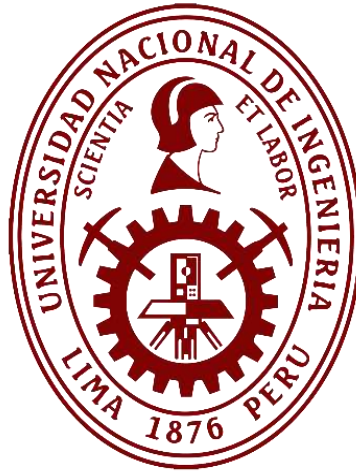


# Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica




## TESIS

**Mejora de la eficiencia en la producción en pozos horizontales,  
mediante el uso de la técnica de tamizado para el control de  
arenas en la Selva Peruana**

Para obtener el Título Profesional de  
**Ingeniero de Petróleo y Gas Natural**


Elaborado por

**Edith Manuela Ñaupas Manza**

 0009-0009-9993-7402

Asesor

**Dr. Daniel Bernardo Canto Espinoza**

 0000-0001-5417-4995

LIMA – PERÚ

2024

## **Dedicatoria**

La presente tesis está dedicada con mucho respeto y admiración a mis padres Sebastiana Manza y Lorgio Ñaupas quienes en cada etapa de mi vida supieron inculcarme el estudio constante; sus experiencias y consejos lograron obtener una meta que es ser profesional y persona de bien y a mis hermanas quienes son la motivación y fuerza para seguir superándome en la vida.

## **Agradecimiento**

Ante todo, a Dios, quien guía mi camino; a los docentes de la Universidad, quienes compartieron sus conocimientos y experiencias; así como también supieron formarme como excelente y provisorio profesional; su paciencia y orientación constante para culminar esta importante investigación. A toda mi linda familia quienes me llenan de inspiración para mejorar mi vida cada día más y más.

## Resumen

En la industria petrolera, los pozos horizontales de alta producción en la selva peruana enfrentan desafíos particulares relacionados con la presencia de arenas no consolidadas. El control efectivo de estas arenas es crucial para evitar obstrucciones, daños a los equipos y disminución de la producción. En este contexto, se examinan detenidamente los diferentes métodos de control de arenas, poniendo especial atención en la técnica de tamizado.

Además, se recopilan y se analizan datos de pozos horizontales de alta producción en la selva peruana que han implementado la técnica de tamizado para controlar las arenas. Estos datos se utilizan para realizar un análisis detallado desde una perspectiva técnico-económica, considerando factores como, la tasa de producción de petróleo, la eficiencia de retención de arenas de los tamices utilizados y los costos asociados. Los resultados obtenidos permiten optimizar la producción en los pozos horizontales de alta producción en la selva peruana mediante la aplicación efectiva de la técnica de tamizado para el control de arenas.

Este proyecto de investigación tiene como objetivo principal es optimizar la producción de petróleo en los pozos horizontales de alta producción en la Selva Peruana. Se propone el uso de la técnica de tamizado como método de control de arenas para prevenir problemas relacionados con la erosión, el desgaste de equipos y la obstrucción de conductos. A través del estudio realizado en superficie con los tamizados, se busca recomendar el tipo de malla adecuada para la completación de los pozos.

## **Abstract**

In the oil industry, high production horizontal wells in the Peruvian jungle face particular challenges related to the presence of unconsolidated sands. Effective control of these sands is crucial to avoid clogging, equipment damage, and decreased production. In this context, the different methods of sand control are carefully examined, paying special attention to the sieving technique.

In addition, data is collected and analyzed from high production horizontal wells in the Peruvian jungle that have implemented the screening technique to control sands. These data are used to carry out a detailed analysis from a technical-economic perspective, considering factors such as the rate of oil production, the sand retention efficiency of the sieves used and the associated costs. The results obtained allow optimizing production in high-production horizontal wells in the Peruvian jungle through the effective application of the screening technique for sand control.

This research project's main objective is to optimize oil production in high production horizontal wells in the Peruvian Jungle. The use of the sieving technique is proposed as a sand control method to prevent problems related to erosion, equipment wear and duct obstruction. Through the study carried out on the surface with the sieves, the aim is to recommend the type of mesh suitable for the completion of the wells.

## Tabla de Contenido

Dedicatoria.....	ii
Agradecimiento .....	iii
Resumen .....	iv
Abstract.....	v
Tabla de Contenido.....	vi
Lista de Figuras .....	ix
Lista de Tablas.....	xi
Introducción.....	1
Capítulo I. Parte Introductoria del Trabajo.....	2
1.1 Antecedentes .....	2
1.2 Problemática .....	4
1.3 Formulación del Problema .....	4
1.3.1 Problema General.....	4
1.3.2 Problemas Específicos .....	5
1.4 Objetivos de la Investigación .....	5
1.4.1 Objetivo General .....	5
1.4.2 Objetivos Específicos.....	5
1.5 Hipótesis de la Investigación.....	6
1.5.1 Hipótesis General .....	6
1.5.2 Hipótesis Específicas .....	6
1.6 Justificación de la Investigación.....	6
1.7 Identificación de Variables.....	7
1.7.1 Variables Independientes .....	7
1.7.2 Variables Dependientes.....	7
Capítulo II. Marco teórico y conceptual.....	8
2.1 Arenamiento en pozos horizontales .....	8
2.2 Producción de arena .....	8
2.2.1 Producción transitoria de arena.....	9
2.2.2 Producción continua de arena .....	9
2.2.3 Producción catastrófica de arena.....	9
2.3 Fuerzas que causan un arenamiento .....	10
2.3.1 Operaciones que ocasionan el arenamiento.....	10

2.3.2 Perforación .....	11
2.3.3 Cementación.....	11
2.3.4 Completacion.....	11
2.3.5 Producción .....	11
2.4 Efectos de la producción de arena .....	12
2.5 Diferencia entre arenas consolidadas y no consolidadas.....	12
2.5.1 Causas de la producción de arena .....	13
2.6 Equipo de completación .....	15
2.6.1 Sistema de bombeo electrosumergible.....	15
2.6.2 Equipos de subsuelo.....	16
2.6.3 Equipos de Superficie .....	17
2.6.4 Cables.....	17
2.6.5 Componentes de subsuelo.....	18
2.6.6 Componentes superficiales: .....	21
2.7 Análisis PTB.....	23
2.7.1 Equipos.....	23
2.8 Producción de arena desde el yacimiento.....	25
2.8.1 Predicción de la producción de Arena .....	25
2.8.2 Como se produce la arena .....	27
2.8.3 Producción de arena durante el transporte .....	30
2.8.4 Deposición de arena .....	31
2.9 Ley de Stokes .....	34
Capítulo III. Análisis de los Sistemas de Control de Arena .....	36
3.1 Sistemas de control de arena .....	36
3.1.1 Liner ranurado:.....	36
3.1.2 Mallas Ranuradas:.....	36
3.2 Rejillas pre-empacadas.....	41
3.2.1 Tipos de rejillas pre-empacadas .....	42
3.3 Empaquetamiento con grava .....	43
3.3.1 Diseño de un empaque con grava.....	43
3.3.2 Selección del Tamaño de Grava.....	44
3.4 Fluido de empaquetamiento .....	46
3.5 Parámetros para un fluido ideal:.....	47
3.6 Coeficiente de uniformidad (Cu).....	48

3.7 Selección del forro ranurado .....	48
3.8 Selección del espesor del empaquetamiento. ....	49
3.8.1 Control y normas de la calidad de grava.....	50
3.9 Tipos de empaquetamiento con grava .....	50
3.9.1 Empaque con grava en hueco entubado .....	51
3.9.2 Empaque con grava en hueco abierto.....	51
3.10 Limitaciones y problemas operacionales .....	53
3.11 Método combinado de estimulación y control de arena.....	54
3.12 Características y factores determinantes de las fracturas .....	54
3.12.1 Ventajas de la estimulación y control de arena .....	56
3.13 Empaque con agua utilizando alto caudal de inyección.....	57
3.13.1 Agua como fluido de fractura.....	58
3.13.2 Aplicabilidad .....	58
3.14 Métodos de control de arena en pozos horizontales.....	59
Capítulo IV: Procedimiento empleado en la investigación .....	64
4.1 Procedimiento del trabajo de Investigación .....	64
4.1.1 Seguridad Salud Ocupacional y Medio Ambiente.....	64
4.1.2 Descripción de los trabajos .....	66
4.1.2.1 Preparación del área de trabajo.....	66
4.1.2.2 Muestreo manual del fluido.....	67
4.1.2.3 Distribución de tamices .....	67
4.1.2.4 Filtrado de la muestra .....	67
4.1.2.5 Lavado de la muestra .....	68
4.1.2.6 Secado de la muestra .....	68
4.1.2.7 Recolección de la muestra.....	69
4.1.2.8 Pesado de la muestra .....	69
4.1.2.9 Cálculos para distribución granulométrica de la muestra.....	70
Capítulo V: Análisis y Discusión de Resultados.....	71
5.1 Diagrama del paso a paso.....	71
5.2 Consideraciones.....	72
5.3 Resultados .....	72
Capítulo VI: Análisis Económico.....	77
6.1 Introducción al balance económico.....	77
6.2 Análisis de la Cantidad de Arenas.....	78



6.3 Análisis del Costo del Control de Arenas y Costo de Intervención de Pozo .....	78
6.4 Análisis del Ahorro Potencial.....	80
Conclusiones.....	82
Recomendaciones .....	84
Referencias Bibliográficas.....	85

## Lista de Figuras

Figura 1 <i>Erosión de tubería por producción de arena</i> .....	12
Figura 2 <i>Producción de arena en un reservorio</i> .....	13
Figura 3 <i>Arco de arena</i> .....	14
Figura 4 <i>Daño de formación</i> .....	15
Figura 5 <i>Diagrama de equipos de fondo y superficie</i> .....	16
Figura 6 <i>Diagrama de equipo de fondo BES</i> .....	16
Figura 7 <i>Diagrama de equipo de superficie BES</i> .....	17
Figura 8 <i>Cables BES</i> .....	17
Figura 9 <i>Separador de Gas</i> .....	18
Figura 10 <i>Vista del equipo de superficie del BES</i> .....	22
Figura 11 <i>Partes del equipo de filtración</i> .....	24
Figura 12 <i>Filtro Whatman</i> .....	24
Figura 13 <i>Equipo de filtración</i> .....	24
Figura 14 <i>Fuerzas intergranulares en la producción de arena</i> .....	27
Figura 15 <i>Distribución del tamaño de partícula</i> .....	28
Figura 16 <i>Tipos de flujo para transporte sólido – líquido</i> .....	29
Figura 17 <i>Diagrama de una esfera en un fluido inactivo</i> .....	34
Figura 18 <i>Line Ranurado</i> .....	36
Figura 19 <i>Liner ranurado y mallas ranuradas</i> .....	37

Figura 20 <i>Patrones típicos en rejillas ranuradas</i> .....	38
Figura 21 <i>Rejillas pre-empacadas</i> .....	42
Figura 22 <i>Diámetro VS Permeabilidad del empaque</i> .....	45
Figura 23 <i>Grava en Hueco Abierto</i> .....	53
Figura 24 <i>Tipos de fracturas generadas por frack pack</i> .....	55
Figura 25 <i>Control de Arena en Pozos Horizontales</i> .....	60
Figura 26 <i>Ordenamiento de tamices y vertimiento de muestra recolectada.</i> .....	68
Figura 27 <i>Pesado de sólidos y determinación de granulometría.</i> .....	70
Figura 28 <i>Eficiencia de control de arena por pozc</i> . .....	78
Figura 29 <i>Costo del control de arena por pozo.</i> .....	79
Figura 30 <i>Ahorro por pozo.</i> .....	80

## Lista de Tablas

Tabla 1 <i>Escala de Wentworth para clasificación de sedimentos</i> .....	8
Tabla 2 <i>Capacidad de las Bombas BES</i> .....	19
Tabla 3 <i>Longitud y Anchura de la Ranura</i> .....	38
Tabla 4 <i>Numero de tiros por pie con diferentes anchos y longitud de ranuras</i> .....	39
Tabla 5 <i>Polímeros usados comúnmente en transporte de grava</i> .....	47
Tabla 6 <i>Ventajas y desventajas del empaquetamiento en hueco entubado</i> .....	51
Tabla 7 <i>Ventajas y desventajas del empacamiento en hueco abierto</i> .....	52
Tabla 8 <i>Liners ranurados</i> .....	60
Tabla 9 <i>Rejillas con envolturas de alambre</i> .....	61
Tabla 10 <i>Rejillas pre empacadas</i> .....	61
Tabla 11 <i>Empaquetamiento con grava</i> .....	62
Tabla 12 <i>Frac pack</i> .....	62
Tabla 13 <i>Empaquetamiento con agua a alto régimen de inyección</i> .....	63
Tabla 14 <i>Aspectos Laborales</i> .....	65
Tabla 15 <i>Aspectos Ambientales</i> .....	66
Tabla 16 <i>Resultado de monitoreo mediante tamizado del pozo P1</i> .....	77
Tabla 17 <i>Resultado de monitoreo mediante tamizado del pozo P2</i> .....	78
Tabla 18 <i>Resultados de monitoreo mediante tamizado del pozo P3</i> .....	74
Tabla 19 <i>Resultado de monitoreo mediante tamizado de pozos con sistema de control de sólidos en su completación (mallas de 250 micrones)</i> .....	75
Tabla 20 <i>Datos de pozos con el Monitoreo y Control de Arena.</i> .....	77

## Introducción

En la presente tesis se analizará los problemas de arrastre de arenas que acarrearán a la producción en pozos de alta productividad en la selva peruana y se empleará el método de tamizado para la evaluación de la efectividad de las terminaciones de pozos que buscan reducir el arrastre de sólidos.

También se conocerán los factores que ocasionan el desprendimiento de los sólidos del reservorio y como este evoluciona durante su etapa productiva. Así mismo, se conocerá el trayecto de los sólidos del reservorio hasta la superficie y como generan daños de las líneas de producción en la subsuperficie y en las facilidades de producción en superficie.

Aprenderemos a clasificar los niveles de arenamiento y los distintos métodos para la predicción si los pozos tendrán arrastre de arena.

Todo esto con el objetivo de dar a entender la importancia de evaluar en superficie el rendimiento de los sistemas de control de sólidos en subsuperficie, como afecta este factor en lo operativo, económico y ambiental.

# Capítulo I. Parte Introdutoria del Trabajo


## 1.1 Antecedentes

Los pozos horizontales de alta producción en la selva peruana desempeñan un papel crucial en la extracción de petróleo y gas en la región. Sin embargo, estos pozos enfrentan desafíos significativos debido a la presencia de arenas no consolidadas, lo que puede resultar en obstrucciones y daños en los equipos de producción, así como en una disminución de la eficiencia de producción.

