o sólidos, hablando de los equipos de subsuelo que se encuentran en los intervalos de producción son erosionadas por los fluidos que allí ingresan y provocan agujeros como lo vimos en la Figura No.6. Una producción en la que se unen los fragmentos de cemento y de la formación se genera una erosión excesiva que también viene acompañada de otros factores; la distribución de fases,

aparición de burbujas de gas y características de sólidos con una velocidad y ángulo de incidencia.

Figura 7. Erosión en los equipos.



Fuente: CIED PDVSA. Rehabilitación de pozos petroleros 1999.

Los equipos de superficie pueden verse afectados por la erosión de manera muy frecuente en las secciones donde se encuentra cambios de diámetros o de dirección como lo son los codos, válvulas y estranguladores, así como también puede salir afectados el personal de operación a través de agentes contaminantes.

**1.3.4 Colapso de la formación.** Con un vacío de tamaño considerablemente grande la lutita o la arena suprayacente que se encuentra próxima a la tubería de revestimiento colapsa hacia él debido a que haría falta un soporte. Luego sucede el ordenamiento de los granos de arena dispuestos de tal forma que se adquiere una permeabilidad mucho menor a la que se tenía, si se estima que en la formación predomina las arcillas se podría decir que sería el escenario ideal para que disminuya la permeabilidad a mayor proporción<sup>4</sup>.

---

<sup>4</sup> Díaz Cristian, Díaz Yoslery. Diagnóstico del problema de producción de arena y desarrollo de una metodología para la selección del método más adecuado para su control en el área mayor de socororo. Universidad Central de Venezuela tesis 2002.

Una formación colapsada es una situación que se encuentra muy ligada a las características y componentes que pueda tener la formación haciendo referencia a los tipos de roca y tamaños de grano, en el caso de que colapse la lutita suprayacente se puede generar la pérdida total de la productividad.

#### **1.4 USO DE METODOS CONVENCIONALES PARA EL CONTROL DE ARENAS**

En varios estudios se han descrito diversos métodos de control que se podrían aplicar a cada una de las situaciones que se prevén para un yacimiento determinado, sin embargo se han generado controversias porque no se puede hallar de manera exacta cual situación de yacimiento encaja de manera concreta con el método apropiado, entre esos métodos podemos mencionar cuatro principales: cedazos, empaques de arena, y empaques de grava.

**1.4.1 Clasificación de las técnicas de control.** La aplicación de técnicas puede ir desde simples cambios en itinerarios de trabajo hasta cambios en las terminaciones que provocan grandes inversiones económicas, por lo tanto es necesario que se elija el método adecuado dependiendo de las condiciones de yacimiento.

1.4.1.1 Mantener y reparar. Se debe hacer frente a los efectos de arenamiento y tolerar su producción por eso se debe realizar un mantenimiento de los equipos de operación de manera rutinaria.

En pozos que mantienen producción transitoria de arena los gastos económicos son menores y los riesgos de aplicar el servicio son escasos en pozos con este comportamiento se aplica este mantenimiento, debido a que otras técnicas de control no son efectivas.

1.4.1.2 Reducción en los gastos de producción. Estos tipos de métodos consisten en reducir o aumentar el flujo hasta que la producción de arena pueda llegar a ser aceptable, lo ideal es alcanzar un caudal máximo posible junto con un arco estable en la formación que evite la degradación excesiva como se ha explicado anteriormente.

Es un método práctico, pero presenta la particularidad que para poder mantener un caudal adecuado para el control es mucho menor que el potencial de flujo del pozo y se ve reflejado en la baja productividad y rentabilidad del mismo.

#### **1.4.2 Descripción de los equipos e insumos.**

1.4.2.1 Empaques con gravas. Se inicia con la implantación de un cedazo en la zona productora y así saturar con grava la formación donde migra el crudo que más adelante tendrá problemas de arenamiento la grava debe poseer hasta seis veces más el diámetro de las partículas presentes en la formación para cumplir la función de un filtro que permitirá el libre flujo de los fluidos de la formación atrapando los sólidos que tienden a formarse.

Sirven en pozos con o sin revestimiento por lo tanto la arena dirigida hacia la zona productora mantendrá estable los arcos de arena que será la base para la consolidación de la formación en medio de la operación y una buena permeabilidad que generara óptimos resultados.

Representa un método muy útil, cuando se realiza en terminaciones con agujero descubierto ya que ubica la arena en frente a la formación productora, aunque este método tiene un alto costo se ha posicionado entre los más fiables de la industria.

1.4.2.2 Empacamientos con cedazos. Está formado por una serie de filtros, que tienen una base de tubo perforada y un material de metal tejido en capas sobre la base y una cubierta de material protector sobre estas, que son las que se oponen

en el camino de flujo de finos este método ha ganado aceptación los últimos años en la industria y las compañías prestadoras de servicio han implementado sus equipos con este método.

Figura 8. Tubería de cedazo trapezoidal.

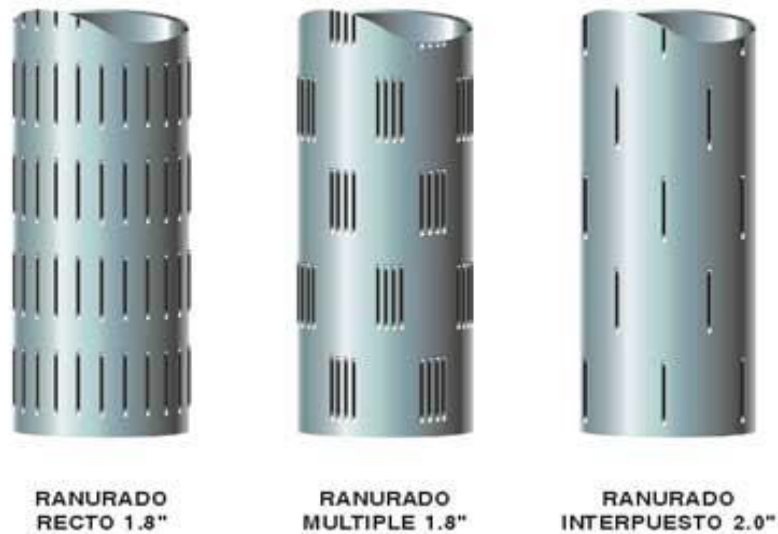


Fuente: Productos. Daissapetroleum 2015

La abertura del cedazo esta propuesta por un valor numérico que está fundamentado en las pruebas que se le hacen el filtro pasando pequeñas partículas o cuencas de vidrio a través de él, sin embargo estas pruebas no confirman si puede convertirse en un método efectivo de control porque no arroja la información exacta de la cantidad de arena que puede atravesar el mecanismo.

1.4.2.3 Liner ranurado. Es un sistema de tubería que está hecha con pequeñas ranuras maquinadas por una sierra rotaria poco conocida, sin embargo son más económicas que los cedazos debido a que poseen un área de flujo menor con caídas de presión más pronunciadas; son muy prácticos y sencillos de instalar por ello son utilizados en pozos que tienen menor capacidad económica para invertir en métodos como los cedazos ellos emplean una serie de ranuras enfiladas con un patrón de alineación que preserva los esfuerzos generados en la tubería.

Figura 9. Tipos de ranurado.



Fuente: Ranurado de tubería tiet. Equipos de completacion tiet. 2015.

**1.4.3 Aplicación de los métodos convencionales.** Una vez se explicó los mecanismos que se encuentran normalmente para ejercer control de arenas en un pozo es propicio empezar a mostrar los métodos globales que se llevan a cabo en una operación de producción en la que su selección depende de la combinación de factores entre los cuales se podría decir que los más influyentes están el económico y la características de la formación.

1.4.3.1 Variación de la tasa de flujo. Se encuentra basado en la disminución de la velocidad de flujo en la cara de la formación por medio de una restricción de la tasa de producción conduciendo a la pérdida de la caída de la presión en la cara de la formación es un cambio de flujo que se lleva a cabo moderadamente hasta que la producción de arena sea operativamente manejable.

Está determinada por el ensayo y error que se fundamenta en los arcos estables de la formación, es necesario repetir frecuentemente el experimento a medida que cambien el corte de agua, la tasa de flujo y la presión del yacimiento,

lamentablemente la tasa de producción que se debe mantener para hacer efectivo su realización se convierte en insostenible para la productividad del pozo.

1.4.3.2 Forros ranurados y/o rejilla. Los liner ranurados sin grava representan el diseño más óptimo para pozos horizontales dependiendo además de la consolidación de grado de consolidación de la formación solo puede aplicarse a arenas limpias bien distribuidas y de grano grande, de lo contrario el mecanismo va a terminar taponándose.

1.4.3.3 Rejillas pre-empacadas. Es un mecanismo que involucra un filtro de dos etapas con envolturas externas e internas de rejilla que entrapan el medio filtrante. El medio filtrante la mayoría de ocasiones es formado por grava que obstaculiza el paso de los granos de formación más pequeños además actúa como agente punteante cuando se produce arena en la formación, mientras la rejilla exterior atrapa los componentes más grandes.

1.4.3.4 Rejillas con empaque de grava. Se trata del método más frecuentemente usado en pozos verticales y desviados con arenas poco consolidadas, ellas previenen la producción no deseada de arenas en la formación, consiste de la colocación de una grava previamente seleccionada que actúa como filtro entre la arena de la formación y a rejilla es decir la arena mantiene su posición debido a la función que el empaque previamente seleccionado cumple.

1.4.3.5 Frack pack. Se puede definir como la combinación de técnicas de fracturamiento, y el empaque de grava. El forzamiento de arena- petróleo o SOS (Sand- Oil- Squeeze), puede ser visto como el precursor de la tecnología frack pack. Una solución que brinda el método es una fractura corta y altamente conductiva para formaciones que presentan alto índice de daño.

1.4.3.6 Forzamiento de arena con petróleo. Es un método de control de arenas y remoción de daño en la formación el cual suministra una capa protectora de grava de mayor espesor alrededor de pozo. La meta de este método es restaurar la arena producida que proviene de la matriz y tratar de reducir con la elaboración de una capa adicional que evitara la migración de los finos hacia los orificios de cañoneo y a través del área empacada con revestimiento ranurado<sup>5</sup>.

## **1.5 FALLAS DEL USO DE SISTEMAS CONVENCIONALES DE CONTROL DE ARENAS**

Se pudo observar los métodos que frecuentemente son usados para la remediación de la excesiva producción de arenas, ahora se mencionan las fallas que se pueden presentar en su aplicación.