En el pasado, se han utilizado diferentes métodos de control de arenas **en la terminación de pozo** para hacer frente a este problema, como la fracturación, la consolidación de arenas y el uso de agentes químicos. Sin embargo, estos enfoques pueden ser costosos, técnicamente complejos o no adecuados para las características geológicas específicas de la selva peruana.

(Anna Paula Lougon, 2006), muestra que las rocas detríticas o clásticas son resultados de la acumulación de elementos separados de rocas preexistentes por elementos externos, como la erosión y transportados a grandes distancias por el viento, ríos o glaciares y cementados o no después de su depositación; entre estas rocas se puede definir las arenas por la posición n de sus granos en la escala de tamaños siendo la de Wentworth la más utilizada, reservando el nombre de arena a cuyos elementos tienen un tamaño comprendido entre los 2 y 0.063 mm


La producción de arena consiste en el arrastre de partículas de arena provenientes del yacimiento hacia el pozo y hacia la superficie. Los granos sueltos son movilizados ante ciertos niveles de caída de presión, velocidades y viscosidades del fluido. Una vez producidas en el interior del pozo, estas partículas pueden provocar daños en las paredes internas de las tuberías, obstrucción y deterioro de las bombas, abrasión en las líneas de producción, entre otras cosas, lo cual disminuye la eficiencia del sistema, la producción de arena depende de la resistencia de la roca, de los esfuerzos en sitio, de los fluidos


producidos y de los cambios en las tasas de flujo respecto a la caída de presión, las altas tasas de producción, el aumento del esfuerzo efectivo debido al agotamiento y la irrupción del agua contribuyen a la producción de arena 



(Alarcon Ortiz Augusto, 2012), muestra que en “La producción de pequeñas o grandes partículas de sólido junto con los fluidos que son producidos del yacimiento debido a la baja consolidación de la formación productora”, es preferible utilizar el término “producción de sólidos” en lugar de “producción de arena” ya que, esto implica que solo las areniscas frágiles o poco consolidadas son las que están susceptibles de ser producidas. A medida que el yacimiento descarga petróleo hacia el pozo, con el tiempo se va acumulando arena y sedimento en el fondo del pozo,

Esta acumulación puede ser de tal magnitud y altura que puede disminuir drásticamente o impedir completamente la producción del pozo. Los casos de arenamiento son más graves y más frecuentes cuando los estratos son deleznales. Cuando se dan estratos de este tipo, la terminación del pozo se hace de manera que, desde el inicio de la producción, el flujo de arena y sedimentos sea lo más leve por el más largo tiempo posible. Para lograr esto, el tramo de la sarta de revestimiento y de producción que cubre el estrato productor es de tubos ranurados especialmente,


Las ranuras, cortadas de afuera hacia adentro y de apariencia cuneiforme, tienen una abertura lo suficiente estrecha, según análisis granulométrico de la arena, para retener la arena y lograr que el apilamiento de los granos sea compacto y estable y, por ende, no fluyan junto con el petróleo hacia el pozo.

(Gonzales Amado, 2016), en la tesis: “Diseño de una Metodología de Selección Preliminar de Sistemas de Control de Arena para los campos operados por Ecopetrol en Colombia”, muestra que en la producción de arena es un problema que se presenta en los pozos productores de hidrocarburos y que anualmente le cuesta millones de dólares a las empresas operadoras en gastos de mantenimiento de equipos y en costos asociados a una disposición medioambientalmente responsable a su llegada a superficie junto con los fluidos producidos del yacimiento 

Con la finalidad de mitigar la producción de arena en los pozos petroleros y no incurrir en gastos no planeados de forma periódica, las operadoras instalan mecanismos de control que restrinjan el paso de la arena desde fondo de pozo hasta superficie, logrando disminuir los problemas operacionales generados por ésta, las compañías prestadoras de servicios centran sus esfuerzos en diseñar mecanismos capaces de excluir la arena en fondo de pozo, por lo cual ofrecen diversos métodos que actúan como filtros que dejan pasar los fluidos provenientes del yacimiento y no permiten el paso a los granos de arena que son arrastrados en la corriente de flujo; el desempeño de los métodos de control depende de la formación de puentes arena, ya que si estos son estables, los granos de arena que son arrastrados por los fluidos, no podrán entrar al pozo. 

La formación de puentes de arena está influenciada por una selección adecuada del mecanismo, la cual se basa en las propiedades granulométricas de la formación productora y de aquí surge la necesidad de que empresas operadoras como Ecopetrol S.A cuenten con una metodología que les sirva para orientar la selección de la tecnología que mejor se adapte a sus necesidades.  

## **1.2 Problemática**

La producción de pozos horizontales de alta producción en la Selva Peruana se enfrenta a desafíos significativos relacionados con el control de arenas. La presencia de arenas durante la extracción de petróleo y gas puede causar problemas operativos y afectar negativamente la eficiencia de la producción. 

El enfoque principal consiste en llevar a cabo un estudio exhaustivo de las características geológicas y de las arenas presentes en la zona de extracción, así como realizar análisis de laboratorio mediante pruebas de tamizado en muestras representativas.

## **1.3 Formulación del Problema**

### **1.3.1 *Problema General***

¿Cómo mejorar la eficiencia en la producción pozos horizontales, mediante el uso de la técnica de tamizado para el control de arenas en la Selva Peruana?

### **1.3.2 Problemas Específicos**

¿Cómo resolver los problemas operativos que afectan negativamente la eficiencia de la producción en pozos horizontales de alta producción en la Selva Peruana?

¿Cuál es el impacto de la utilización de la técnica de tamizado en la reducción de la erosión y el desgaste de los equipos de producción en los pozos horizontales de alta producción?

¿Cómo prevenir la obstrucción de los conductos de producción mediante el uso de la Técnica de Tamizado en los pozos horizontales de alta producción de petróleo?

## **1.4 Objetivos de la Investigación**

### **1.4.1 Objetivo General**

Mejorar la eficiencia en la producción en los pozos horizontales de alta producción en la Selva Peruana mediante el uso de la técnica de tamizado para el control de arenas.

### **1.4.2 Objetivos Específicos**

- Evaluar y recomendar el tipo de malla más adecuada para la completación de los pozos horizontales, basado en el estudio del control de arenas por tamizados en superficie.
- Determinar las propiedades y características óptimas de las mallas utilizadas en la técnica de tamizado para el control de arenas en los pozos horizontales de alta producción.
- Analizar los resultados obtenidos de las pruebas de tamizado para determinar el tipo de malla más eficiente y efectiva para la completación de los pozos horizontales de alta producción en la Selva Peruana.
- Evaluar los beneficios económicos y ambientales de la optimización de la producción en los pozos horizontales de alta producción mediante el uso de la técnica de tamizado para el control de arenas.



## **1.5 Hipótesis de la Investigación**

### **1.5.1 Hipótesis General**

Mediante la aplicación de la técnica de tamizado para el control de arenas en los pozos horizontales de alta producción en la Selva Peruana permitirá mejorar significativamente la eficiencia y rentabilidad de la producción de petróleo.

### **1.5.2 Hipótesis Específicas**

- Es posible que la adopción de la técnica de tamizado en los pozos horizontales de alta productividad en la Selva Peruana tenga un potencial impacto positivo en la optimización de la extracción de petróleo, al abordar de manera eficiente los desafíos asociados con la erosión y el flujo de partículas sólidas.
- La utilización de la técnica de tamizado como estrategia para el control de arenas en los pozos horizontales podrá potencialmente contribuir a una mayor eficiencia y rendimiento en la extracción de petróleo, al abordar de manera efectiva los desafíos relacionados con la erosión y el flujo de partículas sólidas.
- Resultará beneficiosos económicos y ambientalmente significativos, mejorando la viabilidad y sustentabilidad de los yacimientos petrolíferos en dicha región.

## **1.6 Justificación de la Investigación**

En la actualidad, los pozos horizontales de alta producción en la Selva Peruana enfrentan desafíos relacionados con el control de arenas, lo cual puede resultar en problemas como la erosión y desgaste de los equipos, obstrucciones en los conductos de producción y una disminución en la eficiencia de la producción de petróleo. Estos problemas no solo generan pérdidas económicas significativas, sino que también pueden tener un impacto negativo en el medio ambiente.

El estudio en superficie del control de arena por tamizados ofrece la oportunidad de mejorar la completación de los pozos horizontales de alta producción, ya que permite evaluar diferentes tipos de mallas y determinar cuál es la más adecuada para retener las partículas de arena de manera efectiva. Al recomendar el tipo de malla óptima, se puede

prevenir la obstrucción de los conductos, minimizar la erosión y desgaste de los equipos, y optimizar la recuperación de petróleo.

## **1.7 Identificación de Variables**

### **1.7.1 Variables Independientes**

- Tipo de malla utilizada en la completación de los pozos.
- Características y propiedades de las mallas utilizadas en la técnica de tamizado para el control de arenas.
- Selección y aplicación de la técnica de tamizado en la producción de petróleo.
- Eficiencia del control de arenas en superficie mediante el tamizado.

### **1.7.2 Variables Dependientes**

- Eficiencia de la producción de petróleo en los pozos horizontales de alta producción.
- Recuperación de petróleo en los pozos horizontales de alta producción.
- Vida útil de los equipos de producción en los pozos horizontales de alta producción.
- Impacto ambiental relacionado con la emisión de partículas de arena.

## Capítulo II. Marco teórico y conceptual

### 2.1 Arenamiento en pozos horizontales

Es la producción de granos de arena con diferente granulometría que son arrastradas durante la producción de los hidrocarburos del reservorio.

**Tabla 1**

*Escala de Wentworth para clasificación de sedimentos*

CLASIFICACION DE SEDIMENTOS			
Límite de clases (milímetros)	Clases de tamaño		Termino para roca
>256	Gravas	Peñascos	Conglomerado
256-62		Matatenas	Brecha
64 - 32		Guijarros	Rudita
32 - 2		Gránulos	Rocas rutáceas
2 - 1	Arenas	Arenas muy Gruesas	Arenisca
1 – 0.5		Arenas Gruesas	Arenita
0.5 - 0.25		Arenas medianas	Rocas arenáceas
0.25 - 0.125		Arenas finas	
0.125 - 0.0625		Arenas muy finas	
0.0625 a 0.032	Limos	Limo grueso	Argelita
0.032 a 0.016		Limo Medio	Rocas argilaceas
0.016 a 0.008		Limo Fino	Lodolita
0.008 a 0.004		Limo muy fino	Rocas lodosas
< 0.004	Arcilla		Lutitas

Nota: Elaboración propia

### 2.2 Producción de arena

Sand control Es la arena que sale con la producción de los hidrocarburos viajando desde el yacimiento al pozo y a superficie. Varía de tamaño entre 2 y 0.0625 mm de diámetro según la escala de Wentworth. Acock et al. (2004) nos muestra una manera de clasificar la producción con respecto al arrastre de arena los cuales son enumerados en la lista

siguiente:

### **2.2.1 Producción transitoria de arena**

Se tiene producción transitoria de arena cuando disminuye con el tiempo a caudal de producción constante, esto puede ser durante los trabajos de limpieza de los pozos, tratamientos ácidos y fracturamiento hidráulico de recuperación secundaria.

### **2.2.2 Producción continua de arena**

Esto ocurre cuando la arena es arrastrada por la producción, depende de la capacidad de suspensión del fluido y la cantidad de arena producida.

Se define para pozos productores de petróleo y gas volúmenes promedio de producción de arena: de 6 a 600 gramos de arena por cada metro cubico de petróleo.

### **2.2.3 Producción catastrófica de arena**

Suceso cuando una alta tasa de flujo de arena causa el paro de producción de un pozo, se manifiesta primero con acumulaciones anormales de arena en tuberías, incrementándose después a un arrastre copioso de arena que ocasionaría el taponamiento del pozo. Dentro de esta categoría se puede clasificar en tres grados de severidad:

#### **a) Baja producción de arena**

Origina erosión y desgaste temprano de los equipos. Como prevención a este desgaste prematuro a veces se disminuye la producción, pero tiene su impacto económico ya que acumula una producción diferida.

#### **b) Producción moderada**

Además del desgaste prematuro de los equipos, también se tienen taponamiento en la tubería que conlleva al cierre del pozo, tiene un impacto económico por producción diferida

#### **c) Producción es muy alta**

Aparte de todos los problemas descritos con los dos casos anteriores, la arena que sale del reservorio deja grandes cavernas alrededor del revestidor, con el potencial de que colapse y se pierda el pozo completamente. Por eso es necesario contar con un programa de control de arena para evitar la ocurrencia de los tres casos mencionados, en especial la

producción muy alta de arena.

### 2.3 Fuerzas que causan un arenamiento

Matanovic' et al, (2012) mencionan que las rocas de los reservorios con hidrocarburos pueden ser formaciones poco consolidadas, inestables, que con el simple flujo de producción se desprenden granos de arena en el trayecto al pozo generando problemas y eventual reducción en la producción.

Además, detallan las causas que propician inestabilidad de la roca:

- Cantidad y tipo del material cohesionante de los granos.
- Agotamiento y disminución de presión en el reservorio. Matanovic' et al, (2012) explican como la presión soporta parte del peso de la roca inicialmente y al pasar el tiempo produciendo hidrocarburos esta presión disminuye, perdiéndose el soporte que poseía causando en la roca que granos de la matriz se desprendan integrándose en el flujo de producción ocasionando la producción de arena.
- El acarreo ocasionado por el flujo de los hidrocarburos. Esta fuerza de arrastre aumenta cuando aumenta el flujo a valores de alto caudal, así como también con la viscosidad de los hidrocarburos. Al suceder ese aumento se reduce la permeabilidad.
- Agua de formación, al tener alto corte de agua se reduce la presión capilar reduciendo la cohesión entre los granos que esta ejercía en el medio poroso.

#### 2.3.1 Operaciones que ocasionan el arenamiento

Matanovic' et al, (2012) establecen que, durante las actividades de perforación, completación, producción y estimulación de los pozos afectan la resistencia mecánica de la formación. Por lo que para establecer un programa de control de arena se debe conocer las características de la formación en su estado natural y analizar la ejecución de las actividades mencionadas anteriormente ya que disminuyen la resistencia mecánica de la roca y aumentar el caudal de los fluidos causando arrastres excesivos. A continuación, el detalle de las actividades mencionadas.


### **2.3.2 Perforación**

Es la primera actividad que inicia un daño a la resistencia mecánica de la roca, características y tipo del fluido de perforación los cuales tienen potencial de daño debido a hinchamiento o dilución de arcillas, formación de emulsiones, cambios de humectabilidad, fracturas inducidas por alta densidad, daños a la formación cerca de la cara del hoyo.

### **2.3.3 Cementación.**

Una cementación deficiente puede canalizarse y dejar canales sin cemento en el anular de la formación y revestidor, estos canales serán invadidos por el flujo de producción causando mayor fuerza de arrastre. Si no hay buen sello con la formación, no se logra el aislamiento necesario.

### **2.3.4 Completación.**

Para iniciar la completación de un pozo debe iniciarse con el cañoneo en los intervalos de producción para conectar la formación productiva con el pozo productor. 

Se tendrá en consideración: densidad de tiros, profundidad de penetración, ángulos entre tiros, diámetro de la carga, que serán decididos dependiendo de las características mecánicas de la formación. Dependiendo de cómo fue completado el pozo, si fue revestido o se dejó hoyo abierto, se definirá que tipo de precauciones se deberá tomar para el control de arena: rejillas, empaque con grava, forros pre-empacados, métodos químicos entre otros.

### **2.3.5 Producción**

Matanovic´ et al, (2012) menciona que

en la etapa de producción inician los problemas de arenamiento cuando en los pozos ocurren cambios bruscos en el caudal de producción o baja de presión de fondo fluyente, causando un aumento de la gradiente de presión en la cara del pozo o alrededor de un perforado, estos pozos son potencialmente candidatos para convertirse en pozos productores de arena, cuando esto empieza a ocurrir en un campo, se deberá de poner mucha atención en los demás pozos cuidando que el problema no se extienda.

## 2.4 Efectos de la producción de arena

Son pocas excepciones de pozos con producción de arena limitada y manejable pero la mayoría necesita un programa de control de arena, ya que cuando se tiene una producción severa a lo largo de la vida del pozo tiene un fuerte impacto económico. Según Barjin y Vargas (2011) algunos efectos de la producción de arena son:

- Erosión del equipo de fondo y superficie
- Asentamiento de arena en los equipos tanto en el fondo como en superficie
- Taponamiento de equipo de fondo y superficie
- Colapso de la formación.

### Figura 1

*Erosión de tubería por producción de arena.*



Nota. La foto muestra la erosión de la tubería. De *"Identificación De Problemas Potenciales Operacionales y alternativas de manejo en el Control de Producción de Arena de Pozos Horizontales"*, por Brajin y Vargas, 2011.

## 2.5 Diferencia entre arenas consolidadas y no consolidadas

La resistencia de la roca o formación proviene del tipo de material cementante natural que es lo que mantiene juntos y adheridos los granos de arena, Según sea su resistencia se clasifican en Consolidadas, débiles y no consolidadas.

En las formaciones consolidadas la arena producida proviene de rípios generados en las zonas de fallas, que salen al pozo cuando se inicia la producción de hidrocarburos.

En las formaciones débiles y las no consolidadas las arenas provienen del arrastre por el flujo de los hidrocarburos en producción que rompe la fuerza de cohesión natural de los

granos de arena.

### 2.5.1 Causas de la producción de arena

Para el control de arena no se consideran problemáticos las partículas finas ya que pasan libremente por los canales de la arena gruesa y no taponearan el canal. A continuación, se detalla los principales factores que causan producción de arena

#### Factores geográficos y geológicos

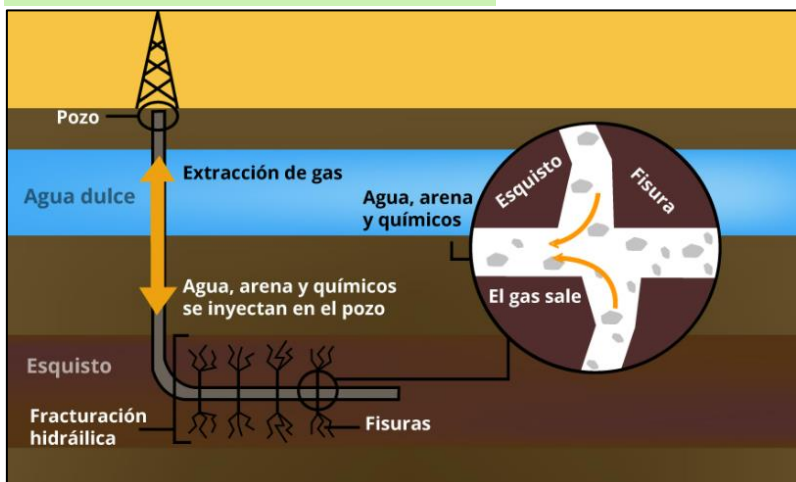
La producción de arena en los pozos petroleros es un problema a nivel mundial ya que la mayoría de los pozos producen los hidrocarburos de formaciones compuestas de areniscas.

#### a) Tasa de producción

La producción de arena se genera cuando la suma de esfuerzos sobre los granos de arena excede el esfuerzo de una formación arenisca, estos esfuerzos provienen de la fricción del fluido, las diferentes presiones en la formación y el peso de los estratos por encima durante la producción de yacimientos de areniscas.

**Figura 2**

Producción de arena en un reservorio



Nota. La figura muestra la producción de arena. De "Identificación De Problemas Potenciales Operacionales y alternativas de manejo en el Control de Producción de Arena de Pozos Horizontales", por Brajin y Vargas, 2011.

#### b) Viscosidad del fluido del reservorio

Brajin y Vargas, (2011) mencionan que dependiendo de la velocidad y viscosidad del fluido



producido, se tendrá un arrastre de los granos de arena de las formaciones areniscas será mayor para los fluidos con viscosidad elevada y menor para los fluidos de baja viscosidad.

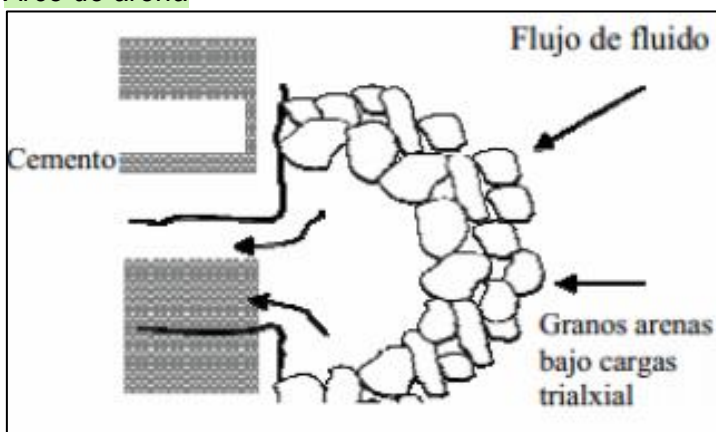
**c) Aumento de la producción del agua**

Cuando empieza a producirse agua o aumente su porcentaje, podría iniciarse o aumentar la producción de arena, según Brajin y Vargas, (2011) el agua aparece por dos razones: la primera es cuando se tiene una formación arenisca mojada en agua, que, al empezar a fluir el agua, se disminuye la cohesión de los granos de arena al disminuir la tensión superficial y la arena se adhiere al agua producida y sale de la roca del reservorio. La segunda es por el efecto de la permeabilidad, cuando aumenta el corte de agua, disminuye la permeabilidad relativa al crudo y aumenta la del agua.

**d) Arcos de arena**

Es un filtro natural que a veces se forma como un arco de arena, en la zona que rodea los perforados con suficiente resistencia para soportar esfuerzos verticales, evitando el paso de la arena al pozo.

**Figura 3**  
*Arco de arena*



Nota. Estructura de un arco de arena Brajin y Vargas, (2011)

**e) Daño de formación**

Afecta la producción disminuyendo su caudal de flujo e influye en el problema de arenamiento al tener un factor de daño alto en la vecindad del pozo, en esta sección dañada, el fluido ejercerá mayor presión sobre los canales de la formación generando mayores esfuerzos.

Muchas de las causas de daño de formación aumentan el arenamiento y en el caso de que se pueda reducir el daño con intervenciones de estimulación.

#### Figura 4

##### Daño a la formación



Nota. Estructura de un arco de arena Brajin y Vargas, (2011)

## 2.6 Equipo de completación

### 2.6.1 Sistema de bombeo electrosumergible

Ramírez, (2004) menciona que el método de levantamiento con Bombeo Electrosumergible (BES) tiene como función transportar el hidrocarburo del reservorio hasta la superficie con una bomba centrífuga de subsuelo, que funciona con un motor eléctrico ubicado en el fondo del pozo al cual se le suministra energía eléctrica desde la superficie y a través de un cable hasta el motor.

Tiene un relativo alto índice de fallas que llevan a interrupciones del bombeo tales como falla de materiales, diseño no apropiado, falla en la fabricación.

Sus componentes son los siguientes:

- Equipos de subsuelo
- Equipos de superficie
- Cables y componentes

## 2.6.2 Equipos de subsuelo

- Bomba Centrífuga
- Sección de entrada o separador de gas
- Sección de sello o protector
- Motor eléctrico

**Figura 5**

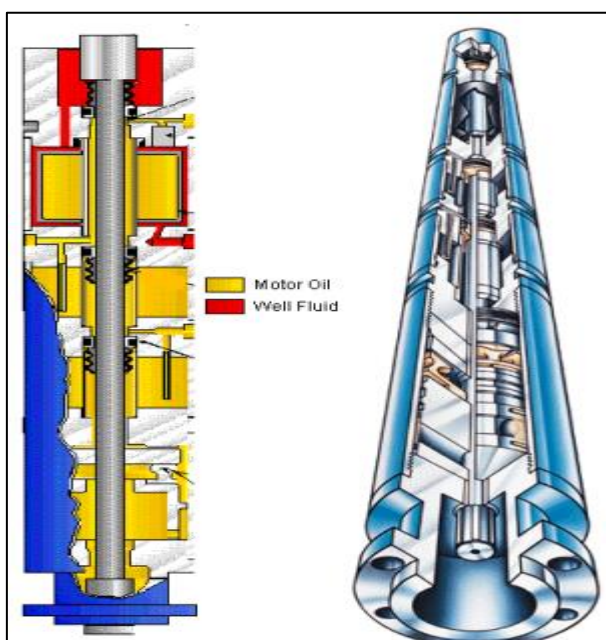
*Diagrama de equipos de fondo y superficie*



Nota: Fuente Ramírez, (2004)

**Figura 6**

*Diagrama de equipo de fondo BES*



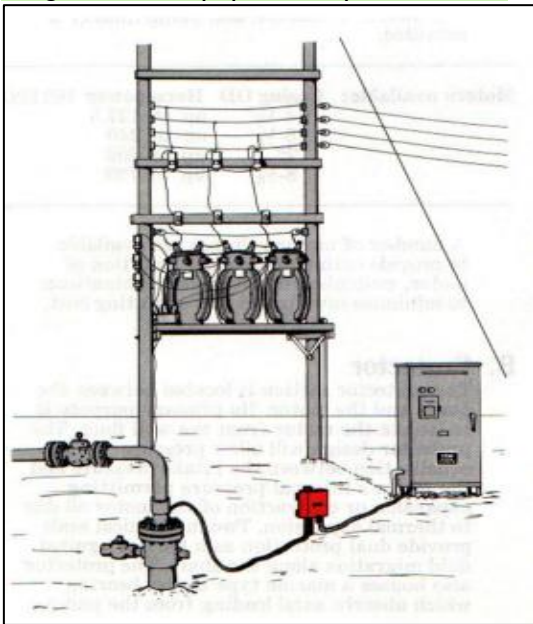
Nota: Fuente Ramírez, (2004)

### 2.6.3 Equipos de Superficie

- Cabezal de descarga
- Variador de frecuencia o controlador de arranque directo
- Caja de unión o venteo
- Conjunto de transformadores

**Figura 7**

*Diagrama de equipo de superficie BES*



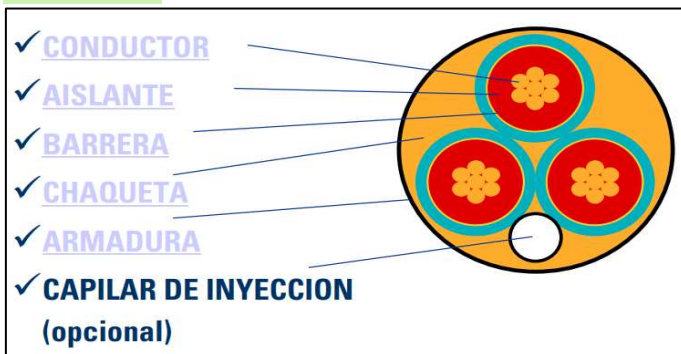
Nota: Fuente Ramírez, (2004)

### 2.6.4 Cables

- Cable conductor eléctrico
- Cable de conexión al motor
- Sensor de fondo

**Figura 8**

*Cables BES*



Nota: Fuente Ramírez, (2004)

### 2.6.5 Componentes de subsuelo

- **Motor eléctrico**

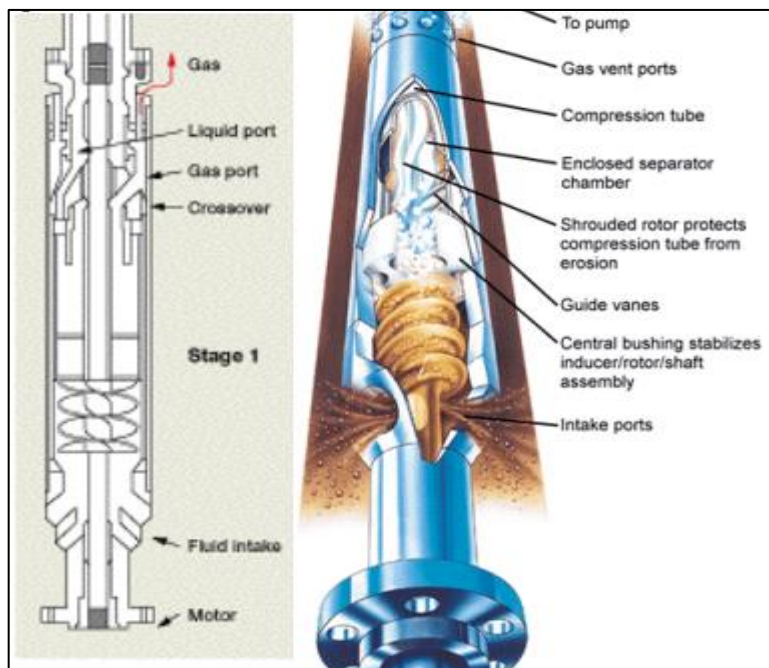
Va en el fondo de la instalación, a través de un cable recibe la electricidad desde la superficie. Su diseño permite introducirlo en el revestimiento del pozo, soporta altos valores de torsión en el arranque

- **Separador de gas**

Ramírez, (2004) menciona que el separador de gas es un componente opcional que permite un bombeo más eficiente sin cavitaciones, desvía el gas libre de la solución hacia el anular.