**1.5.1 Falla de diseño.** Ante el conocimiento de las características de un yacimiento se decide idealizar ajustes para alcanzar la productividad deseada. El desfase de esos ajustes hacia un objetivo en específico puede derivar en el fracaso de la operación. En el caso de los fracturamientos y empaques de grava que logran el éxito los empaques de grava en el agujero descubierto necesitan el conocimiento completo acerca de parámetros como la permeabilidad de la formación, la química de la rotura del gel y la manera como se inicia progresivamente con la fractura.

**1.5.2 Falla de aplicación.** Al inicio del desarrollo del plan es indispensable la ejecución coordinada para que se alcance el control deseado el error de la instalación del método genera incontables pérdidas para la operación. Lo anterior puede ser generado por falta de estimación previa de riesgos sobre experiencias fallidas anteriores al inicio de la operación. Las fallas de diseño y aplicación en

---

<sup>5</sup> Diaz Cristian E, Diaz Yoslery C. Diagnóstico del problema de producción de arena y desarrollo de una metodología para la selección del método más adecuado para su control en el área mayor de socororo. Universidad Central de Venezuela tesis 2002.

empaques de grava y fracturamiento pueden ser causados por la falta de calidad de datos o la ignorancia de los mismos.

**1.5.3 Fallas tempranas.** Son las fallas que ocurren como mínimo a los 30 días de iniciado la operación y su origen se puede atribuir en gran parte a las fallas descritas anteriormente, aunque no se puede dar por sentado o no se tiene certeza en algunos casos que sea originado por fallas de diseño.

**1.5.4 Fallas de producción.** Una falla temprana en el sistema de aplicación y diseño puede derivar en los problemas de producción que normalmente son causados por procesos de taponamiento o puntos calientes los cuales son el inicio del deterioro del material en uso<sup>6</sup>.

**1.5.5 Falla de subsidencia.** Se pueden originar por la falta de conocimiento de las características del yacimiento, sin embargo se puede ocurrir que los operadores conservan una unidad de terminación de pozos o una unidad de batería flexible disponible en la localización y planean perforar zonas productivas en un lapso de tiempo entre 6 a 30 meses.

El desarrollo de la tecnología y la experiencia adquirida ha permitido a los operadores implementar en el trabajo medidores de fondo de pozo que permite a los ingenieros evaluar que sucede mientras se realiza la obra.

Tabla 3. Promedio de datos de terminaciones recientes BP. Fuente: Oilfield review. Recuperación del control de la arena. Otoño 2007.

---

<sup>6</sup> Oilfield review. Recuperación del control de la arena. Otoño 2007.

	Número total de pozos de cada tipo de terminación	Total de pozos-años	Falla de diseño, % de intentos	Falla de aplicación, % de intentos	Falla temprana, % de intentos	Falla de producción, % de intentos	Falla de subsidencia, fallas/pozo/año
Tipo de terminación							
Inyectores (formaciones de arena blanda)	42	101	0	7.1	0	22.7	0
Fracturas sin cedazos	26	107	0	27	0	7.7	0
Entubado y disparado	61	321	0	1.6	0	41	0.0031
Pozo entubado con sólo cedazos	44	167	0	0	0	18.2	0
Agujero descubierto con sólo cedazos	206	803	0.5	0	0.97	13	0.001
Cedazos expansibles	213	263	0.5	4.2	0.5	8.9	
Empaque de grava en pozo entubado	388	1,665	0	2.3	0.8	5.4	0.0006
Empaque de grava en agujero descubierto	208	613	0	7.7	0.48	4.8	0.0016
Empaque con agua a alto régimen de inyección	187	556	0	0.5	0.53	2.7	0
Fracturamiento y empaque	845	3,403	1.5	2.4	0.49	2.0	0.0015
Total de pozos	2,220	7,999					

## 1.6 DAÑOS FRECUENTES EN CEDAZOS

**1.6.1 Erosión del cedazo.** Los fenómenos observados en una formación de arena poco consolidada con alta permeabilidad ocasionan la colisión del empaque y los anulares desestabilizados incurriendo en la erosión y corrosión del cedazo. A medida que el empaque de grava desplazada en el anular o en los túneles de disparo se vuelve inestable se crean espacios en los cuales el fluido fluye cuando se trabaja a alta velocidad, ese torrente que circula a altas velocidades golpea el cedazo iniciando su erosión<sup>7</sup>.

El tiempo requerido para que el cedazo ceda y empiece a agujerarse depende de la velocidad de flujo del fluido, el ángulo de incidencia del flujo, el tamaño y la concentración de las partículas, la duración del flujo y las propiedades del fluido como la densidad y la viscosidad.

<sup>7</sup> Oilfield review. Recuperación del control de la arena. Otoño 2007.

**1.6.2 Corrosión del cedazo.** La corrosión se inicia como una variable independiente del tiempo puede causar fallas aunque no haya empaque desestabilizado la corrosión se observa en la mayoría de los casos en pozos horizontales o de alto grado de inclinación, el ácido que se utiliza en conjunto del tratamiento de los empaques con grava migra hacia el fondo del pozo y permanece allí toda la producción.

**1.6.3 Taponamiento del cedazo.** En un medio donde se trabaja a altas de velocidades de flujo la migración de finos es más efectiva, taponando significativamente varias áreas del cedazo la obstrucción aumenta de manera proporcional con la velocidad de flujo creando lo que se puede denominar en la industria como puntos calientes que además pueden tener como punto de partida la mala utilización de recursos alternativos de alivio como el incorrecto funcionamiento de empaques de grava que crean vacíos que originan la migración de golpes de fluido al cedazo.

## **2. ESTUDIO PARA EL DESARROLLO DE TECNICAS NO CONVENCIONALES**

El empleo de nuevos recursos para mejorar las técnicas convencionales se podría decir que alcanzaron su mejor nivel tecnológico en la década de los 90`s donde la mayor parte de yacimientos que necesitaban un mayor control de producción de arenas, en sus áreas próximas a la operación implantaban sistemas que tenían la combinación de dos o más técnicas o percibían una mejora debido a los elementos y sustancias nuevas que aparecían en la industria.

### **2.1 METODOS DE PREDICCIÓN PARA LA PRODUCCIÓN DE ARENAS**

Toda la información acerca de los esfuerzos incluye datos de registros sínicos, configuraciones de ovalizaciones por ruptura de pared de pozo, direcciones de fracturas inducidas y datos de fracturamiento hidráulico y microfracturamiento hidráulico<sup>8</sup>.

Una de las mayores fuentes de generación de datos es el LWD (Logging While Drilling) en donde se puede observar que los esfuerzos son originados por el esfuerzo vertical y la sobrecarga que proporcionan los estratos, el detalle de los esfuerzos verticales se puede conocer gracias a los datos sínicos, densidad y presión de poro.

Con los datos obtenidos se construye una envolvente de falla con pruebas compresionales con puntos de esfuerzo axial máximo en función de las pruebas de confinamiento los datos de laboratorio permiten el conocimiento global de la resistencia de la roca yacimiento, así calibrando valores derivados de los registros.

---

<sup>8</sup> Oilfield review. Métodos prácticos de manejo de la producción de arena. Verano de 2004.

**2.1.1 Dispositivos de generación de imágenes.** Los dispositivos de generación de imagen en las paredes de los pozos como las imágenes micro eléctricas de cobertura total (FMI), micro eléctricas de base lodo (OBMI) y las herramientas de resistividad geo visión GVR, brindan la orientación de fracturas inducidas y ovalizaciones por la ruptura de pared de pozo. La determinación de la dirección de los esfuerzos es vital para realizar la correcta ejecución de las pistolas de disparos, que hacen más efectivos los fracturamientos hidráulicos debido a que reducen los efectos tortuosos del bombeo. Independientemente del método utilizado los disparos orientados han contribuido a la minimización de la producción de arena especialmente cuando existe anisotropía de esfuerzos.

**2.1.2 Herramienta MDT.** Es una herramienta que se encuentra relacionada con la obtención de datos del fracturamiento hidráulico, data FRAC, es normalmente llamado probador modular de la dinámica de la formación MDT operado con cable<sup>9</sup>.

El desarrollo de esta técnica ha permitido obtener la información necesaria para llevar a cabo de forma exitosa el control con fracturamiento y empaque de grava a partir de esta información sobre los esfuerzos y la combinación con otros datos, se construyen los modelos de esfuerzo mínimo en función de la profundidad.

**2.1.3 Modelo mecánico del subsuelo (MEM).** El desarrollo de un modelo mecánico del subsuelo permite conocer las características geo mecánicas de un pozo su importancia reside en evaluar el efecto de un método de terminación sobre rocas débiles. El modelo posee la información acerca de la resistencia de las rocas y sus características geológicas.

---

<sup>9</sup> Desroches J y Kurkjian AL. Applications of Wireline Stress Measurements. Artículo de la SPE 58086. Septiembre 1998.

Trabaja en base a los datos de entrada de los modelos geológicos y geofísicos, que definen las fallas y pliegues, también puede expresar el agotamiento del campo o mantenimiento de la presión en cualquier localización de la zona de operación.

Schlumberger patentó un programa llamado asesor del manejo de producción de arena, el cual requiere datos de entrada del MEM y datos de salida de otras herramientas de búsqueda. La herramienta de predicción de producción de arena calcula las caídas de presión en distintas situaciones e identifica la ventana libre para la producción de arena.

Se utilizan dos métodos para el cálculo de la caída de presión a la que fallara la formación, en el pasado se había utilizado un variedad de métodos para la predicción de la producción de arenas entre otros modelos elastoplásticos<sup>10</sup>. El programa tiene en cuenta el incremento de la resistencia de las rocas al disminuir su diámetro, la ventana de producción libre define los límites de diseño y extracción artificial.

## **2.2 FRACTURAMIENTO HIDRAULICO**

El desarrollo del fracturamiento hidráulico incorporando nuevas tecnologías y avances permiten que el control de arenas sin cedazo se realice de una manera eficiente. El frack pack implementado por años significó buenos y efectivos resultados en el control de arenas, este método se utilizan varias técnicas convencionales ya que la principal herramienta de control es el empaque de grava, en la década de los 90's se estudiaron muchos casos de pozo que iniciaron y terminaron el proceso de control de arenas sin cedazo exitosamente.

Kirby en 1995 estudio varios tratamientos de fracturamiento sin cedazo en donde tenían como variante en la etapa final la inclusión de un apuntalante de resina para

---

<sup>10</sup> Bradford IDR y Cook JM. A Semi-Analytic Elastoplastic Model for Wellbore Stability with Applications to Sanding. Artículo de la SPE 28070. Agosto 1994.

el control de contraflujo, todo esto para implementar una técnica que maneje de manera adecuada la oposición al flujo y mantiene una alta conductividad entre la fractura y el pozo. El método en el que no se utiliza cedazo permite terminaciones con fracturas en múltiples zonas de alta permeabilidad. Hailey propuso una herramienta de control que reduciría el tiempo requerido para realizar el tratamiento en formaciones poco consolidadas durante un solo viaje en el pozo, incorpora un proceso de bombeado con el fluido del apuntalante y se lleva a cabo su consolidación química<sup>11</sup>.