Existen dos tipos: Convencional y Centrifugo, el convencional invierte el sentido del flujo líquido dejando que el gas siga al espacio anular. El centrifugo manda una fuerza centrífuga a los fluidos que según las densidades el líquido se dirige a las paredes internas quedando el gas en el centro.

**Figura 9**  
**Separador de Gas**



Nota: Fuente Ramírez, (2004).

- **Protector**

Se ubica entre el motor y la bomba, igualando la presión del fluido del motor con la

presión externa del fluido del pozo. También se le dice sección sellante.

Funciones básicas:

- ✓ Permite igualar presiones entre motor y anular
- ✓ Atrae la carga axial de la bomba para que no se refleje en el motor eléctrico
- ✓ Tiene un depósito de aceite al motor para compensar la expansión y contracción.
- ✓ Transmite el torque del motor hacia la bomba.

Hay dos tipos de protectores: El convencional y el de tres cámaras aislantes.

- a) En el convencional el contacto directo entre ambos fluidos es el único medio de igualar presiones en el sistema de sellado.
- b) En el de tres cámaras, cada cámara es un sello mecánico y un recipiente de expansión-contracción, que permite la falla de dos sellos sin quedar desprotegido el motor. Brinda mejor protección contra fluidos corrosivos del pozo.

Características y beneficios del protector de tres cámaras.

- Tres sellos mecánicos cada uno con su propio recipiente, ampliamente espaciados permitiendo una mejor disipación del calor.
- Bomba Centrífuga Electrosumergible.
- De múltiples etapas, cada etapa es un impulsor giratorio y un difusor estacionario, su función es darles a los fluidos del pozo la presión necesaria para subir a superficie.

El impulsor provee energía cinética al fluido y el difusor la cambia a energía potencial.

**Tabla 2**  
*Capacidad de las Bombas BES*

Rangos de capacidad						
SERIES	OD (pulg)	Casing mínimo (pulg)	Flujo BPD Mínimo 60 Hertz	Flujo BPD Máximo 60 Hertz	Flujo M3/D mínimo 50 Hertz	Flujo M3/D Máximo 50 Hertz
A	3.38	4.5	100	2000	13	265
D	4	5.5	100	5200	13	689
G	5.13	6.625	800	12000	106	1590
S	0.38	7	1600	11000	210	1300
H	5.63	7	9200	26000	1219	3445
J	6.75	8.625	6000	25000	795	3313
M	8.63	10.75	12000	32500	1590	4306
N	9.5	11.75	24000	59000	3180	7818
P	11.25	13.625	53600	95800	7102	12694

**Nota.** Fuente Ramírez, (2004).

El caudal se mide con orificios calibrados.

- La altura total se determina midiendo la altura de succión con un vacuómetro y la altura de descarga con un manómetro.
- La potencia se determina con un dinamómetro
- Con estas consideraciones se mapean las curvas de la bomba.
- Como las bombas se utilizan para el bombeo de líquidos con diferentes densidades y viscosidades, se debe tener en cuenta a ciertos parámetros que afectaran su comportamiento en condiciones reales.

### ***Efecto de cambio de velocidad***

El caudal varía con los cambios de velocidad. Pero la eficiencia se mantiene constante.

Efecto de densidad relativa:

La capacidad de carga es independiente de la densidad relativa. La potencia en cambio varía directamente con ella. La eficiencia de la bomba permanece constante y no depende tampoco de la densidad relativa.

### ***Efectos de cambios de diámetro del impulsor***

La capacidad de carga varia con el diámetro de los impulsores, mientras que la potencia varia con el cubo del diámetro. La eficiencia de la bomba no cambiara.

### ***Fenómeno de Cavitación***

Ocurre cuando se forman burbujas de vapor que al ser arrastradas por el líquido se condensan produciendo un gran incremento de presión tipo golpe de martillo, dependiendo de la magnitud la capacidad y eficiencia de la bomba se reduce o también puede ocurrir un daño mecánico junto con la corrosión, erosión y vibración intensa.

### ***Sensor de Fondo***

Equipo compuesto por un dispositivo de lectura en superficie, un sensor de presión y un sensor de temperatura colocado en la parte final del motor. Registra presión del interior de la tubería o la presión de entrada a la bomba, se activa con el nivel del fluido o la presión de gas del pozo.



### **2.6.6 Componentes superficiales:**

Takacs, (2009) establece que los componentes superficiales constan de los siguientes componentes

- Banco de transformación eléctrica
- Transformadores para cambiar voltaje primario de la fuente eléctrica al voltaje que necesita en motor.
- Se puede usar un solo transformador trifásico o un conjunto de tres transformadores monofásicos.

#### ***Tablero de control***

Es el elemento en superficie, desde donde se realiza la operación del equipo de producción en el fondo del pozo, los dispositivos de control en el tablero dependerán de que tipo de control se desea, puede ser desde uno muy sencillo con botón de arranque y fusible protector de sobrecarga o puede ser más complejo con otros dispositivos para control remoto. Son electromecánicos o totalmente transistorizados.

#### ***Variador de Frecuencia***

Brinda protección para el equipo ante las variaciones eléctricas, permite arrancar los motores a baja velocidad.

#### ***Caja de Venteo***

Instalada entre el cabezal del pozo y el tablero de control, es un control de seguridad, conecta el cable de energía del equipo en superficie con el cable de conexión del motor, permite ventear a la atmosfera el gas que pueda fluir por el cable, sin que llegue al tablero de control.



Figura 10

Vista del equipo de superficie del BES



Nota: Fuente Takacs, (2009).

### **Cabezal de descarga**

Los cabezales de superficie son de varios tipos:

- Tipo Hércules para baja presión
- Tipo Roscado para alta presión

Los cabezales tipo Hércules, se utilizan en pozos de baja presión en el anular y con instalaciones superficiales. El cable de potencia cruza a través hasta la caja de venteo donde se empaca con gomas prensadas.

Los cabezales roscados en cambio se usan en pozos de costa afuera, pozos con alta presión en el anular y para instalaciones muy profundas. En estos cabezales el colgador esta roscado a la tubería y se suspende del cabezal.

El sistema BES está constituido por elementos de alto costo, si bien es cierto que es fácil de mejorar y automatizar, requiere una buena supervisión, análisis y control para su buen funcionamiento.

Ventajas:

- Capaz de levantar volúmenes altos de fluido
- Maneja sin problemas altos cortes de agua
- Se puede usar para inyectar tratamientos a la formación
- Si se cuida y opera bien su vida útil puede ser bastante larga
- Es efectivo en pozos desviados
- En superficie solo tiene el control de velocidad del motor
- El motor está ubicado en la misma bomba al fondo del pozo y su funcionamiento es

exclusivamente eléctrico

- Su tecnología es cara y complicada, pero es buena opción cuando se tiene que elevar grandes caudales

Desventajas:

- Alta inversión inicial
- Alto consumo de potencia
- No es rentable para pozos de baja producción
- Sus cables a altas temperaturas se deterioran
- Susceptible a producción de gas y arena
- Tiene un diseño complejo
- Las bombas y motor pueden fallar
- Sistema de instalación complicada.
- Tiene el costo de instalación más alto

**Parámetros a tener en cuenta para su aplicación:**

- Límite de temperatura: hasta 350 °F para motores y cables
- Presencia de gas: saturación de gas libre menor a 10%
- Presencia de arena: hasta un máximo de 200 ppm, pero de preferencia cero
- Viscosidad límite: cercano a los 200 cps
- Profundidad: 6,000 – 8,000 pies
- Tipo de completación: pozos verticales, desviados y horizontales
- Volumen de fluido: hasta 12000 BPD

## **2.7 Análisis PTB**

PTB (libras por cada mil barriles). Se describe procedimiento realizado en un laboratorio de campo.

### **2.7.1 Equipos**

- Papel filtro Whatman # 1
- Balanza

- Equipo de filtración
- Crisol
- Mufla

**Procedimiento**

i. Limpiar el equipo de filtración y destaparlo

**Figura 11**

*Partes del equipo de filtración*



Nota. Fuente Propia

ii. Colocar el papel filtro en su posición

**Figura 12**

*Filtro Whatman*



Nota. Fuente Propia

iii. Instalar el equipo armado en el pozo

**Figura 13**

### Equipo de filtración



Nota. Fuente Propia

- iv. Filtrar el fluido, dependiendo del pozo un máximo de 4,000 ml, y anotar el volumen total del filtrado (V).
- v. Se toman los datos de cada pozo: presión de flujo, presión de filtrado, frecuencia y hora.
- vi. Se lleva al laboratorio la muestra, se retira el papel de filtro con la muestra y se coloca en el crisol.
- vii. Se pesa el crisol con muestra, peso inicial y se anota (W1).
- viii. Después de unas 3 horas que dura la calcinación a 800 °F, se baja la temperatura, y se coloca en el desecador el crisol con la muestra calcinada.
- ix. Cuando se enfría el crisol a temperatura estable, se pesa el crisol con la muestra calcinada, peso final se anota (W2).
- x. Se hace el cálculo en ppm y se transforma a:

$$PTB.ppm = W2 - W1 / V$$

## 2.8 Producción de arena desde el yacimiento

Es un fenómeno que ocurre en fases o etapas mediante la pérdida de material cementante en las rocas inestables alrededor de una perforación o zona de hueco abierto en producción, generándose granos de arena libres, los granos de arena se liberan al no haber cohesión por falta del material cementante.

### 2.8.1 Predicción de la producción de Arena

Es difícil predecir con exactitud la producción de arena con un solo método predictivo por lo que se consideraran cinco métodos para mejorar la exactitud de la predicción:

**a) Método de intervalo de tiempo de tránsito**

Se utilizan los datos acústicos de la formación. Se define un valor crítico de tiempo producción de arena y viceversa.

**b) Método de combinación del modulo**

Acock, et al., (2004) establece que, según datos estadísticos, no se produce arena cuando la combinación de módulos elásticos  $E_c$  es mayor o igual a  $2.88 \times 10^6$  psi. Se produce, pero poca arena cuando se está entre los valores  $2.16 \times 10^6$  psi y  $2.88 \times 10^6$  psi. Y se producirá mucha arena cuando es menor de  $2.16 \times 10^6$  psi.  $E_c$  se calcula con la ecuación:

$$E_c = \frac{9.94 \times 10^8 \times p}{\Delta t^6}$$

Donde:

$\rho$  = densidad de la capa

$\Delta t^6$  = Diferencial de tiempo de la onda de sonido

**c) Método Schlumberger**

En este método Acock, et al., (2004) calcula la porosidad de la roca y un tiempo de intervalo de tránsito representado por  $E_s \times E_R$ .

Se dice que no habrá producción de arena cuando  $E_s \times E_R$  es mayor que  $5.51 \times 10^9$  psi y puede haber producción de arena cuando es menor que  $4.79 \times 10^9$ .

$$E_s \times E_R = \frac{(9.94 \times 10^3)^2 (1-2\mu)(1+\mu)\rho^2}{6(1-\mu)^2 (\Delta t_c)^4}$$

**d) Método Porosidad**

La porosidad de la formación también se puede usar para determinar si habrá o no producción de arena, si la porosidad es mayor al 30 % habrá producción de arena en determinado momento, y con rangos entre 20 % y 30 % será poca la producción de arena.

**e) Método de control de presión en fondo de pozo**

Algunos investigadores le dan más importancia a este método que incluye a la presión del fondo del pozo junto con las características de la formación para el estudio de la estabilidad de la formación, tomando en cuenta el stress tangencial en el fondo del pozo versus las fuerzas de cohesión de las partículas de arena. Se dedujo una ecuación de la presión de

fondo para evitar la producción de arena:

$$P_{wf} \geq \rho g H \beta (\cos \phi) \left( \frac{z \mu}{1 - \mu} - a \right) \times 10^3 - C$$

Donde:

$\beta$  = Coeficiente del conductor de presión de la roca

$\phi$  = Angulo de inclinación de la formación

C = Cohesión de la partícula

a = Coeficiente de fuerza de fricción del grano de arena (partícula).

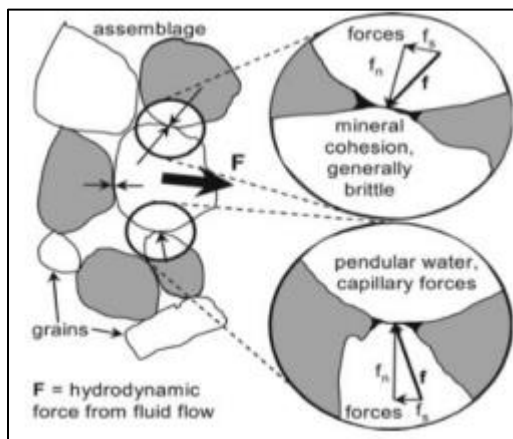
### 2.8.2 Como se produce la arena

Se produce con la separación de los granos de arena de la estructura de la formación arenisca hacia fluido fluyendo por el pozo.

Brajin y Vargas, (2011) mencionan que la separación de los granos ocurrirá por dos condiciones: en condición estática y en condición dinámica. En la estática es por falla de la roca, una ruptura donde se separan las partículas de arena las cuales se integran en el flujo de producción y en la dinámica es cuando ocurre el desprendimiento debido a que la velocidad del flujo es mayor que la cohesión de los granos.

**Figura 14**

*Fuerzas intergranulares en la producción de arena*



Nota: Fuente Brajin y Vargas, (2011)

Se puede obtener la relación entre la porosidad y la arena separada considerando un volumen elemental representativo (REV)

$$V_{rev}$$

$$m_s = p_s v_s$$

$$d(p_s v_s) = R(t) \cdot V_{rev} \cdot dt$$

Si se asume que no hay cambio de  $V_{rev}$  en el tiempo la relación sería:

$$p_s = \frac{d\phi}{dt} = R(t)$$

Donde:

$m_s$  = Disminución de la masa sólida

$V_{rev}$  = Volumen elemental representativo

$V_s$  = Volumen de sólido producido de  $V_{rev}$  en un periodo de tiempo  $dt$

$p_s$  = Densidad de la arena sólida

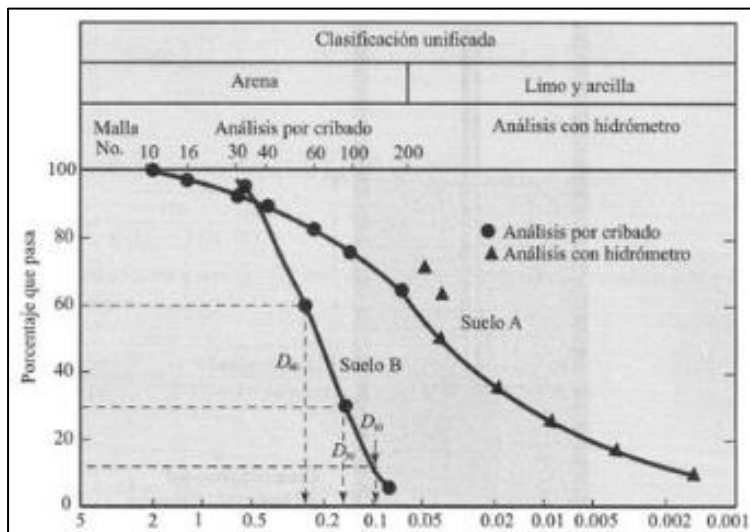
$R(t)$  = Masa de sólido producida de la estructura por volumen y tiempo

### a) **Distribución del tamaño de partícula (PSD)**

Acock et al., (2004) Determinan una variable muy importante para el control de producción de arena y diseño de los filtros, se mide por método de tamizado o por análisis de tamaño de partícula con láser.

**Figura 15**

**Distribución del tamaño de partícula**



Nota: Fuente Acock et al., (2004)

### b) **Degradación del tamaño de la partícula**

Se da en dos maneras mientras las partículas viajan por las tuberías colisionando con las superficies metálicas de las bombas y tubería o entre ellas. Una es cuando se erosiona la superficie de la partícula y la otra cuando se quiebra la partícula, el rompimiento es más

común por ser la arena de un material duro y quebradizo.

**c) Mecanismo de transporte solido – liquido**

En este mecanismo se tienen dos parámetros importantes a considerar, la velocidad del flujo y el tamaño de la partícula, ya que determinan el tipo de flujo existente en el transporte solido – liquido. Se debe tratar de mantener siempre en movimiento las partículas de arena, ya sea en suspensión o rodando todo el tiempo para evitar la formación de camas de arena a lo largo del recorrido. Brill, (1987) establece la clasificación de flujos siguiente:

**i. Flujo Horizontal**

En tuberías horizontales Se tiene cuatro tipos de flujo de transporte solido – liquido

**ii. Flujo Homogéneo**

Ocurre en fluidos de alta concentración de partículas de solidos finos como el fluido de perforación, donde hay una distribución homogénea de las partículas sólidas a través de la tubería.

**iii. Flujo Heterogéneo**

Se encuentra en fluidos de baja concentración con solidos de decantación rápido como los fluidos de arena y grava, tienen una gradiente pronunciada de concentración a través de la tubería

**iv. Régimen Intermedio**

Se observa en los procesos minerales y fluidos de transporte agua – carbón, incluye la distribución de partículas para los dos flujos anteriormente mencionados.

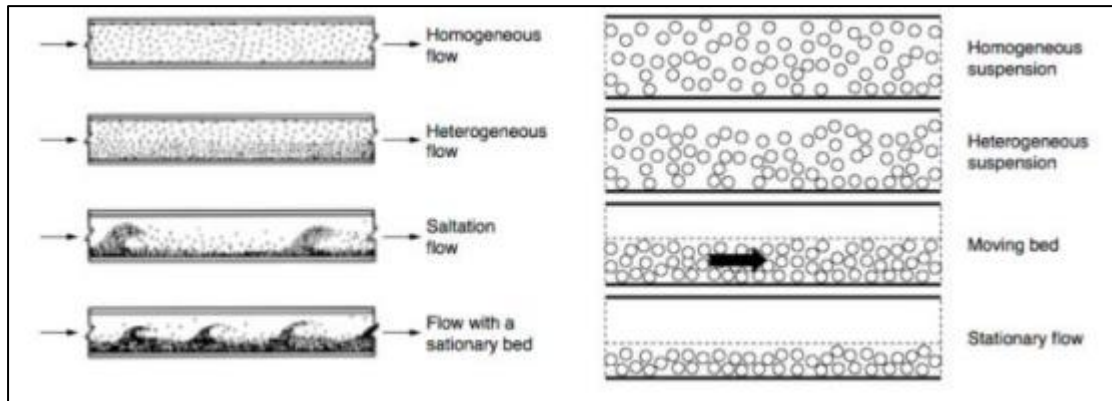
**v. Régimen de Saltación**

Se observa en arenas gruesas o fluidos con grava, y se presenta cuando la turbulencia no puede mantener la suspensión de las partículas y las que viajan por encima del flujo tienden a caerse con saltos discontinuos o giran en el fondo de la tubería.

**Figura 16**



## Tipos de flujo para transporte sólido – líquido



Cuando la velocidad del fluido es mayor a la velocidad mínima de transporte, las partículas sólidas podrán transportarse en tuberías horizontales sin decantar al fondo de las mismas.

### vi. **Flujo Vertical para arriba en tubería**

En este flujo las colisiones entre partículas y las paredes de la tubería son menos frecuentes que en el flujo horizontal.

La velocidad terminal que es cuando se equilibra la fuerza de gravedad con el arrastre de los componentes viscosos y la inercia y se expresa:

$$u_{\infty} = \sqrt{\frac{4 d_p g (p_p - p_f)}{8 C_D p_f}}$$

Donde:

$C_D$  = Coeficiente de arrastre

$d_p$  = diámetro de la partícula

$g$  = aceleración de la gravedad

$p_p$  &  $p_f$  = Densidad de partícula y fluido

### 2.8.3 Producción de arena durante el transporte

Antes de instalar un equipo de control de arena en el pozo se debe analizar si esta nos va a mejorar la productividad del pozo o generar problemas de producción

Hay tres situaciones en la producción de arena:

#### a) **Acumulación en el equipo de superficie**

La arena se atora en las tuberías de producción o en el separador por baja velocidad. Esta

arena asentada se limpia manualmente, solamente que acarrea un costo de producción diferida porque se tiene que parar el pozo.

**b) Acumulación en el fondo del pozo**

Al salirse la arena de la tubería llena el empacador, la producción empieza a disminuir hasta un punto de saturación de arena que, para el pozo, la limpieza también implica un costo en producción diferida y mantenimiento del pozo.

**c) Erosión en el fondo del pozo y equipo de superficie**

Ocurre más en pozos con alto caudal de producción que conlleva a altas velocidades de flujo y con arena, la limpieza también tiene un costo asociado.

**2.8.4 Deposición de arena**

Ocurre cuando la velocidad del flujo es menor que la velocidad crítica de acarreo depositándose camas de arena en las tuberías. Siendo las más difíciles de remover las camas de arenas muy finas ya que tienden a compactarse más que las partículas grandes. Para esta remoción se necesita de una velocidad crítica de re-suspension.

**a) Velocidad crítica de transporte de partícula**

Es la mínima velocidad que se necesita para remover una partícula asentada en el fondo de una tubería con flujo. Cengel y Cimbala, (2006) determinan que la fuerza de asentamiento de una partícula es el peso de la partícula menos su flotabilidad.

$$F_s = \frac{\pi d_p^3}{6} (\rho_p - \rho_f)g$$

Donde:

$F_s$ = Fuerza de asentamiento en la partícula

La fuerza de levantamiento de la partícula es la opuesta y se calcula con esta correlación:

$$F_L = \frac{20.8\mu U_r d^2 p y^{1/2}}{v^{1/2}}$$

Donde:

$F_L$ = Fuerza de levantamiento en la partícula

$\mu$  y  $\nu$  = Viscosidad absoluta y cinemática

$U_r$  = Magnitud de la velocidad relativa de la partícula al fluido

$Y$  = Velocidad de corte

En un flujo Poiseuille en un tubo de diámetro  $D$ , la velocidad perfil es:

$$u = 2u_m \left(1 - \frac{4r^2}{D^2}\right)$$

Donde:

$u$  = Velocidad del fluido a la distancia  $r$

$u_m$  = Velocidad media en el tubo

$r$  = Distancia desde el eje del tubo

La ecuación de fuerza de levantamiento se convierte:

$$F_L = 31.2\mu U_r d^2 \rho \left(\frac{u_m r}{\nu D^2}\right)^{1/2}$$

El eje  $r$  de la partícula es:

$$r = \frac{D - d_p}{2}$$

La velocidad relativa:

$$U_r = 2u_m \left(1 - \frac{(D - d_p)^2}{D^2}\right)$$

Sustituyendo resulta la ecuación de fuerza de levantamiento:

$$F_L = 162.4\mu d^2 \left(1 - \left(\frac{D - d_p}{D}\right)^2\right) \left(\frac{D - d_p}{2\nu D^2}\right)^{1/2} u_m^{3/2}$$

Una partícula podría ser levantada desde el fondo hacia el flujo, cuando esta fuerza sea mayor que la primera ecuación de las ecuaciones se tiene:

$$u_c = \left[ \frac{\frac{\pi}{6} d_p (p_p - p_f) g}{162.4\mu \left(2 - \frac{d_p}{D}\right) \left(1 - \frac{d_p}{D}\right)^{1/2}} \right]^{2/3} =$$

$$= \frac{\frac{\pi}{6} d_p (p_p - p_f) g (2\nu)^{1/2}}{162.4\mu \left(2 - \frac{d_p}{D}\right) \left(\frac{d_p}{D}\right) \left(1 - \frac{d_p}{D}\right)^2}$$

Donde:

$u_c$  = velocidad crítica de transporte

Si  $d_p \ll D$  entonces  $\frac{d_p}{D} \leq 1$  por lo tanto

$$u_c = \left[ \frac{\pi D (p_p - p_f) g (2v)^{\frac{1}{2}}}{1948.8 \mu} \right]^{2/3}$$

**b) Velocidad de transporte mínima (MTV)**

Cengel y Cimbala, (2006) determinan que la mínima velocidad requerida para evitar la formación de camas de arena. Su objetivo es que los sólidos siempre fluyan por las tuberías o que se mantengan en suspensión sin decantar, cada uno de estos dos casos tiene su propia MTV.

Para suspensión:

$$v_t = A * \left[ \frac{g d_p}{C_L p_f} * (p_p - p_f) \sin \phi \right]^b \left[ \frac{D p_L}{N_L} \right]^c$$

Para Partículas que ruedan:

$$v_t = \left[ \frac{A * d_p \left[ \frac{p_p}{p_f} - 1 \right] g * [\cos \phi + f_s * \sin \phi]}{[C_D + f_s C_L]} \right]^B$$

Para tubería vertical:

$$v_t = A * \left[ \frac{g d_p (p_p - p_f)}{C_D p_f} \right]^B$$

Donde

$C_d$  y  $C_l$  = coeficientes de arrastre y levantamiento

$p_p$  y  $p_f$  = Densidad de partícula y del fluido

$D_p$  = Tamaño de la partícula

A, B y C son constantes definidas

$$C_D = \left[ \frac{a}{Re_p^b} \right]$$

$$C_L = \left[ \frac{c}{Re_p^b} \right]$$

$$Re_p = \left[ \frac{p_f V_p d_p}{\mu_f} \right]$$

Donde:

$Re_p$  = Numero de Reynolds de la partícula

a, b y c son constantes empíricas

Cengel y Cimbala, (2006) establecen que si se tiene una velocidad de flujo debajo de la MTV para rodamiento se formará una cama estacionaria en el fondo de la tubería.

Para velocidad de flujo debajo de la MTV de suspensión, la partícula resbalara por la pared pudiendo formar una cama estacionaria con alguna caída de presión eventual.

Otra relación para MTV en tuberías horizontales es:

$$v_t = \sqrt{2gD(s-1)}$$

Donde:

F = Constante empírica que varía entre 0.4 -15

S= Densidad relativa de la partícula de arena

Esta ecuación tuvo una modificación que incluye el tamaño de la partícula  $d_p$ :

$$v_t = F (2g(s-1)D)^{\frac{1}{2}} \left( \frac{d_p}{D} \right)^{1/6}$$

## 2.9 Ley de Stokes

Es la fuerza necesaria para mover una esfera por un líquido viscoso inactivo a una velocidad determinada.

$$F_d = 6\pi\mu vr$$

Donde:

$F_d$  = Fuerza de arrastre del fluido en la esfera

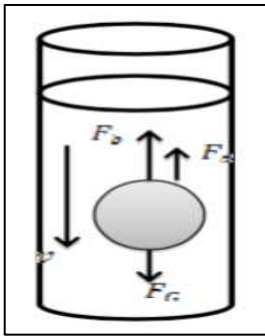
$\mu$  = viscosidad del fluido

v = Velocidad de la esfera en relación al fluido

r = Radio de la esfera en relación al fluido

### Figura 17

### Diagrama de una esfera en un fluido inactivo



Nota: Fuente Cengel y Cimbala, (2006)

Fuerzas actuantes en la esfera:

$F_b$ : fuerza de flotabilidad.

$F_d$ : fuerza de arrastre contra la gravedad

$F_g$ : fuerza de gravedad inversa, la suma en una dirección vertical da:

$$F_b + F_d - F_g = 0$$

$$F_b + F_d = F_g$$

Volumen de esfera:

$$V_{esfera} = \frac{4}{3} \pi r^3$$

Expresando todas las fuerzas actuando en la esfera:

$$\frac{4}{3} \pi r^3 \rho_{fluido} g + 6\pi \mu v r = \frac{4}{3} \pi r^3 \rho_{esfera} g$$

Se Reagrupa los términos para la velocidad de asentamiento terminal:

$$u_{\infty} = \frac{g d^2}{18} \left( \frac{\rho_{esfera} - \rho_{fluido}}{\mu} \right)$$

Valido para flujo laminar con un numero de Reynolds menor a 1.0

También se tiene otra ecuación:

$$C_D = \frac{24}{Re_p} \left( 1 + 0.178 Re_p^{0.687} \right) + \frac{0.418}{1 + 16300 Re_p^{-1.08}}$$

## Capítulo III. Análisis de los Sistemas de Control de Arena

### 3.1 Sistemas de control de arena

#### ➤ Liners Ranurados y Mallas ranuradas envueltas en Alambre:

Son dos dispositivos que contienen paquetes de arena grava en un anillo anular entre ellos y la pared del casing o Hoyo Abierto.

#### 3.1.1 Liner ranurado:

Cada una de las ranuras, están en filas con un patrón de lineación, muy recomendable porque se preserva gran parte del esfuerzo original debido a esta alineación. Existe un patrón de alineación escalonado cuya manufactura toma en cuenta el número de ranuras alineadas en la tubería, separadas con 6 pulgadas entre cada fila. Brajin y Vargas,

(2011).