**2.2.1 Fluidos utilizados en un fracturamiento hidráulico.** Entre los factores determinantes al momento de elegir los fluidos apropiados para una operación de fracturamiento se encuentran; la disponibilidad, seguridad, facilidad para mezclar, compatibilidad con la formación, capacidad de transportar el apuntalante y el daño de la formación que se presente. Clasificados por composición se clasifican, distribuidos en tres distintos grupos; los fluidos fase agua, los fluidos base aceite y los fluidos multifasicos, los fluidos base agua son los más usados y se dividen en lineales y reticulados, los fluidos lineales son aquellos que están conformados por polímeros y moléculas de alto peso molecular que la mezcla entre sí da como resultado un compuesto viscoso, por su parte los reticuladores se usan para aumentar el peso molecular efectivo del polímero que dan como resultado una alta viscosidad con respecto a una baja concentración de polímeros.

Junto a la elección de los fluidos fracturantes encontramos también una serie de aditivos que producen un efecto específico independiente del fluido fracturante, los polímeros son moléculas orgánicas formadas por varias estructuras unitarias, la más común en la industria es la goma de guar que es una molécula derivada de la semilla de planta de guar. En diversas ocasiones se suele utilizar polímeros

---

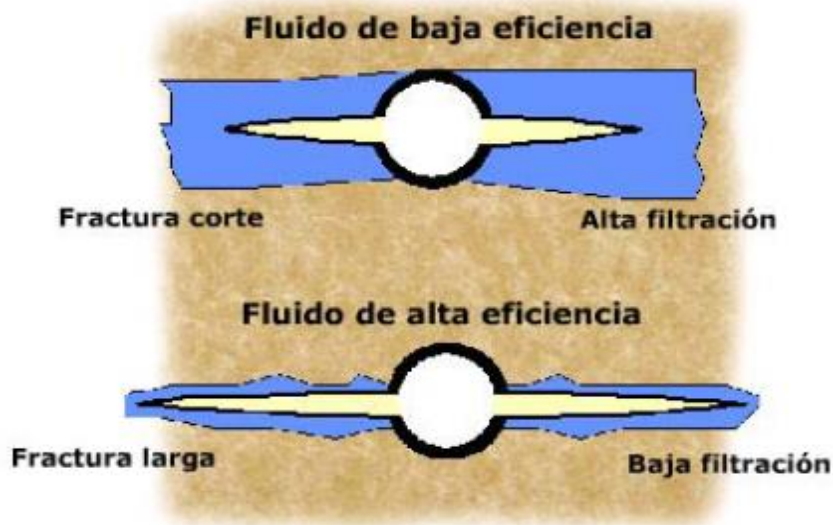
<sup>11</sup> Víctor Eder Uriostegui Cobos. Fracturamiento hidráulico en yacimientos de alta permeabilidad. Proyecto de grado UNAM 2011.

sintéticos que actúan para disminuir el efecto de la fricción, sin embargo su extracción de la fractura es complicada.

Los geles de polímero no reticulados son muy fáciles de usar y pueden desarrollarse con una gran variedad de polímeros su capacidad de transportar el apuntalante es mayor en comparación a los fluidos newtonianos es muy conocido el HEC (hidroxietil celulosa) entre otros. En la actualidad se ha generado un gran auge en el uso de fluidos reticulados de borato que pueden funcionar junto a agua de mar o salmueras como el NaCl y el KCl son reversibles y se controlan por medio de la alteración del pH que se maneja en un rango entre 8 y 9 para hacerla reversible.

En yacimientos de baja permeabilidad se suele utilizar fluidos reticulados metálicos, estos polímeros utilizan titanio y zirconio que soportan altas temperaturas y se podría decir que es el único fluido que puede ser sometido a temperaturas mayores a 300F en fondo de pozo. Estos fluidos tienen buena capacidad para transportar el apuntalante y forman una barrera resistente en la cara de la fractura debido a los enlaces metálicos resistentes ante la presencia de geles rompedores convencionales, sin embargo en formaciones de alta permeabilidad pueden ocurrir fugas pequeñas internas, por lo cual en frack pack no es frecuente su uso.

Figura 10. Efectividad de los fluidos usados en el fracturamiento.



Fuente: Curso de fracturas hidráulicas de Repsol YPF.

Luego de mencionar las generalidades y las propiedades de los fluidos fracturantes que se usan con mayor frecuencia en las operaciones de fracturamiento y el método de frack pack, procederemos a mostrar una tabla de referencia para la selección del fluido fracturante en una operación teniendo en cuenta que no debe idealizar ningún fluido ya que todos presentan algún daño o falla en alguna circunstancia, por eso antes de elegir hay que tener muy presente los estudios reológicos del fluido.

Tabla 4. Referencia para la selección de fluidos por longitud.

Longitud del intervalo productor	Fluido adecuado	Fluido no adecuado
<50 pies	Gel lineal Gel surfactante	Borato reticulado
50 a 100 pies	Gel lineal Gel surfactante Borato reticulado	
>100 pies	Borato reticulado	Gel lineal Gel surfactante

Fuente: Víctor Eder Uriostegui Cobos. Fracturamiento hidráulico en yacimientos de alta permeabilidad. Proyecto de grado UNAM 2011.

Tabla 5. Referencia para la selección de fluidos por permeabilidad.

Permeabilidad del yacimiento y el tipo de fluido	Fluido adecuado	Fluido no adecuado
Gas, < 50 mD	Gel lineal Gel surfactante Borato reticulado	
Gas, > 50 mD	Borato reticulado	Gel lineal Gel surfactante
Aceite, < 500 mD	Gel lineal Gel surfactante Borato reticulado	
Aceite, > 500 mD	Borato reticulado	Gel lineal Gel surfactante
Aceite pesado, > 500 mD	Gel lineal Gel surfactante Borato reticulado	

Fuente: Víctor Eder Uriostegui Cobos. Fracturamiento hidráulico en yacimientos de alta permeabilidad. Proyecto de grado UNAM 2011.

Tabla 6. Referencia para la selección de fluidos por calidad de yacimiento.

Calidad del yacimiento	Fluido adecuado	Fluido no adecuado
Arena uniforme	Gel lineal Gel surfactante Borato reticulado	
Intervalo laminados	Borato reticulado	Gel lineal Gel surfactante
Capa intercaladas con arcillas	Borato reticulado	Gel lineal Gel surfactante

Fuente: Víctor Eder Uriostegui Cobos. Fracturamiento hidráulico en yacimientos de alta permeabilidad. Proyecto de grado UNAM 2011

Tabla 7. Referencia para la selección de fluidos por contacto cercanos de agua o gas.

Contactos cercanos de agua o gas	Fluido adecuado	Fluido no adecuado
< 50 pies	Gel lineal Gel surfactante	Borato reticulado
> 50 pies	Borato reticulado	Gel lineal Gel surfactante

Fuente: Víctor Eder Uriostegui Cobos. Fracturamiento hidráulico en yacimientos de alta permeabilidad. Proyecto de grado UNAM 2011.

Tabla 8. Referencia para la selección de fluidos por gradiente de presión de yacimiento.

Gradiente de presión de yacimiento	Fluido adecuado	Fluido no adecuado
< 0.4 psi/pie	Borato reticulado	Gel lineal Gel surfactante
> 0.4 psi/pie	Gel lineal Gel surfactante Borato reticulado	

Fuente: Víctor Eder Uriostegui Cobos. Fracturamiento hidráulico en yacimientos de alta permeabilidad. Proyecto de grado UNAM 2011.

**2.2.2 Selección del apuntalante.** Para determinar el apuntalante es necesario el estudio de dos factores entre los cuales está el tipo de apuntalante que se requiere y la cantidad que necesito para que la operación sea efectiva todo esto dependiendo de la conductividad de la fractura y las características de cada tipo de apuntalante. En la industria existe gran variedad de apuntalantes y que en mayor parte se encuentran compuestos por arena de sílice y de cerámica ligera (LWC), los apuntalantes LWC tienen mayor esfericidad, redondez, y dureza que maximiza la conductividad efectiva de la fractura.

El empaquetamiento del agente sustentante depende en la medida que el grano que se encuentra en la formación adquiera diferentes formas, en la cual se puede distinguir la suavidad de las esquinas del grano a lo que se denomina esfericidad. Estas propiedades están sujetas a cambios en medio de la operación por lo que se hace necesario la aplicación de pruebas de laboratorio, donde los granos son sometidos a distintas clases de esfuerzos, teniendo en cuenta que el agente sustentante debe ser los más esférico y redondo posible (medido por normas API).

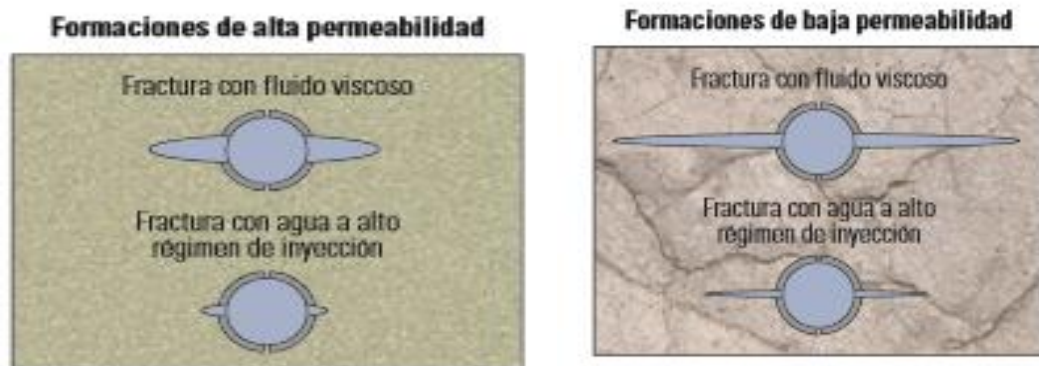
La permeabilidad del apuntalante está condicionada al tamaño de las partículas del apuntalante, con mayor tamaño de partículas en el apuntalante se obtiene mayor permeabilidad eso sí también teniendo presente el valor de cierre proporcionado por

los esfuerzos a medida que aumentan los cierres en los esfuerzos, la conductividad en las partículas se reduce porque se trituran las partículas en mayor proporción<sup>12</sup>.