#### Figura 18

##### Line Ranurado



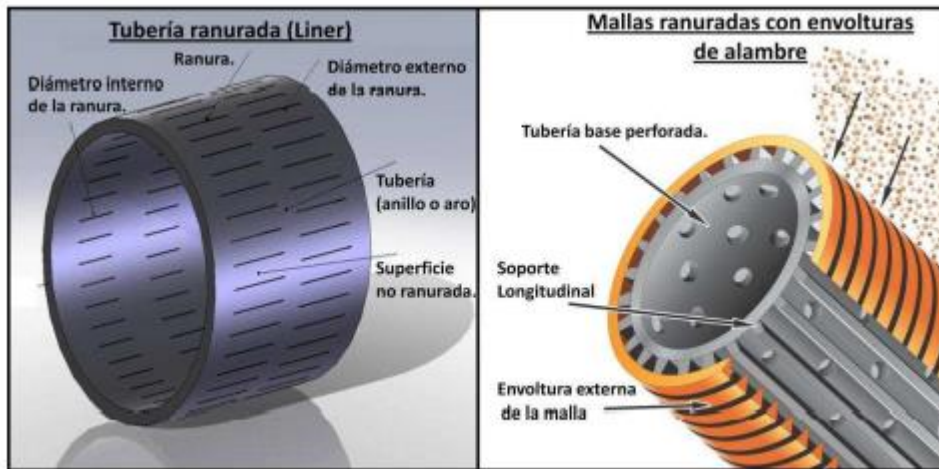
Nota: Fuente Brajin y Vargas, (2011)

#### 3.1.2 Mallas Ranuradas:

Estas mallas vienen con un valor numérico que es la abertura de orificio, Este valor resulta de hacer pasar pequeñas partículas de vidrio a través de la malla, sin embargo, no proporciona información relativa a control de arena como que cantidad de arena y solidos puede atravesar la misma.

**Figura 19**

**Liner ranurado y mallas ranuradas**



➤ **La selección entre ambos se basa en factores económicos.**

El liner es más económico, pero tiene limitaciones de anchura de ranuras y menos área de flujo disponible.

Brajin y Vargas, (2011) determinan que el uso de cualquiera de estos métodos para el control de arena es ventajoso ya que el fenómeno del arenamiento puede ser controlado totalmente con equipos de operación sencilla fáciles de instalar a un costo razonable comparado con las demás técnicas disponibles en el mercado. Sin embargo, esto es válido para las formaciones que se ajusten a ciertas características para su buen funcionamiento.

Entre las desventajas esta que funcionan con un principio de formación de puentes para prevenir el ingreso de arena al pozo, si estos puentes no son estables se romperán y obstruirán la tubería, otra desventaja es la erosión y abrasión que pueden tener estos equipos en el pozo antes de la formación de los puentes de prevención de arena.

- **Parámetros de Diseño**

Se evalúa la eficiencia del método teniendo en cuenta criterios como: número de ranuras por pie ancho, largo y perfil de ranura que se utilizara

**a) Ancho de ranura**

Batrana y Daggez, (2010) mencionan que en cuanto mayor tamaño posea el 10% de los



granos de arena, al detenerse en la ranura, los granos más grandes detendrán el 90 % de arena restante.

**b) Longitud de Ranura**

La longitud de las ranuras dependerá del ancho de las ranuras, así como del diámetro interior del liner. Brajin y Vargas, (2011) mencionan que los valores de longitud de ranura pueden oscilar entre 1.5 a 2.5 pulgadas:

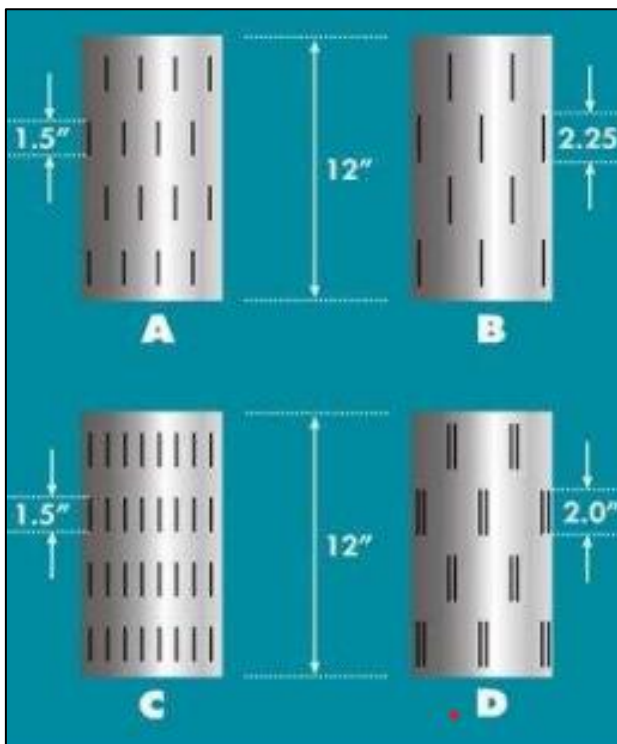
**Tabla 3**  
*Longitud y Anchura de la Ranura*

LONGITUD RANURA (pulgadas)	ANCHO RANURA (pulgadas)
1.5	0.012 - 0.030
2.0	0.030 – 0.100
2.5	Mayor a 0.125

Nota: Fuente Brajin y Vargas, (2011)

**Figura 20**

*Patrones típicos en rejillas ranuradas*



Nota: Fuente Brajin y Vargas, (2011)

- Imagen A, es un patrón escalonado, longitud de ranura 1.5 pulgadas
- Imagen B, patrón escalonado individual, longitud de ranura 2.25 pulgadas
- Imagen C, patrón no escalonado en línea recta, longitud de ranura 1.5 pulgadas
- Imagen D, patrón escalonado de bandas ranuradas, longitud de ranura 2.0 plg.

Para control de arena en pozos horizontales se usa generalmente el patrón escalonado individual, primero porque se conserva la fuerza de resistencia de la tubería no ranurada y segundo porque proporciona distribución uniforme de ranuras en el área de superficie.

Numero de ranuras por pie

Brajn y Vargas, (2011) mencionan que se determina con un cálculo del número necesario para lograr el porcentaje de área abierta que se necesita en la superficie de la tubería externamente.

Primero se selecciona el área abierta a flujo, el ancho de la ranura y el diámetro del liner, y mediante la formula a continuación se determina el número de ranuras por pie:

$$N = \frac{12\pi DC}{100 WL}$$

Donde:

N: Tiros por pie requeridos

D= Diametro externo de tubería (pulgadas)

C = Area requerida abierta al flujo (%)

W= Selección de ancho de ranura (pulgadas)

L = Longitud de la ranura (pulgadas)

#### Tabla 4

Numero de tiros por pie con diferentes anchos y longitud de ranuras.

Diámetro Externo tubería	3.5"	4.5"	5.5"	7.0"
Ancho de Ranura [pulgadas]				
0.012"	220	284	348	440
0.015"	176	228	276	352
0.018"	148	188	232	296

0.020"	132	172	208	128
Longitud de ranura 1.5"				
Diámetro Externo tubería	3.5"	4.5"	5.5"	7.0"
Ancho de Ranura [pulgadas]				
0.025"	80	100	124	160
0.030"	64	84	104	132
0.060"	32	40	52	64
0.125"	16	20	24	32
Longitud de ranura 2.0"				
Diámetro Externo tubería	3.5"	4.5"	5.5"	7.0"
Ancho de Ranura [pulgadas]				
0.250"	6	8	10	12
Longitud de ranura 2.5"				

Nota. Fuente Brajin y Vargas, (2011)

**c) Tipo de perfil de ranura**

- Ranuras rectas

Tienen el mismo ancho, con iguales diámetros externo e interno. Son resistentes al desgaste, pero se obstruyen más que las de forma angular.

- Ranuras de forma angular

Tienen diferentes anchos, son estrechas en la superficie y más anchas en el interior. Evitan el taponamiento rápido, al tener una forma de V invertida y más área transversal.

**Procedimiento para el control de arena con liner ranurado en pozos horizontales**

- Perforar el pozo horizontal según programa de perforación hasta su sección horizontal definida previamente.
- Una vez en profundidad y zona deseada después de circular para limpiar y estabilizar el pozo, se baja la tubería de revestimiento (liner ranurado) hasta zona de interés.
- Se utilizarán empaque para asentar liner y aislar zonas de no interés.
- Se cementa los anulares para estabilizar hoyo y lograr un buen aislamiento zonal.

- e) Se efectuará pruebas de producción para verificar funcionamiento de equipos.

### **Limitaciones operacionales**

Para las limitaciones y problemas operacionales hay que tener en cuenta ciertos criterios fundamentales como:

- a) Contenido de arcilla en la formación productora, al solubilizarse la arcilla produce finos que al fluir van a taponar las ranuras, deberá ser menor al 40 % del total la litología de la formación.
- b) Este método de control de arena aplica para formaciones con permeabilidades mayores de 200 mD, que tengan arenas limpias, de buena distribución y tamaño grande de grano.
- c) El intervalo donde se apicara debe estar entre los 200 – 500 pies
- d) Una limitación crítica es la corrosión y abrasión de las ranuras, ya que de ocurrir se tendría que hacer un reacondicionamiento bastante costoso en el pozo para cambiar la rejilla.
- e) Existe posibilidad de taponamientos de ranuras.
- f) El ancho de las ranuras debe ser lo más ancho posible con el fin de maximizar el área de flujo y minimizar los taponamientos.
- g) Otro factor a considerar el tipo de formación; las formaciones friables, no colapsan, pero producen arena durante la producción de petróleo.

### **3.2 Rejillas pre-empacadas**

Edment et al., (2005) establece que las rejillas pre-empacadas vienen a ser una modificación de las mallas ranuradas con envoltura de alambre las cuales son empacadas previo a su ingreso al pozo con una combinación de grava, que se consolida con resina fenólica. Con esta modificación se evita el empacamiento en el fondo del pozo. Normalmente se usan en pozos altamente desviados, horizontales y pozos con formaciones no homogéneas. Tienen algunas limitaciones como la de ser utilizadas solo en formaciones de arenas finas e intervalos de producción cortos, su alto costo también es una limitante.

➤ **Parámetros de diseño**

Son similares a los parámetros considerados para rejillas y malla ranuradas, difiriendo solamente en:

- Ancho de perforaciones
- El criterio para el diseño de ancho de perforaciones en la tubería es igual que el de las mallas.

**3.2.1 Tipos de rejillas pre-empacadas**

Según Edment et al., (2005) se tienen dos tipos de rejillas:

Rejilla sencilla: Se instala en la camisa un tubo perforado que previamente se envuelve en un papel especial para sellar los orificios y en el espacio entre la camisa y el tubo se llena con grava mezclada con resina, se mete a un horno de secado y se retira el papel envolvente.

Rejilla doble: Es una rejilla sencilla que se le pone una camisa adicional. El anular entre las dos camisas se llena con grava consolidada con resina, de igual manera este nuevo ensamble se lleva a un horno de secado.

**Figura 21**

*Rejillas pre-empacadas*



Nota. Fuente Brajin y Vargas, (2011)

➤ **Problemas y limitaciones operacionales**

Este método es para formaciones de arena fina con intervalo pequeño de producción. Dependiendo del ancho de las perforaciones el área de flujo esta entre 4 % y 6 %. Las formaciones productoras deben tener permeabilidad alta, más de 200 mD, granos grandes con buena distribución y porcentaje de arcillas no mayor de 40 %.

La grava consolidada no es muy resistente a la erosión y abrasión pudiendo

deteriorarse y taponarse la rejilla. Este tipo de instalación es delicado y sensible a dañarse si se golpea durante su colocación especialmente en pozos con altos ángulos de inclinación o en pozos horizontales de radio corto donde la grava puede agrietarse afectando la capacidad de filtración y reduciendo el desempeño de la rejilla.

Es necesario que la rejilla está protegida para que no se taponee con los granos finos de arena durante el puente, de ocurrir este taponamiento se reduce la productividad del pozo.

### **3.3 Empaquetamiento con grava**

Consiste en colocar grava entre dos paredes cilíndricas como tubo ranurado – revestidor o tubo ranurado – formación, para que actúe como filtro, impedirá que se derrumbe la formación por un lado y evita que ingrese material fino de las formaciones débiles. Se aplica el fenómeno de puenteo donde se crean tapones de arena grande alojados en los interespacios de la grava. De esta forma bloqueada la arena solo pasara fluido.

En los pozos horizontales es común no colocar casing ni liner en la zona productora por lo que utilizar este método es conveniente para reducir problemas de control de arena, tener pozos más estables, control de erosión y eliminación de arena en superficie. El empaquetamiento con grava a diferencia de los otros métodos de control de arena puede ser usado en cualquier completamiento horizontal, siendo sus ventajas:

- Se puede aislar por zonas.
- Muy buen control de arena.
- Este tratamiento tiene mayor longevidad que los otros.

Por otro lado, principalmente la desventaja de este método es su costo elevado respecto a las tecnologías mencionadas líneas arriba.

#### **3.3.1 Diseño de un empaque con grava**

Un empaque de grava es un filtro de fondo de pozo diseñado para evitar la producción no deseada de arena de formación. Esta arena de formación se mantiene en su lugar mediante arena de empaque de grava de un tamaño apropiado que, se sujeta en

su lugar con una malla.

Para un buen diseño Edment et al., (2005) mencionan que se debe tener presente los siguientes parámetros:

- Muestra de arena de la formación productora
- Selección y tamaño de la grava
- Análisis de granulometría
- Relación Grava – arena de formación
- Fluido de Empaque
- Coeficiente de uniformidad
- Elección del forro ranurado.
- Definición del espesor del empaquetamiento
- Control de calidad de la grava

➤ ***Muestra de la arena de formación***

Conseguir muestras representativas de arena de la formación productora es lo primero que debe hacerse para el diseño del empaque con grava. Deberá preferirse a las muestras de núcleos durante la perforación o núcleos de pared, no se recomiendan las muestras de superficie (zarandas, canaletas) ni de las muestras de fondo de pozo obtenidas con bomba de desarenar ya que las primeras tendrán muchos finos y las segundas muchas fracciones gruesas.

**3.3.2 Selección del Tamaño de Grava**

De esta parte dependerá el éxito o fracaso de un empaque, Brajin y Vargas, (2011) detallan que se debe forrar completamente la tubería ranurada con una grava de tamaño adecuado y colocándose apropiadamente para que no se tengan cavidades, si el tamaño no es el seleccionado el empaque puede migrar y causar taponamiento restringiendo la permeabilidad restringiéndose la producción.

➤ ***Análisis granulométrico de la arena de la formación***

De este análisis dependerá que se pueda seleccionar efectivamente el tamaño de

grava a utilizar, Se usa el método de Tyler Stndrd Screen Scale, que consiste en una torre de varios grosores de tamices colocados de mayor a menor. Antes de pasar la muestra de arena por los tamices deberá lavarse bien con agua y solventes para luego secarse con anticipación. Una vez que pasa por los tamices se pesan las cantidades retenidas en cada tamiz, con estos datos se hace una curva grafica que representa la distribución del tamaño de granos de arena de formación, mientras más inclinada sea esta curva será más uniforme la arena analizada también nos da información del rango de tamaño de grano.