**2.2.3 Fracturamiento con control a lo largo de la fractura (TSO).** Los pozos que emplean fracturamiento con empaques (frack pack) obtienen productividades mayores que la obtenida por empaques de grava con presión de iniciación de la fractura, ya sea con empaque de lechada o empaque de agua a alto régimen de inyección<sup>13</sup>.

La diferencia de permeabilidades entre la formación y la fractura apuntalada determina la longitud de la fractura necesaria para que la producción del pozo sea óptima, en yacimientos de baja permeabilidad existe un mayor contraste por lo que la conductividad relativa de la fractura es mayor en cambio en yacimientos de alta permeabilidad la conductividad se hace menor generando fracturas de menor grosor y longitud, influyendo de manera negativa en la efectividad de la fractura.

Figura No.11 Formaciones de alta y baja permeabilidad.



Fuente: Oil field review. Método combinado de la estimulación y control de producción de arena. Otoño 2002.

<sup>12</sup> Víctor Eder Uriostegui Cobos. Fracturamiento hidráulico en yacimientos de alta permeabilidad. Proyecto de grado UNAM 2011.

<sup>13</sup> Mullen ME, Norman WD y Granjer JC. Productivity comparison of sand control techniques used for completion in Vermilion 331 field. Artículo de la SPE 27361. Febrero 1994.

Un tratamiento de TSO puede alcanzar magnitudes de hasta 2,5 cm (1in) y hablando de longitudes de fractura se pueden alcanzar 15m (50ft) todo esto determinado por el nivel de compactación de la formación una fractura apuntalada aumenta el radio de terminación y el área abierta al flujo al realizar una comparación entre el flujo radial y bilineal se puede deducir que el flujo bilineal reduce la turbulencia que generan los disparos para darle mayor productividad al proyecto.

Los fracturamientos por diseño TSO a diferencia de los fracturamientos convencionales delimitan la longitud y extensión de la fractura por medio de la utilización de fluidos que se filtran y deshidratan la lechada del apuntalante durante los primeros instantes del tratamiento, a causa de ello el apuntalante se empaqueta en el costado periférico o el extremo de la fractura dinámica y la fractura hidráulica se infla de manera similar a un globo al mismo tiempo se continúa inyectando material apuntalante creando un camino de mayor conductividad mientras el apuntalante se empaqueta en dirección al pozo.

**2.2.4 Operaciones con disparos.** Las operaciones con disparos son útiles en el diseño TSO, los cuales se encargan de reducir las restricciones de flujo, debido a que constituye un paso importante para crear conexiones entre zonas de subsuelo y pozos, se puede decir que la efectividad de los disparos junto a los apuntalantes externos son la base del control de arenas sin cedazo.

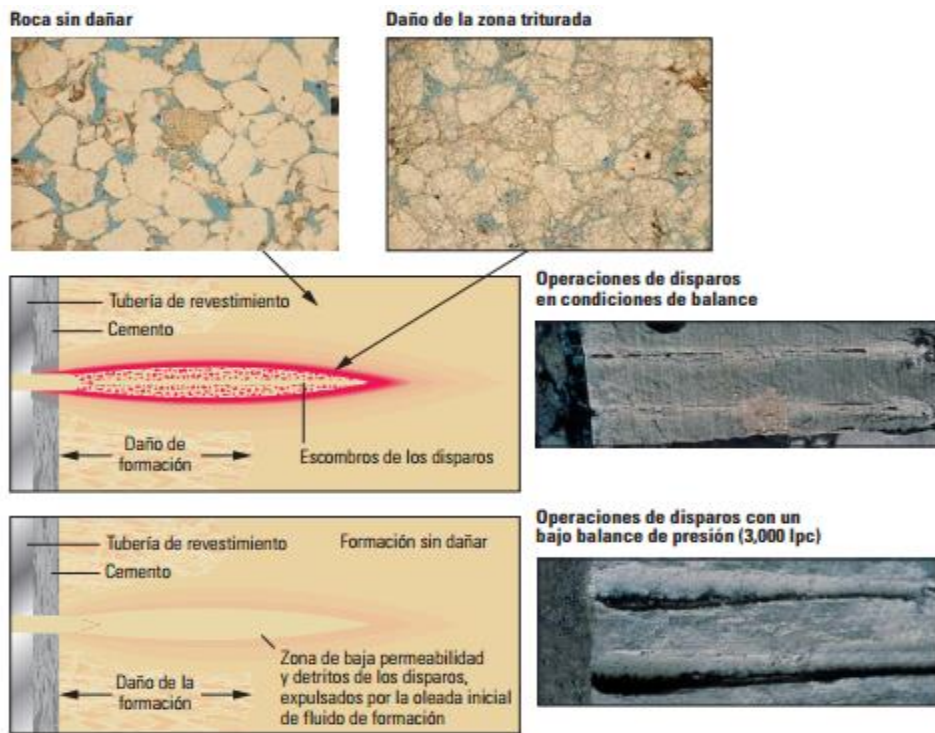
Para el desarrollo del diseño TSO, es necesario emplear una estrategia de disparos diferente a la que se realiza normalmente, debido a que se producen potenciales zonas de daño alrededor de los túneles creados por ello se hacen técnicas de disparo efectivas con bajo balance dinámico, esta práctica involucra generar una oleada inicial que envía un influjo al pozo a partir de la formación y limpia los túneles de los disparos<sup>14</sup>.

---

<sup>14</sup> Behrmann LA, Pucknell JK, Bissop SR, Hsia TR. Measurement of additional skin resulting from perforation damage. SPE 22809. Octubre 1991.

Las operaciones con disparo a bajo balance aumentan el número de disparos abiertos incrementando la efectividad de tratamientos de acidificación y fracturamiento hidráulico más extensos, la mayor densidad de disparos o cantidad de disparos puede optimizar las operaciones de bombeo ya que reduce la cantidad de potencia requerida en superficie y minimiza el deterioro de adherencia hidráulica entre el cemento y la formación asegurando el aislamiento por zonas<sup>15</sup>.

Figura 11. Aplicación de disparo bajo balance.



Fuente: oilfield review. Nuevas practica para mejorar las operaciones de disparo. Invierno 2006-2007.

<sup>15</sup> King GE, Anderson A y Bingham M. A field study of uderbalance pressures necessary to obtain clean perforations using tubing conveyed perforating. SPE 14321. Septiembre 1985.

## **2.3 CONTRASTE DEL SISTEMA CONVENCIONAL CON EL SISTEMA SIN CEDAZOS**

Después de una revisión al sistema de frack pack donde se mencionaron pasos importantes para el desarrollo de su implementación es momento de realizar un paralelo con relación al uso de sistema sin cedazo.

Para empezar, la orientación de los disparos generalmente tiene una disposición diferente, preferiblemente orientado al plano de la fractura, disparos con el ppf (plano preferente de fractura) si se conoce de 0 a 180 grados y si no se conocen de 0, para limitar intervalos de disparo normalmente a 30 pies en pozos verticales, y restringidos para pozos desviados hasta 10 pies.

El éxito de la implementación de un control de arenas sin cedazo, depende en gran parte a la estabilidad del apuntalante empacado por ello en la mayoría de los casos se implementa con apuntalantes recubiertos de resina sumado a esto se deben reunir varias características y la combinación de elementos como: la selección de un buen candidato, conocimiento de las propiedades geométricas de la formación, diseño del disparo y la fractura. El buen desarrollo de las fracturas mediante el TSO aporta también en el éxito del sistema debido a que se consolida con resina en áreas cercanas al pozo y después se fractura.

### **3. APLICACIÓN DE METODOS DE CONTROL DE ARENAS SIN CEDAZOS**

En formaciones poco consolidadas se hace necesario prescindir del cedazo debido a que es un método más práctico y detienen el flujo de sólidos hacia pozo con una eficiencia mayor se puede decir que este paso se pudo dar al estudio detallado de prácticas como el fracturamiento con empaque el mejoramiento de esta operación permitió la llegada de técnicas que no utilizan filtro que corrigen principalmente fallas en los canales de disparos.

El control de arenas sin cedazos incluye técnicas asociadas que han sido probadas por la industria del petróleo y su principal objetivo es ejecutar el control sin usar equipos convencionales de reparación de pozos este tipo de control se generalizó en entre mediados y fines de la década de los 1990.

#### **3.1 FASE, ORIENTACION Y TAMAÑO ÓPTIMO DE LOS DISPAROS**

Al inicio de la operación es de vital importancia comprender la incidencia de los disparos dentro el yacimiento debido a que sobre estos resultados se basa la colocación del apuntalante, cambios en la permeabilidad, el flujo de la terminación y la formulación de los diseños de daño por disparo.

Las fases de disparo es la orientación o el ángulo entre los disparos, la optimización de la fase reduce las caídas de presión de pozo ocasionando conductos de flujo en todos los lados de la tubería disminuyendo la interferencia y la interconexión de zonas dañadas aledañas reduciendo el riesgo de fallar la formación sin comprometer la tasa de flujo por disparo.

Los disparos deben diseñarse preferiblemente cerca al PFP (Plano Preferencial de Fracturamiento) por sus siglas en inglés. Las tecnologías que se han venido

utilizado últimamente se integran para alinear las pistolas TCP (pistolas bajadas con la tubería de producción) en pozos especialmente que se caracterizan por su desviación. Estos sistemas poseen orientación pasiva y secciones de pistolas unidas por articulares giratorias con cojinetes de rodillo que manejan grandes cargas. Este sistema orienta pistolas con secciones de más de 300m (1000ft) para disparar en cualquier dirección con un grado de 10°, tal como el lado alto de un pozo inclinado.

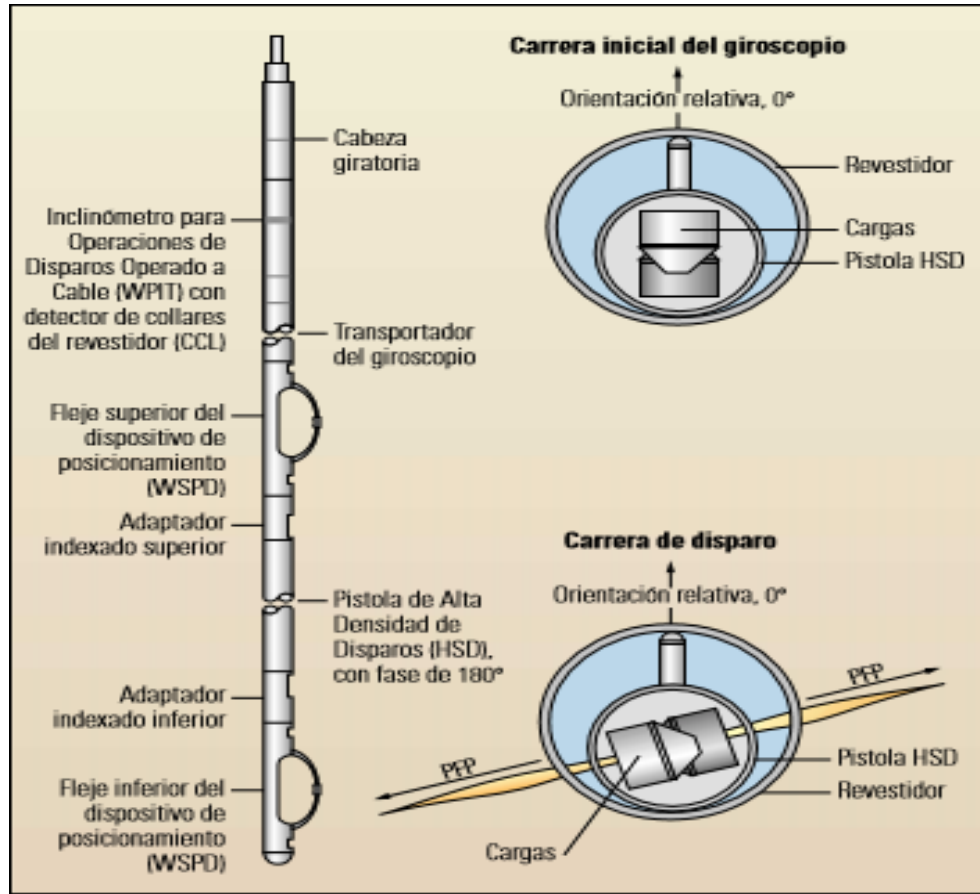
En pozos verticales las técnicas TCP utilizan giroscopios en vez de orientación pasiva por orientación gravitacional para orientar disparos este instrumento verifica la orientación de la pistola antes de ser removido y previene el daño de la sacudida de detonación en caso dado que se desconocen las direcciones de los esfuerzos o sea posible orientar los disparos las pistolas con alta densidad de disparos y con fase 60 de 120 ayudan a garantizar que algunos de los disparos estarán en el rango de 25° y 30° respecto a la dirección del esfuerzo máximo, sin embargo esta aproximación al azar necesita cargas huecas premoldeadas adicionales y esto no asegura que los disparos estén alineados con PFP.

El tipo de carga o la densidad de disparos dependen de los requisitos de terminación entre los cuales están el eficiente control de arenas de los criterios de diseño de fractura como el calibre de apuntalante, los regímenes de bombeo, presiones de tratamiento y flujo de producción requerido<sup>16</sup>.

---

<sup>16</sup> Behrmann LA, Note KG. Perforating requirements for fracture simulations. SPE 39453. Febrero 1998.

Figura 12. Disparos orientados.



Fuente: Orientación de disparos en dirección correcta. Oilfield review verano 2002.

La mínima densidad de disparo (número de agujeros por pie), se determina por el diámetro del túnel de la tubería, gasto de inyección por disparo, presión de fricción por disparo y las propiedades de los fluidos; la presión de fluidos por fricción de fluidos se obtiene mediante la siguiente ecuación.

$$P_{pf} = 0.237\rho \left( \frac{q}{C_d d^2} \right)^2$$

Uno de los términos que se utiliza para calcular la mínima densidad de disparo, es el coeficiente de descarga adimensional que se determina así:

$$C_d = \left( 1 - e^{-2.2d/\mu^{0.1}} \right)^{0.4}$$

Calculo del diámetro promedio de los disparos:

$$d = \left( \sum_{i=1}^{i=n} \frac{d_i^2}{n} \right)^{0.5}$$

Donde n es el número de agujeros efectivos en la tubería.

Tabla No.9 Referencia diámetro canal de disparo y tamaño del apuntalante.

Tamaño del apuntalante	Diámetro del canal (pg) para 6 veces el tamaño del apuntalante	Diámetro del canal (pg) para 8 veces el tamaño del apuntalante
30/60 carbo	0.14	0.19
20/40 carbo	0.20	0.26
16/20 carbo	0.28	0.53
12/20 carbo	0.40	0.53
10/20 carbo	0.47	0.63
8/16 brady	0.56	0.75
6/10 carbo	0.79	1.05

Fuente: Víctor Eder Uriostegui Cobos. Fracturamiento hidráulico en yacimientos de alta permeabilidad. Proyecto de grado UNAM 2011.

Debido a medidas que se deben tomar en las terminaciones de pozos sin cedazos, los disparos en pozos verticales deberían restringirse a un intervalo máximo de 6 a 12 m (20 a 40) ft a menos que en medio de la operación se pueda tomar más distancia sin generar riesgo alguno, en pozos con alto ángulo de desviación mayor a 10°, en los que pueden iniciarse varias fracturas los intervalos disparados deben ser menores a 1,8 m (6 pies).

El control del largo de los intervalos disparados mejora el emplazamiento de del fluido y aumenta la probabilidad de que la fractura TSO cubra los disparos y formen un efectivo empaque externo alrededor del pozo<sup>17</sup>.

<sup>17</sup> Bartko KM, Robertson B, Wann D. Implementing fracturing technology to the UKCS carboniferous formation. SPE 38609. Octubre 1997.

### **3.2 FRACTURAS ANCHAS CON CONTROL LONGITUDINAL (TSO)**

El fracturamiento hidráulico reduce la caída de presión a través de los intervalos de terminación lo que permite la disminución de fallas en los túneles de disparo. El empaque externo y la extensa superficie de los empaques de apuntalante creados en el fracturamiento TSO previenen la entrada de arena en el pozo que cuenta con medidas adicionales para estabilizar el empaque de apuntalante.

El TSO asegura que el apuntalante este fuertemente empackado desde el extremo de la fractura hasta el pozo lo que resulta crucial para el filtrado de cualquier arena presente en los fluidos durante la producción la clave para realizar una fractura TSO es la determinación de la eficiencia del fluido y el coeficiente de pérdida del fluido, que se obtienen por medio de pruebas de calibración y flujos escalonados.

### **3.3 CONTROL DE FLUJO DE APUNTALANTE**

Las terminaciones de pozo sin cedazo no cuentan con empaques de grava anulares internos y cedazos mecánicos dentro de la tubería de revestimiento por lo que es obligatorio que el apuntalante se mantenga dentro de las fracturas hidráulicas, especialmente cuando las formaciones deben consolidarse químicamente.

En la actualidad se utiliza sustancias muy eficientes en el control de flujo entre los cuales están materiales de soporte RCP (Resin Coated Proppants), que ha representado una mejora en los materiales propantes la principal característica de estas resinas es que desarrollan conductividad en condiciones hostiles con temperaturas y presiones de cierre altas.

Las arenas recubiertas con resina son propantes de costo intermedio que poseen una gran dureza, resiste el aplastamiento bajo grandes cargas de compresión y debido a su gran unión cohesiva cumple una de las primeras condiciones de los tratamientos de fracturamiento, este tipo de material una vez colocado en medio de

la fractura se adhiere y compone un medio de poros fijos y compactos. Son muy útiles en el fracturamiento de pozos de gas o en aquellos donde hay un excesivo retorno de material propante posterior al fracturamiento los dos tipos de RCP más usados en la actualidad son: resole y novalac.

El resole es una resina que se obtiene como el resultado de la condensación parcial del fenol con un aldehído por lo cual la condensación parcial es progresiva a condiciones termoestables en términos químicos se puede decir que es el resultado de la condensación alcalina de un fenol sin sustituir con un formaldehído.

Las resinas resoles son fusibles en el sentido que después que alcancen altas temperaturas se fundirán y en el momento que se vuelvan a enfriar se re solidificará, sin embargo estas resinas son usadas normalmente como agentes de reticulacion para las resinas novalac. El novalac es una resina que se produce por una condensación substancialmente completa por un fenol con un aldehído en proporciones tales que la condensación no puede proceder a formar un producto infusible sin la adición de un agente de reticulacion pueden ser mezcladas con hexametenotetramina o con un resol antes de ser condensado a condiciones termoestables.

Tabla 9. Comparación de resinas termoestables.

EJEMPLO	RESINA BASE	AGENTE DE RETICULACION	ESTADO FISICO DE LA RESINA ANTES DEL RECUBRIMIENTO
1	NOVALAC	"HEXA"	COPO
2	NOVALAC	RESINA RESOL	LIQUIDO
3	NOVALAC	RESINA RESOL	COPO
4	NOVALAC	RESINA RESOL	COPO

Fuente: Caroll HB, Baker BA. Particle size distributions generated by crushed proppants and their effects on fracture conductivity. 1979.

Otros de los factores importantes que afectan el desarrollo de las arenas recubiertas con resinas son la cantidad de resina usada para recubrir la arena, la extensión de los granos de arena y la densidad del reticulador de la resina curada<sup>18</sup>.

### **3.4 CONSOLIDACION QUIMICA O ESTABILIZACION DE LA FORMACION**

La combinación con el fracturamiento TSO y las fibras de químicos resistentes, desarrollan una técnica que estabiliza un volumen limitado con forma de collar alrededor del pozo y de los disparos cuando las resinas se distribuyen en forma de pareja a través de los intervalos disparados<sup>19</sup>.

Algunas resinas crean una región consolidada de alta resistencia y reducen moderadamente la permeabilidad de la formación además mantiene algo de productividad luego de la consolidación aun sin haber hecho el fracturamiento a diferencia de otros sistemas que sellan totalmente la región vecina al pozo, los tratamientos TSO extienden la fracturas apuntaladas más allá de la zona para conectar el pozo con la formación con la zona no dañada.

El éxito del control de arenas sin cedazo se fundamenta en la fase de consolidación de la formación por medio del uso del sistema sandlock que utiliza resinas k300 a base de furano. Comienza con la inyección de un pre colchón para limpiar el volumen de la formación cercana al pozo y dejar las superficies de granos de arenas húmedas con aceite y listas para adherirse a la resina.