➤ **Relación grava arena**

Esta relación es muy importante para la selección apropiada del tamaño de grava a utilizar para empacar. Es una razón entre los tamaños promedio del grano de grava con el grano de arena de formación en iguales porcentajes. En el tiempo esta relación ha ido ajustándose desde bastante altas al inicio a relaciones mucho menores en la actualidad, este ajuste ha sido buscando conseguir una máxima producción del pozo. En la industria petrolera han ido desarrollándose diferentes métodos para las relaciones grava – arena:

**a) Coberly y Wagner**

Consideran que el tamaño óptimo de la grava debe ser 10 veces mayor que el 10% de los granos de arena de formación

$$DG = 10 \times D_{10}$$

**b) Saucier o método de máxima productividad**

Considera que la razón grava – arena debe ser 50 percentil grava y 50 percentil arena. Es la técnica más empleada actualmente.

$$D = \frac{D_p 50}{D_f 50}$$

Donde:

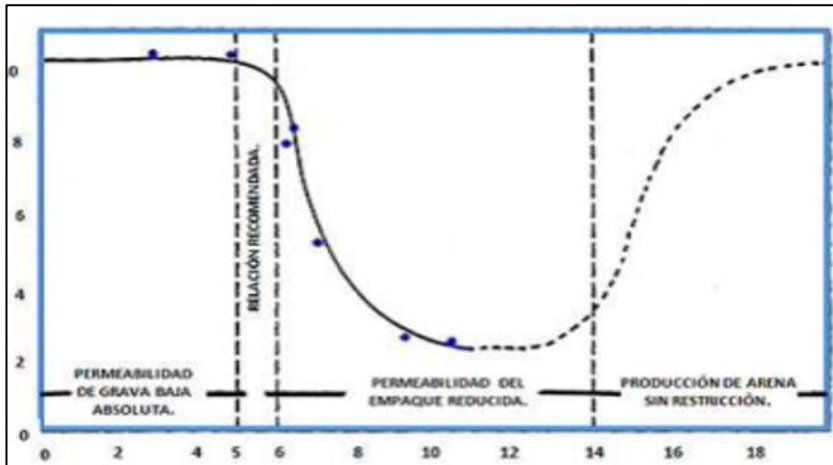
$D_p 50$  = tamaño promedio de grava (punto 50 %)

$D_f 50$  = tamaño promedio de arena de formación (punto 50 %)

**Figura 22**



### Diámetro Vs Permeabilidad del empaque



Nota: Fuente Brajin y Vargas, (2011)

### 3.4 Fluido de empaquetamiento

Elemento importante para el diseño de un empaque, deberá ser apropiado para el transporte, empaquetamiento y remoción de la grava, se tiene dos tipos de fluidos de transporte, cada uno con sus ventajas y desventajas:

#### I. Fluidos Lisos no Viscosos:

Brajin y Vargas, (2011) indican que los fluidos de baja reología y baja viscosidad (1 a 45 cp.) son de bajo costo y manejan bajas concentraciones de grava de 0.5 a 2.0 lb/gal, necesitan altas tasas de bombeo (4-15 bpm) lo cual presenta un riesgo de penetrar la formación y que se mezcle la grava con arena de formación o que se presente erosión en el cross over y revestimiento.

Debido a su pobre capacidad de transporte se utiliza gran cantidad lo que genera pérdidas hacia la formación considerables, también hay riesgo de que se precipite la grava o se fracture.

Ejemplo de estos fluidos son el agua de formación (salada), salmueras, petróleo y diésel.

Este fluido tuvo buena acogida por los años 80 por su bajo costo, pero a medida que aumento la perforación de pozos altamente desviados y horizontales ya no se utiliza mucho, solo en pozos de baja producción y verticales.

#### II. Fluido de alta densidad

Son fluidos a base de polímeros con alta Reología y buena capacidad de suspensión y transporte, Brajin y Vargas, (2011) mencionan que pueden manejar concentraciones de grava del orden de 10 a 15 lb/gl, no necesitan alto caudal, se bombea entre 0.25 a 1 BPM porque no habrá decantación de grava, tampoco hay riesgo de penetración en la formación.

Estos fluidos no solo son a base de polímeros, también hay los fluidos entrecruzados y los gelificados, que pueden ser de base: agua, alcohol, aceite y ácido.

Los fluidos gelificantes alcanzan ese estado con un agente gelificante Como el Hidroxi Etil Celulosa que proporciona viscosidades de 300 a 600 cp.

Los fluidos entrecruzados funcionan con un agente “crosslinking” que al aumentar el peso molecular del fluido logra viscosidades aún mayores que los gelificados se usan mucho en pozos desviados y en el mar.

**III. Tipos de polímeros:**

Orgánicos e inorgánicos o sintéticos:

**Tabla 5**  
*Polímeros usados comúnmente en transporte de grava*

Fluido	Clase	Temperatura de operación máxima (°F)
Almidón	Orgánico	240
Guar -Gum	Orgánico	240
HEC	Sintético	350
Grispac	Sintético	350
HPG	Sintético	Aprox. 400
CMHEC	Sintético	Aprox. 400

Nota. Fuente Brajin y Vargas, (2011)

**3.5 Parámetros para un fluido ideal:**

- Que sea compatible con la formación
- Que tenga baja pérdida de filtrado
- Que tenga baja pérdida de fricción

- Buena capacidad de suspensión
- Densidad ajustable y controlable
- Que no sea de un costo excesivo
- No debe ser toxico
- Fácil disponibilidad

En los pozos horizontales siempre es complicado realizar un empaque con grava debido a la dificultad de ubicar uniformemente la grava. Antes se usaban fluidos viscosos para el transporte de la grava, actualmente se utiliza la salmuera.

### 3.6 Coeficiente de uniformidad (Cu)

Matanovic' et al, (2012) mencionan que el coeficiente se utiliza para la evaluación de la uniformidad del tamaño de los granos de arena, es la razón entre el tamaño de arena del 40 percentil con la del 90 percentil en la curva de distribución de los granos de arena:

$$Cu = \frac{D_{40}}{D_{90}}$$

Se le conoce también como coeficiente de no uniformidad, cuanto menor es su valor, el suelo será más uniforme, Valores mayores a 5 serán arenas no uniformes y valores menores que 5 serán arenas regularmente uniformes, valores menores que 3 serán arenas muy uniformes.

### 3.7 Selección del forro ranurado

Para su selección se debe tener en consideración:

#### ➤ **Díámetro Externo**

Existen diferentes tamaños para combinar con el revestidor de producción procurando un espesor mínimo de empaque, ayudándose también con centralizadores colocados a la mitad y al final de cada tubo.

#### ➤ **Tamaño y densidad de las ranuras**

Matanovic' et al, (2012) menciona que, para decidir por el ancho de las ranuras, se busca un tamaño que permita un buen flujo de la producción y que sea del mayor tamaño posible. También debe bloquear para que no pase la grava más pequeña utilizada para

empaquetar. Se determina con la ecuación:

$$A = 2 \left( D_2 + \frac{D_1}{2} \right)$$

Donde:

A= ancho de ranuras (pulg)

$D_1$ = Diámetro del grano mas grande de grava utilizado (pulg)

$D_2$ = Diámetro del grano más pequeño de grava utilizado (pulg)

Las ranuras pueden ser horizontales o verticales prefiriéndose estas últimas por poseer mayor zona de contacto con la formación, no se hacen totalmente paralelas al forro sino en un ángulo de 6 grados aproximados para evitar obstrucciones por los granos de arena. También deberá poder fluir con una buena velocidad, sin exceder la velocidad crítica de 0.1 ft/segundo. El número de ranuras depende del diámetro y tipo de tubería y la longitud estará entre 1 a 6 pulgadas, espaciadas a 6 pulgadas y serán de un tamaño menor al de la grava.

#### ➤ **Longitud**

El tubo ranurado debe tener de 5 a 10 pies por encima de la perforación más arriba y de 5 a 10 pies por debajo de la perforación más profunda, evitando así los arenamientos prematuros y logrando que se tenga grava suficiente para empaquetar los intervalos del pozo.

#### ➤ **Grado de tubería.**

Matanovic´ et al, (2012) recomienda antes de decidir por el grado de la tubería, se necesita información de la producción del pozo tales como relación gas-petróleo y proporción de gases corrosivos como CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S, de acuerdo con eso en el mercado existen diferentes grados para cada escenario de producción, las más comunes sin embargo son J-55, N-80 que son resistentes a la corrosión y las P 1055 que se usan si se requiere resistencia a la compresión y tensión.

### **3.8 Selección del espesor del empaquetamiento.**

Siempre se procura un espesor mínimo del empaque con grava, un valor entre 4 y 5 veces el tamaño de la grava de mayor tamaño, pero con fines prácticos se usa el valor

de 1 pulgada radial de espesor cuando se pueda ubicar bien centrado el liner o malla. En pozos horizontales es difícil lograr esta centralización por lo que se usa un límite mínimo de 1.2 a 1.5 pulgadas radiales.

### **3.8.1 Control y normas de la calidad de grava.**

Se utilizan las normas API y las de compañías de alta tecnología consideran estos parámetros:

**Análisis mineralógico.** Sirve para medir la cantidad de cuarzo que tiene la grava lo cual es una indicación de su resistencia, a mayor cantidad de cuarzo mayor resistencia y menor generación de finos cuando es afectada por una compresión, como regla no API se considera una grava de alta calidad a la que tiene 98% de cuarzo.

**Análisis granulométrico.** Según la norma API el mínimo de porcentaje de tamizado debe ser 96%, lo que significa que no debe tener más de 2% de grano grueso ni más de 2% de finos.

**Redondez y esfericidad.** Se conoce como redondez a la medida de pulcritud o pulimentado de la superficie del grano y la esfericidad es la medida de que tanto se aproxima a una esfera, se determinan con microscopio y la carta de Krumbein.

Una mala elección puede llevar a un aumento de finos durante el transporte y bombeo por degradación mecánica. Una buena grava tiene un mínimo de 0.6 unidades Krumbein, valores por debajo es indicativo de finos y puntos de fácil erosión.

**Solubilidad en ácido.** Se realiza exponiendo la muestra a una solución ácida compuesta por 12% de ácido clorhídrico y 3 % ácido fluorhídrico, Según API una grava de calidad no debe disolverse más del 2% en una hora de exposición, con esta prueba se identifican impurezas como carbonatos, hierro, arcillas, feldespatos que no son deseables en una grava.

### **3.9 Tipos de empaquetamiento con grava**

Hay dos formas dependiendo del completamiento:

- Hueco entubado

- Hueco abierto

### 3.9.1 *Empaque con grava en hueco entubado*

Según Brajin y Vargas, (2011) es el método más utilizado actualmente, se utiliza grava y rejillas para establecer un sistema de filtración que detenga el paso de la arena de formación al interior de la instalación de producción, ubicando las rejillas a lo largo de los perforados y alrededor de las rejillas se coloca grava.

Este tipo de empaque brinda más flexibilidad para producir selectivamente las arenas. Se usan en reservorios con estas características:

- Empuje por agua o gas
- Presencia de arenas intermedias que tengan contacto con zonas de agua o gas
- Presencia de arenas de poco espesor
- Al empaquetar con grava un hueco entubado permite realizar los perforados más precisos y solo en zonas de interés

**Tabla 6**

*Ventajas y desventajas del empaquetamiento en hueco entubado*

Ventajas	Desventajas
Control efectivo de la producción de gas y agua. Posibilidad de hacer completamientos múltiples Se puede controlar la producción de fluidos de cada zona	Erosión/Corrosión de la rejilla Taponamiento por formación de escamas Se restringen las perforaciones del cañoneo por la necesidad de dejar la rejilla en el hoyo

Nota. Elaboración propia

### 3.9.2 *Empaque con grava en hueco abierto*

Este tipo de empaque es más sencillo y con menos dificultades que el de hueco entubado, siempre que la formación lo permita. Matanovic' et al, (2012) recomienda empacar el anular entre hoyo y liner ranurado permitiendo un tránsito a través y hacia el empaque de 360° radialmente, con menores caídas de presión lográndose una mejor producción.

También se recomiendan estos empaques cuando se va a producir un fluido que

solo sea gas o petróleo durante un periodo de tiempo largo. Pero también son eficaces para producir fluidos con alta relación gas – crudo o agua –crudo.

Son elegidos de preferencia en pozos con formaciones estables. No es recomendable empaquetar en formaciones que tengan intercalaciones de lutitas entre las arenas productoras por la tendencia de las arcillas a hincharse y derrumbarse reduciéndose la permeabilidad del empaque.

➤ **Características de selección de pozos para empaquetar con grava en hueco abierto**

- Pozos produciendo fluidos con alta relación gas – crudo o agua – crudo
- Pozos donde se necesite tener la mayor productividad posible
- Formaciones con arenas uniformes, preferentemente sin lutitas en su composición.
- Cuando el empaquetamiento en hoyo entubado no resulta lo suficiente productivo
- Cuando el pozo tiene formaciones estables.

**Tabla 7**

**Ventajas y desventajas del empacamiento en hueco abierto**

Ventajas	Desventajas
Caídas de presión bajas y alta productividad Excelente tiempo de producción No se gasta en tubería de revestimiento	Problemas con formaciones inestables Dificultad para excluir fluidos no deseables. Dificil en formaciones que se dilatan

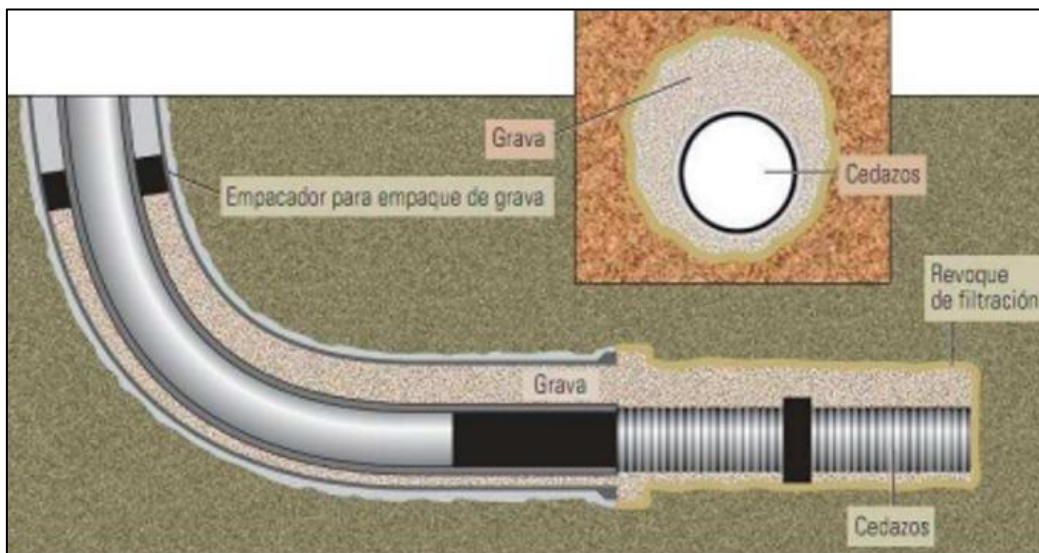
Nota. Elaboración propia

**Procedimiento**

- a) Después de perforar la zona productora con un fluido compatible y no dañino, se realiza viaje de limpieza y circulación hasta retornos limpios
- b) Se desplaza el fluido de perforación por un fluido limpio con la misma densidad hasta 200 pies por encima de la zapata intermedia.
- c) Bajar ensamble del equipo de control de arena
- d) Terminar de bajar hasta una profundidad de 5 pies por encima de la TD de sección horizontal.