El sistema de resina se mezcla dentro de un fluido de transporte a base de agua, generalmente un HEC (Hidroxietil celuloso lineal) se bombea dentro de la matriz de la roca. El HEC se mezcla con un catalizador interno y agente reactivo, lo que acelera la reacción de la mezcla, que se produce inmediatamente cuando se realiza

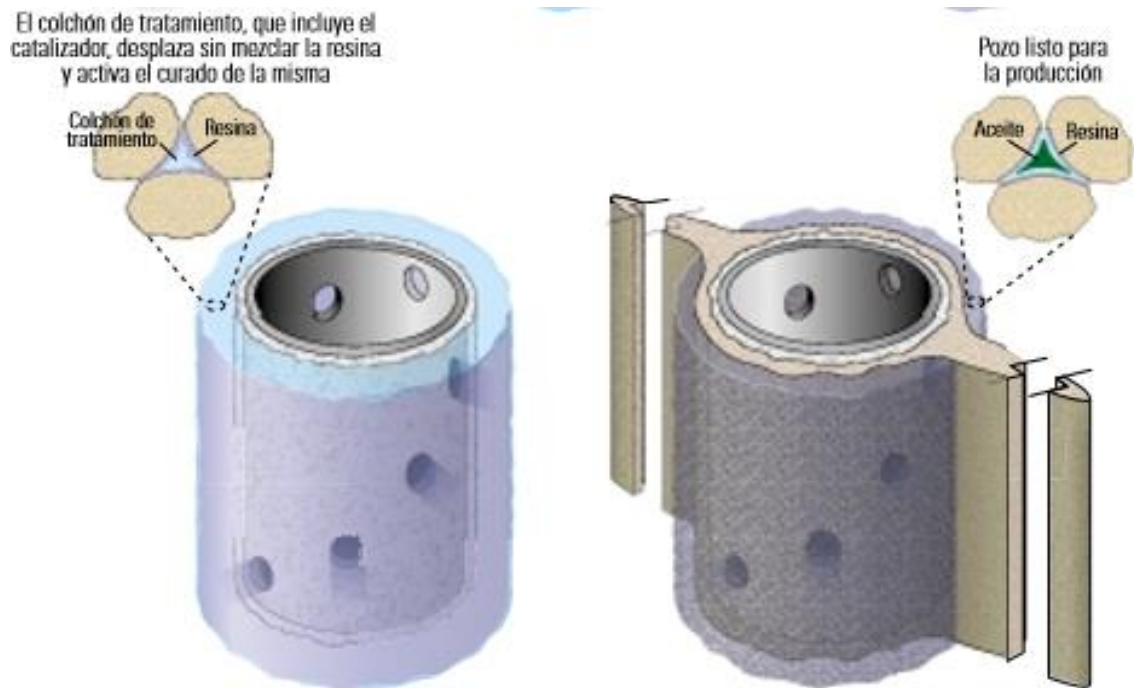
---

<sup>18</sup> Beatriz Helena Carrillo Mesa, Steven Muñoz Caballero. Selección del material propante en procesos de fracturamiento hidráulico en un pozo petrolero. UIS tesis. 2012.

<sup>19</sup> Nelson EB, Brown JE, Card RJ. Sand control without requiring a gravel pack screen. US Patent No. 5551514. 1996.

el mezclado dependiendo de la concentración del catalizador se elige el tiempo de bombeo disponible.

Figura 13. Consolidación de la formación.



Fuente: Parlar M, Ali SA, Hoss R, Wagner DJ, King L, Zeiler C y Thomas R: "New chemistry and improved placement practices enhance resin consolidation: case histories from the gulf of Mexico," artículo de la SPE 39435. Febrero 1998.

Esta técnica ha sido implementada con éxito en la remediación del contraflujo del apuntalante pero su aplicación se limita a solo reparaciones de empaques de grava debido a que no penetra formaciones con permeabilidades inferiores a 1 darcy.

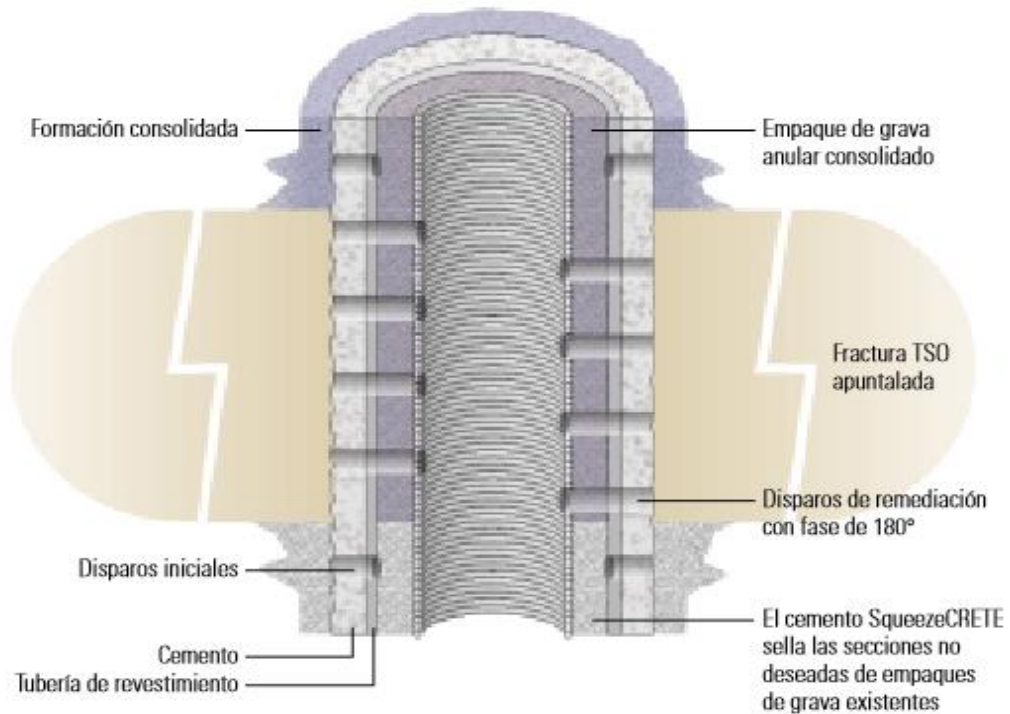
Al agregar el catalizador externo se finaliza totalmente con la operación, este sistema ofrece la ventaja de desplazamiento de resina por tiempo ilimitado, sin embargo es difícil determinar la efectividad del mezclado en el fondo de catalizador con la resina, la necesidad de retención de permeabilidad en la formación, simplifica la consolidación in situ.

El órgano seal-r es un tratamiento empleado para el control de producciones de agua, llena totalmente los espacios porosos de la matriz y bloquea la permeabilidad cerca del pozo, para luego ser restaurada por el fracturamiento TSO, este tratamiento puede ser bombeado junto con agentes divergentes sólidos, para tratar intervalos de hasta 50 pies al interior de las tuberías, pero el emplazamiento preferido es en una tubería flexible.

### **3.5 CEMENTACION DE INTERVALOS PERMEABLES INDESEADOS, PREVIAMENTE EMPACADOS**

Las terminaciones de pozos sin cedazo brindan una reducción visible en materia de costos para remediar la producción de tuberías con empaques, ya que los cedazos están taponados con finos, incrustaciones o depósitos de hidrocarburos. Las principales aplicaciones cuentan con mayor frecuencia con cedazos de gran longitud y tubería flexible, como el caso de un campo de Giovana (Italia), que contaban con un empaque hasta de 50 pies de largo, para su remediación se implementó el tratamiento de órgano seal que consolido los empaques de grava anulares entre los cedazos existentes y las tuberías de revestimiento, antes de las operaciones de disparos y fracturamientos.

Figura 14. Reparación de empaque de grava.

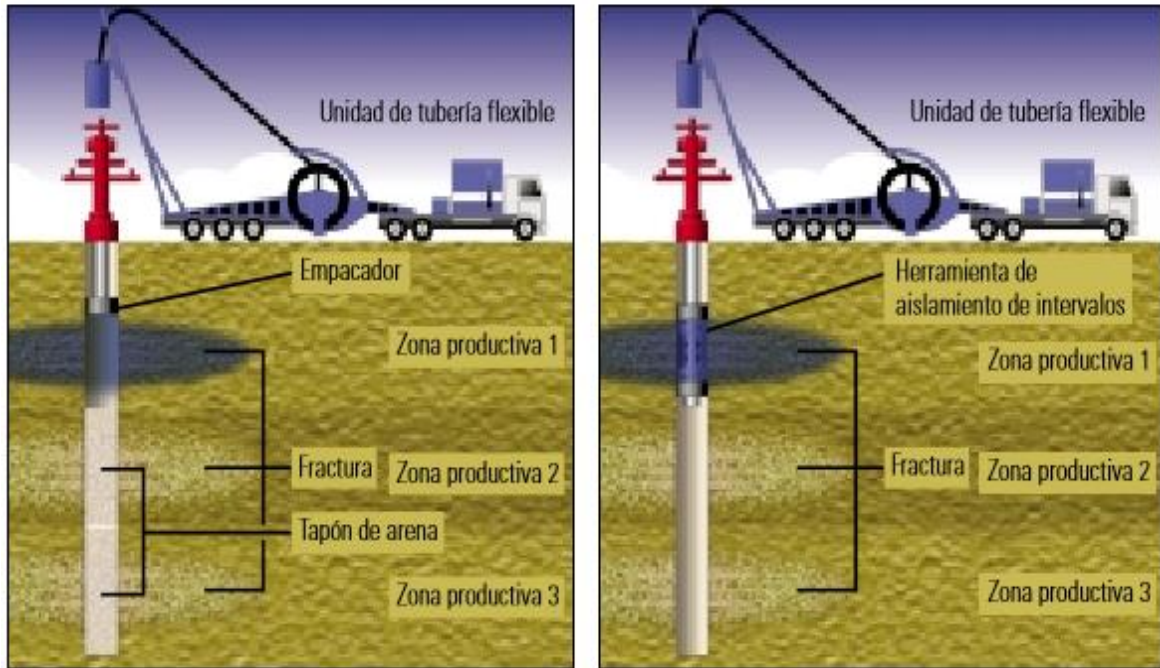


Fuente: Métodos de control de arena sin cedazo. Oilfield review. Verano 2003.

### 3.6 TRATAMIENTOS SELECTIVOS

Además de realizar el control de contraflujo de apuntalante, el éxito de la operación depende mucho del emplazamiento efectivo de los fluidos de estimulación. La cobertura completa de la fractura a través de los disparos abiertos utilizando la tubería flexible como el conducto para los fluidos de fracturamiento con apuntalante puede tratar las zonas productivas múltiples en forma consecutiva durante una única movilización.

Figura 15. Fracturamiento con tubería flexible.



Fuente: Métodos de control de arena sin cedazo. Oilfield review. Verano 2003.

Este procedimiento permite la producción en zonas que anteriormente no se encontraban produciendo para el aislamiento de las zonas deben utilizarse empacadores de anclaje por tensión y tapones de arena, los programas de bombeo para cada zona incluyen un apuntalante extra para colocar un tapón a través de los intervalos fracturados antes de desplazarse hacia arriba para tratar la zona próxima<sup>20</sup>.

### 3.7 APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA EN DISTINTOS CAMPOS

Ahora nos dispondremos a realizar un análisis a varias obras en las cuales se implementaron, técnicas en donde se realiza control de arenas sin cedazos, se lleva

<sup>20</sup> Degenhardt KF, Stevenson J, Gale B, González D, Hall S, Marsh J y Zemlak W: Aislamiento y estimulación selectivos, Oilfield Review. Invierno de 2001/2002.

a cabo la remediación de un cedazo roto o en su defecto no hacia una labor efectiva del control de arenas.

**3.7.1 Campo Amarurne (Japón).** Es un campo que se encuentra cerca de Niigata, inicio su explotación desde la década de los 60 su presión de yacimiento ha disminuido de 12, 4 Mpa, a 4,5 Mpa la producción de arena observada en seis pozos motivo a que JAPEX redujera la caída de presión a lo largo de los pozos a 0,4 Mpa.

Posterior al análisis exhaustivo que se realiza, se decide implementar una técnica de control de arenas de la siguiente forma:

- La cementación de pozos de alta calidad asegura el aislamiento por zonas a través de zonas débiles y agotadas, el éxito de la operación se asegura con el buen aislamiento de zonas que permite el bombeo del fluido de fracturamiento y apuntalante hasta la zona deseada. Para este pozo se utilizó una operación de cemento en dos etapas con una lechada de litecrete, que tiene una densidad de  $1,6 \text{ g/cm}^3$ .
- Los disparos optimizados ayudan a asegurar que el fluido de formación se filtre a través del empaque del apuntalante en la fractura antes de salir de los disparos, en este caso el intervalo disparado se limitó a 6 pies con fase de 0 grados y orientado a un ángulo de 180 grados en el lado bajo del pozo, el diámetro de agujero seleccionado fue menor que el ancho de la fractura diseñada.
- La consolidación en sitio estabiliza la roca no consolidada en torno a los disparos, mediante la inyección de una resina en la formación.

- El fracturamiento TSO permite que el apuntalante este fuertemente empaçado desde el extremo de la fractura hasta el pozo esencial para el correcto filtrado de las arenas durante la producción.
- El control del contraflujo de apuntalante mejora la longevidad de la fractura empaçada. Para este pozo se agregaron fibras de empaque de apuntalante por fracturamiento hidráulico PropNET en todas las etapas del apuntalante<sup>21</sup>.

**3.7.2 Campo Ghawar (Arabia Saudita).** La planta de gas en Hawiyah requería una disminución en la producción de ácido sulfhídrico de 46 millones m<sup>3</sup>/d a 11.5 millones m<sup>3</sup>/d, la formación estaba a una profundidad 13500 a 14400 pies es muy complicado mantener una producción de arena estable las tuberías eran propensas a presentar corrosión y desgaste, por lo que para la planificación del proyecto no era viable el uso de métodos convencionales para el control de arenas. Para lograr trabajar con gas de libre de arena a caídas de presiones razonables se logra mediante las siguientes técnicas:

- Disparando intervalos estables.
- Disparando un intervalo por pozo.
- Limitando el largo del intervalo disparado.
- Utilizando apuntalante RCP de resistencia media.
- Utilizando aditivos de fibras para el control del contraflujo.
- Orientando los disparos en el PFP.
- Forzando el cierre de la fractura inmediatamente después de los tratamientos.
- Diseñando procedimientos especiales de contraflujo.

---

<sup>21</sup> Oilfield review. Métodos prácticos de manejo de la producción de arena. Verano de 2004.

Los disparos correctamente alineados con PFP minimiza el número de túneles sin empacar se escogió la herramienta de disparos orientados operada a cable y pistolas orientadas a 180° para disparar en función del esfuerzo máximo de la formación y la orientación del PFP, con un azimut de 80° o 260°. Las operaciones de fracturamiento dieron como resultado temporadas de flujo más extensas para limpiar los pozos luego del tratamiento, se pudo lograr una producción libre de sólidos durante 55 días.

Saudí ARMACO, limita rutinariamente los intervalos disparados, y es de los mayores usuarios de los servicios de disparos orientados, y han logrado obtener eficientes resultados con las terminaciones de pozos sin cedazos aun teniendo altos gastos de producción y después de ciclos con periodo de producción y de cierres alternados<sup>22</sup>.

**3.7.3 Campo Timbalier (EEUU).** JM Huber Corporation tenía a su cargo el bloque 21 del campo timbalier en el golfo de Mexico, resolvieron utilizar empaques de grava con cedazos de 23/8 pulgadas de diámetro, colocados dentro de una tubería de revestimiento de 5 pulgadas, sin embargo en medio de las operaciones de perforación la tubería de revestimiento de 5 pulgadas quedo atascada por presión diferencial arriba de la profundidad total planificada, lo que obligó al operador a cementar la tubería a 11101 pies como tubería de revestimiento intermedia y a bajar otra tubería de revestimiento de 3 ½ pulgadas hasta la profundidad total.

La terminación de pozos combino operaciones de disparo optimizados, con la consolidación de la formación y el fracturamiento TSO, luego de perforar el cemento acumulado dentro de la tubería de revestimiento 3 ½ , se llevó a cabo la terminación de pozos sin cedazo durante cuatro etapas:

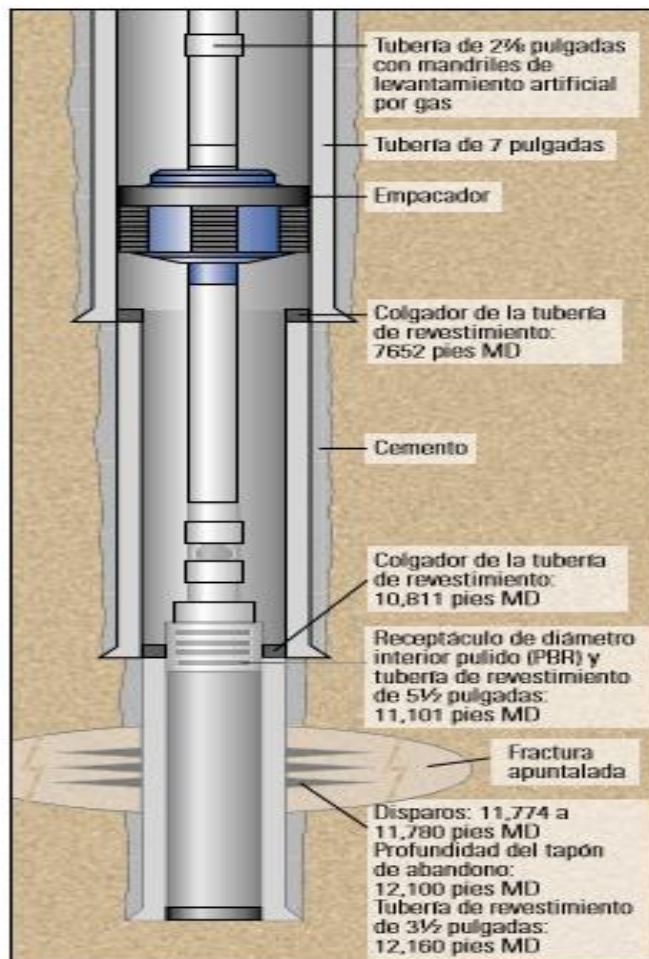
---

<sup>22</sup> Al-Qahtani MY, Rahim Z, Biterge M, Al-Adani N, Safdar M y Ramsey L.:Development and Application of Improved Reservoir Characterization for Optimizing Screenless Fracturing in the Gas Condensate Jauf Reservoir, Saudi Arabia, artículo de la SPE 77601.Octubre 2002

- Operaciones de disparos optimizadas.
- Acidificación y consolidación de la tubería flexible.
- Fracturamiento TSO con fibras propNET.
- Limpieza de pozo con tubería flexible.

En la operación de disparos la densidad de los disparos se limitó a 6 disparos por pie para mejorar el emplazamiento del tratamiento y reducir la posibilidad de que quedaran disparos sin tratar una fase de 0° aseguraba aún más que los disparos se comunicarían con la fractura, sin embargo lo esencial era el control de flujo de apuntalante por lo cual previo a la operación se consolidó la formación con la resina K300 a base de furano.

Figura 16. Diseño de terminación campo Timbalier.



Fuente: Métodos de control de arena sin cedazo. Oilfield review. Verano 2003.

La resina podría colocarse en medio del corto intervalo disparado utilizando tubería flexible para estabilizar el volumen de formación alrededor del pozo, la consolidación mecánica previene la producción de arena temprana por si sola no puede controlar el influjo de arena cuando el pozo muestra señales de agotamiento, para mantener el equilibrio el operador incluyó un sistema con apuntalante cerámico de bajo contenido de guar, malla 20/40 que evito el trituramiento del apuntalante puesto a varios esfuerzos en la formación de hasta el orden de 55 Mpa.

Posteriormente se incluyeron fibras de propNET, a las etapas de inyección de fluido con apuntalante, la operación pudo emplazar en la formación 9096 de 13204 libras de apuntalante bombeado, la reducción de régimen de bombeo final logro, evitar

excesivas presiones de superficie del tratamiento, el contraflujo controlado forzó el rápido cierre de la fractura hidráulica. Luego de transcurrido un año de efectuado el tratamiento el pozo producía buenas tasas de flujo sin la aparición de finos o una producción de arena nula<sup>23</sup>.

---

<sup>23</sup> Riddles C, Acock A y Hoover S. Rigless, Screenless Completions Solve Sand Control Problems in Two Offshore Fields– Part 1. Offshore 62, no. 6 Junio de 2000.

## **4. PLANTEAMIENTO DE LA APLICACIÓN**

Luego de la demostración paso a paso de la implementación de pozos sin cedazo procederemos, a aplicar la metodología en un campo del cual se tienen los datos de las propiedades del yacimiento y los fluidos que en el interactúan.

### **4.1 CAMPO DE ESTUDIO**

Un yacimiento que se trabaja a altas profundidades, el cual fue operado por Ecopetrol y por cuestiones de confidencialidad se denominará Y-032.

El campo Y-032 posee dos zonas que se encuentran divididas en una zona que cuenta con un crudo no tan pesado se podría decir que mediano con 20 API y otra zona con un crudo extra pesado con alrededor de 8 API, con una extensión superficial de 750 hectáreas y un área de yacimiento de 374 hectáreas, el crudo mediano de la primera zona proviene de las formaciones geológicas formadas en el cretáceo denominadas A1 y A2. Mientras que la formación A3 que fue descubierta posteriormente tenía el crudo de propiedades extra pesadas a un rango de 7-9 API.

Se elige para la implementación de la metodología el estudio en concreto de la formación A3 que posee crudo de propiedades extrapesadas en un rango de 7-9 API.

En el estudio de la formación A3 se observa que se compone de una secuencia masiva de areniscas cuarzosas de grano fino a grueso moderadamente seleccionadas, localmente conglomeraticas a la base de secuencias granos decrecientes e intercalados con delgadas capas de shale.

El espesor total varía entre 295 y 411 pies, con 340 pies de promedio y por su respuesta del Gamma Ray parecida a la unidad A2, internamente no hay criterio definido para dividirla en sub-unidades. Se pueden visualizar tres intervalos arenosos más o menos separados por intervalos arcillosos, que no son totalmente continuos en el campo.

La zona de interés se encuentra en una zona profunda, estimado a de 7900 pies, los datos de producción muestran un comportamiento del crudo como un aceite espumoso. Actualmente la formación A3 produce alrededor de 14000 barriles al día, gracias al uso de bombas electro sumergibles como sistema de levantamiento.

Tabla 10. Modificado de “A New Inflow Model for Extra-Heavy Crude Oils Case Study”.

<b>reservorio</b>	pwf (psia)	3012
	temperatura (°F)	172

## 4.2 CARACTERISTICAS DEL FLUIDO

Tabla 11. Propiedades del crudo A3 del campo UIS.

<b>PROPIEDADES</b>	<b>VALOR</b>
Gravedad API	7 a 9
Viscosidad a 86 °F	390. 577 cp
Viscosidad a 150 °F	4000 cp
Viscosidad a 180 °F	1100 cp
Asfaltenos	15%w

Fuente: A new inflow inflow model for extra-heavy crude oils case study field, Colombia.

Con la información observada en la tabla 12 podemos ver que, el crudo producido en la formación es un crudo extra pesado, por lo cual a lo largo de la explotación del yacimiento es muy probable la migración de finos que posteriormente generen el

acumulamiento de sólidos en los equipos de operación, su alta viscosidad de hasta 4000 centipoise conlleva a el difícil manejo de transporte por tuberías.

Tabla 12. Datos de producción del pozo A-32 de la formación A3.

parámetros de producción	Unidad	Formacion A3
Aceite	BPD (barriles por dia)	230
Agua	BPD (barriles por dia)	40
BSW	%	10
GOR	SCF/Bbl STD (pie cubico por barril estandar)	70
GAS	KPCSD (miles de pies cúbios estandar)	50

Fuente: Modificado de ECOPETROL S.A

#### 4.3 DATOS DE PERFORACION Y COMPLETAMIENTO

La formación A3 del campo Y-032 cuenta con un espesor de aproximadamente 340 ft suficientes para realizar una perforación vertical convencional entre 7900 y 8300 ft de profundidad.

Para el completamiento del pozo se requiere un revestimiento convencional de 9 5/8 pulgadas de diámetro con una tubería de producción de 7 pulgadas suficientes para la instalación de cualquier sistema de levantamiento artificial<sup>24</sup>.

#### 4.4 SELECCIÓN DE FLUIDO FRACTURANTE

Teniendo en cuenta que se va a implementar un trabajo de estimulación que brinda el aumento en la tasa de producción de un pozo que ha sido completado y posee la

<sup>24</sup>David Alejandro Garcia Coronado, Jose Abraham Vargas Bohorquez. Metodología para la implementación de solventes para el incremento de la productividad de crudos extrapesados. UIS tesis. 2014

permeabilidad (mayor a 1 md) para una consolidación de este tipo, se inicia un trabajo explicado a continuación.

Para el correcto desarrollo de las fracturas en el pozo, es necesario elegir de manera eficiente el fluido fracturante que sea compatible con las características del yacimiento, observando las tablas de selección de fluidos, (ver tablas 4-8), se concluye que el fluido más apropiado para un pozo que posee un crudo extra pesado 7-9 API, y un intervalo productor mayor a 100ft, es el borato reticulado (polímero de guar).

#### **4.5 SELECCIÓN DEL FLUIDO DE CONTROL CONTRAFLUJO DE APUNTALANTE (RCP)**

En este tipo de fracturamiento debemos tener claro que es necesario implementar un material que permita la correcta conductividad entre la fractura y el pozo, por ello el material del apuntalante normalmente utilizado en métodos convencionales es reemplazado por un apuntalante recubierto de resina, se escoge un material denominado NOVALAC HEXA, (tabla 10), que se encuentra reticulado por hexametilenotetramina, que puede resistir temperaturas mayores a 200F y presiones de hasta 8000 psi, características ideales para este pozo.

#### **4.6 APLICACIÓN DE DISPAROS: FASE, ORIENTACION E INTERVALO DE DISPAROS**

Ante el desconocimiento de los esfuerzos y el plano preferente de fractura, y teniendo en cuenta que el disparo debe situarse cerca al esfuerzo local máximo los disparos tienen un rango de fase de 0- 180 grados en este caso se usa un rango de 0°, que orientan los disparos la posición correcta, cercana al esfuerzo local máximo, el pozo se encuentra perforado de manera vertical por lo que el intervalo de disparos máximo debe ser de 30ft y acorde con la zona productora que tiene un espesor de

340 ft es de 20 ft para mantener la estabilidad del flujo en una sola fase el diámetro de agujero en la tubería generado debe ser de 0,5 in.

#### 4.7 RESULTADOS

Tabla 13. Resultados. Fuente: Los autores.

RESULTADOS	
Campo seleccionado	Campo Y-032
Sustancia fracturante	Borato reticulado (polímero de guar)
Sustancia apuntalante	NOVALAC "HEXA"
Fase de los disparos	0°
Perforación	Vertical
Intervalos de disparo	30 ft
Revestimiento	9 5/8"
Tubería de producción	7"
Diámetro de agujero en la tubería	0,5 in

El trabajo que se eligió implementar en el pozo como mejoramiento de la producción, se inicia con el fracturamiento de la formación utilizando el polímero de guar que se acopla a las condiciones de presión de fondo de pozo 3012 psi y a 172F de temperatura, en este fluido viene suspendido una resina RCP que permite el control de flujo del apuntalante para que se mantenga la conductividad entre la fractura y el pozo sin permitir el arenamiento de forma descontrolado, los disparos son realizados en fase de 0 grados, organizados en intervalos de 20ft y complementan la tecnología de TSO que brinda una longitud de fractura mucho menor, a cambio de mayor ancho para que la conductividad de fluidos sea la deseada.

## 5. CONCLUSIONES

El material de apuntalante más resistente a los esfuerzos de cierre es el compuesto de cristales de cuarzo (arena de Ottawa) que ofrecen buena conductividad a pesar de encontrarse bajo esfuerzos de hasta el orden de 10000 psia.

En formaciones con una buena permeabilidad mayor a 50 md, resulta muy factible el desarrollo de una fractura TSO, por las condiciones que esta fractura presenta para el desarrollo de la operación, disminuyendo las pérdidas de fluido de fracturamiento.

La orientación de disparos en pozos donde no se conoce el PPF (plano preferente de fractura), debe estar cerca a los esfuerzos locales que ofrece la formación y posee fase 0°.

Para espesores de formaciones productoras considerables el intervalo de disparo máximo que se elige es de hasta 30ft, evitando la generación de daños en la formación y el retraso de las operaciones.

## 6. RECOMENDACIONES

- Se recomienda emplear la metodología en campo haciendo uso de herramientas tecnológicas en todas las áreas de investigación y en el análisis de selección de materiales.
- Emplear un análisis detallado de los esfuerzos que actúan a lo largo del pozo, antes de iniciar cualquier operación de reestructuración por medio de una lectura eficiente de los registros de yacimiento.
- Realizar un estudio exhaustivo de cada uno de los materiales fracturantes y propantes antes de emplearlos en campo, utilizando pruebas de resistencia y composición del material para comprobar la factibilidad de uso en yacimiento a operar.

## BIBLIOGRAFIA

ARIAS GOMEZ Carlos, JIMENEZ CASTRO. Estimación de la tasa crítica para el control del daño a la formación originado por la migración de finos en los campos Gala y Llanito. Tesis de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2015

BALE Arthur; OWREN, Kiell and SMITH, Michael B. Propped Fracturing as a Tool for Sand Control and Reservoir Management. SPE Production & Facilities. [online] Febrero, 1994. Vol. 9 n° 1, [cited: 3 Nov. 2015] Disponible en ONE PETRO: <https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-24992-PA>

BARTHO KM, ROBERTSON B, WANN D. Implementing fracturing technology to the UKCS carboniferous formation. [online] octubre, 1997, [cited: 7 oct. 2015] Disponible en ONE PETRO: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-38609-MS>

Behrmann LA, Note KG. Per forating requeriments for fracture simulations. SPE 39453. Febrero 1998. SPE Production & Facilities. [online] mayo, 1991. Vol. 43 n° 05, [cited: 8 Nov. 2015] Disponible en ONE PETRO: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-39453-MS>

Bradford IDR y Cook JM. A Semi-Analytic Elastoplastic Model for Wellbore Stability with Applications to Sanding. SPE Production & Facilities. [online] agosto, 1994. [cited: 5 enero. 2015] Disponible en ONE PETRO: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-28070-MS>

CARRILLO MESA, Helena Y MUÑOZ CABALLERO, Steven. Selección del material propante en procesos de fracturamiento hidráulico en un pozo petrolero. Tesis de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2015

CASTRO TOVAR, Antonio. Últimos avances en control de arenas para pozos horizontales en operaciones costa afuera. Tesis de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2015.

COLIN Alexander, FORROW Christopher y PHILIP McCurdy. Challenging Convention in Sand Control: Southern North Sea Examples. SPE Production & Facilities. [online] mayo, 2007. [cited: 29enero. 2015] Disponible en ONE PETRO: <https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-98110-PA>

GARCIA CORONADO, David Y VARGAS BOHORQUEZ, Jose. Metodología para la implementación de solventes para el incremento de la productividad de crudos extrapesados. Tesis de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2015

MOHAMMED, Y. *et al.* Development and Application of Improved Reservoir Characterization for Optimizing Screenless Fracturing in the Gas Condensate Jauf Reservoir, Saudi Arabia. SPE Annual Technical Conference and Exhibition [online] 29 September-2 October., 2002. SPE-77601-MS [cited 2 march 2015] Disponible en ONE PETRO: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-77601-MS>

ROMERO JARAMILLO, Policarpo y ORTEGA MERCADO, Josimar. Diseño y operación de empaquetamientos con grava para el control de arenas en pozos horizontales de alta productividad en campos de crudo pesado. Tesis de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2015

VARGAS ORDOÑEZ, Oscar. Revisión de los parámetros del empaquetamiento con grava y planteamiento de alternativas para mejorar su eficiencia en los pozos del campo Jazmín. Tesis de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2015