- e) Asentar la empaadura hidráulica
- f) Desplazamiento del fluido limpio del hoyo por la salmuera del empaquetamiento.
- g) Circular para verificar condición de pozo y determinar caudal de bombeo de grava, se necesita un mínimo de 70 % de circulación para realizar el empaque.
- h) Continuar empacando hasta presión final.
- i) Reversar hasta fluido limpio
- j) Probar empaque y sacar tubería de trabajo
- k) Completar pozo.

**Figura 23**  
**Grava en Hueco Abierto**



Nota: Fuente Edment et al., (2005)

### 3.10 Limitaciones y problemas operacionales

Según Edment et al., (2005) para pozos horizontales la función principal del empaque con grava es que sea un filtro y a la vez bloquear el flujo de arena hacia la tubería. Por lo que la elección de la grava es de mucha importancia ya que conlleva a muchos problemas asociados a taponamientos por finos en el revestidor ranurado perjudicando la producción.

Otro problema es la comunicación cuando pasa arena de formación al espacio entre la empaadura ranurada y el casing de producción que por lo general es consecuencia de un mal asentamiento de la empaadura, sellos deficientes o mala operación de cierre del portacuellos.



Cuando se tiene una producción de alto corte de agua salada o H<sub>2</sub>S o CO<sub>2</sub> se presenta una corrosión que genera huecos de gran tamaño en el tubo revestidor ranurado por donde pasara grava y arena al pozo.

Estos empaques con grava no duran mucho tiempo en pozos con inyección de vapor, debido a la degradación de sus componentes por las altas presiones, altas temperaturas y alto pH.

Cuando se pierde fluido de transporte en zonas muy permeables, se pueden depositar escamas de la mezcla del agua de formación con estos fluidos entrando a la formación

Hay que tener precaución en no utilizar muchos aditivos para control de perdida como el carbonato de calcio o la sal ya que pueden taponear los poros de la formación.

La arcilla limita la colocación de los equipos de terminación, así como el rendimiento de los empaques.

### **3.11 Método combinado de estimulación y control de arena**

Una técnica muy popular actualmente es el método de fracturamiento hidráulico y posterior empaque con grava (Frac-pack), donde se generan fracturas que al empacarlas presentan alta conductividad, aumentando la productividad y a su vez hacen control de migración de finos en reservorios no consolidados.

Esta técnica desde su inicio tuvo mejoras en su productividad comparada con los empaques con grava convencionales. Esta técnica sigue aumentando su popularidad y uso en las diferentes partes del mundo.

A diferencia del empaque con grava, en el frac- pack el factor de daño disminuye con el tiempo de producción y recuperación de los fluidos de tratamiento, dando lugar a un mejoramiento de la productividad.

### **3.12 Características y factores determinantes de las fracturas**

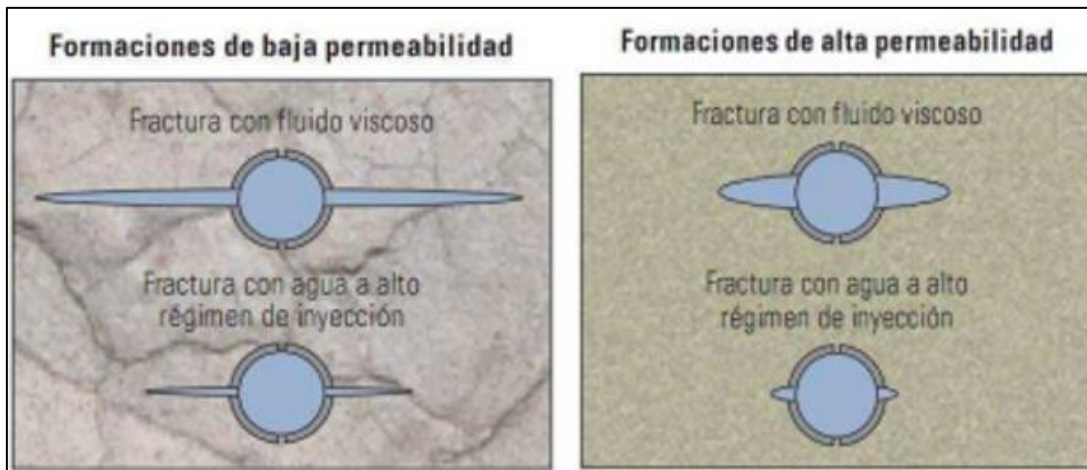
El contraste de permeabilidades entre formaciones y fracturas apuntaladas determina la longitud de la fractura. Edment et al., (2005) menciona que cuando son yacimientos de baja permeabilidad el contraste es grande y la conductividad de la fractura

es mayor, resultando en un mejor flujo de producción o de inyección. Cuando los yacimientos son de alta permeabilidad el contraste será menor, reduciéndose la conductividad.

Si se fractura con fluidos viscosos la fractura será más larga y cuando se fractura con agua, al filtrarse rápidamente crean fracturas cortas.

#### Figura 24

*Tipos de fracturas generadas por frack pack*



Nota. De "Well completion design", por Bellarby, 2009.

Es necesario entonces que en yacimientos de alta permeabilidad es mejor hacer fracturas más anchas que aumenten la conductividad. En un yacimiento de baja permeabilidad una fractura miento convencional genera fracturas angostas de hasta 2.5 mm pulgadas de ancho y una longitud de 300 metros o más.

En formaciones blandas, un frack pack producen fracturas con anchos de hasta 2.5 pulgadas y una longitud de 15 metros. Con respecto a la concentración de material apuntalante se tiene que para un fracturamiento convencional será menor a 10 kg/m<sup>2</sup> y para frack- pck será entre 24 a 49 kg/m<sup>2</sup>.

#### **Procedimiento**

- a) Se diseña la fractura, determinando la geometría de la fractura según características del yacimiento, propiedades de la roca, posibles barreras naturales. Se incluye la longitud y anchura y se determina el diseño óptimo para fractura frack pack.
- b) Se elige el apuntalante apropiado tales como arena: natural, tamizada, cubierta de

resina o apuntalantes sintéticos de alta resistencia. Deben cumplir con los objetivos de un fracturamiento: promover contraste de permeabilidad efectiva, controlar influjo de arena y migración de finos, minimizar encapsulamiento del apuntalante en formaciones blandas y mantener la conductividad de la fractura.

- c) Se selecciona el fluido para estimulación y empaque combinados.
- d) SE realiza prueba y evaluación previa para cuantificar parámetros críticos: eficiencia y pérdida de fluido, presión de propagación de fractura, presión de cierre y geometría de fractura.
- e) Se diseña tratamiento mediante simulaciones con programas computarizados, donde se introduce los diseños de fracturamiento TSO y se simulan tratamientos frack pack, donde se elige el diseño de mejores resultados.
- f) Con el pozo completado se bja empacador de grava, con herramienta para inyectar a la formación el fluido de fractura.
- g) Se inicia tratamiento en modo inyección forzada hasta que el crecimiento de la fractura se detenga.
- h) Se cambia a modo de circulación para asegurar empaque completo.
- i) Se termina de empacar con grava

### **3.12.1 Ventajas de la estimulación y control de arena**

- Conectan zonas laminadas
- Agrandan radio de terminación y área de flujo
- Aumento de producción sostenido
- Incremento de producción del pozo
- Sobre pasan las zonas con daño de formación
- Se restablecen condiciones de esfuerzos
- Se logran terminaciones estables con mínimo factor de daño

### **Aplicación de terminación de pozos con tratamientos de fractura y empaque**

- Pozos donde aplican y se recomienda este tratamiento

- Pozos de gas con producción alta
- Yacimientos agotados o de baja presión
- Pozos de baja permeabilidad que necesitan estimulación

### ***Limitaciones y problemas operacionales***

- La gran mayoría de pozos horizontales son elegibles para este tratamiento de control de arena, pero existen algunas limitaciones y problemas:
- Disponibilidad de equipo de alta presión para el bombeo, sin este equipo no es posible llevar a cabo el tratamiento.
- No son elegibles los pozos con revestidores menores a 5 pulgadas.
- Tampoco son elegibles los pozos con revestimientos débiles.
- No se recomienda realizarlo si hay posibilidad de que la fractura contacte zonas de agua o gas.
- No es rentable aplicarlo en pozos de baja producción, pozos de inyección o pozos de agua.
- Se puede complicar el empaque cuando se tienen capas de lutitas donde se tenga pérdida de fluido.
- Hay riesgo de flujo de arena de formación por el efecto de succión cuando se sube la tubería al posicionar las herramientas durante el trabajo, esta arena puede taponar los canales de los disparos antes del frack pack.
- Las pérdidas excesivas de fluido en formación pueden hacer fracasar el tratamiento ya que puede generar un empaquetamiento incompleto.

### **3.13 Empaque con agua utilizando alto caudal de inyección**

Edment et al., (2005) mencionan que en este tratamiento se bombea y coloca grava en la zona productora de finos, para evitar su intrusión al pozo, así como generar fracturas para mejorar la conductividad y por ende la productividad del pozo.

Se recomienda este tratamiento de wáter frac en yacimientos fracturados naturalmente.

### **3.13.1 Agua como fluido de fractura**

Principales características del agua en un HRWP según Edment et al., (2005):

- Se utiliza agua filtrada muy limpia con daño imperceptible en la conductividad del empaque.
- Tiene una baja presión de bombeo por no ofrecer resistencia al flujo así como los fluidos viscosos.
- Bajo transporte del material de sostén comparado con fluidos viscosos
- Menor daño a las fisuras naturales.
- Es más barata que cualquier otro fluido fracturante.

### **3.13.2 Aplicabilidad**

Condiciones para aplicar esta técnica:

Según Brajin y Vargas, (2011) los intervalos con agua deben ser evitados y se necesita que el intervalo donde se aplicara el tratamiento este mínimo a 10 pies de una zona de agua o que tenga una barrera de arcilla impermeable de unos 10 pies de espesor entre la zona de agua y la zona del tratamiento.

- En pozos desviados con desviación mayor a 60°
- Debe ser más económico que un tratamiento convencional.
- Muy recomendable para pozos de gas de permeabilidades del orden de 600 mD y altos caudales de producción.

### **Limitaciones y problemas operacionales**

- Permeabilidad horizontal debe ser menor a 0.1 mD
- Permeabilidad Vertical debe ser mayor o igual a 1/10 de la permeabilidad horizontal.
- Perdidas de fluido menores a 0.002 ft/min.
- Por lo menos dos tercios del intervalo de arena deberá tener punzados
- Perdida de fluidos. Si se tiene buena permeabilidad, el agua puede avanzar muy rápido y no logre generar las dimensiones requeridas de las fracturas.

- Espesor de la formación. el agente de sostén tiende a depositarse en el fondo de la fractura, generando un empaque de bajo rendimiento.

### **3.14 Métodos de control de arena en pozos horizontales**

Para la selección del método apropiado para utilizar se debe realizar un análisis de cada método de control de arena en pozos horizontales, recopilando datos sobre las principales limitaciones, rangos de aplicación.

Ese análisis se llama screening y se emplea para la metodología de selección. Entre los métodos de control están los liners ranurados, las mallas ranuradas con envoltura de alambre, las rejillas pre-empacadas, los empaquetamientos con grava, el Frack pack y la consolidación artificial de los granos de arena con resina sintética. Para este screening se agruparon varias variables con las características de los yacimientos y de los fluidos producidos. A partir del rango de aplicación se clasifico cualitativamente el desempeño de cada método.

#### ***No Aplicable***

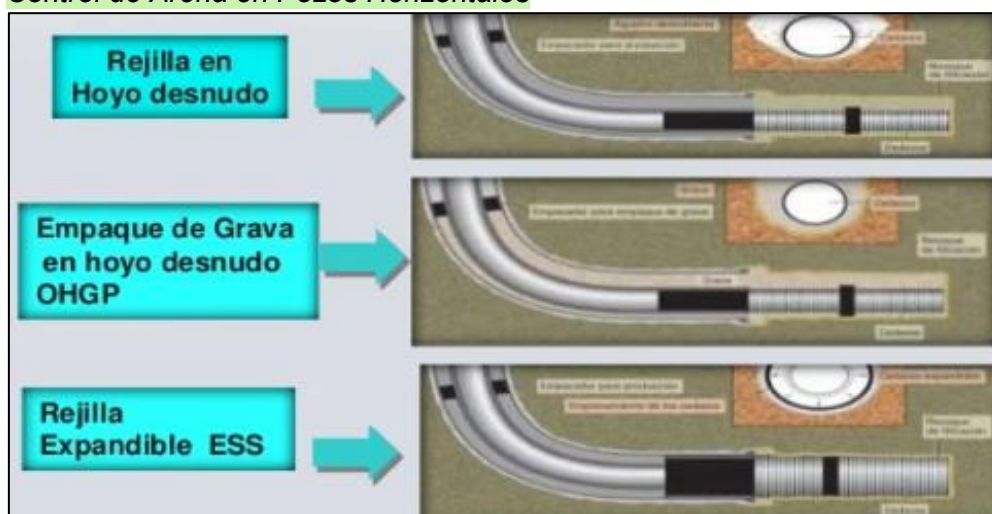
Si se tiene el parámetro en esta categoría, no es recomendable utilizar ese método de control, ya que no va a soportar las condiciones que se someterá con la alta posibilidad de problemas operacionales o resultar con una vida útil muy corta lo que no es costo efectivo.

#### ***Limitado***

Categoría donde funcionara el método de control de arena, pero sujeto a ciertos inconvenientes potenciales.

#### ***Óptimo***

En esta categoría el método de control de arena va a resultar en un mejor desempeño, operación eficiente y tendrá una prolongada vida útil. No se tendrá inconvenientes.

**Figura 25***Control de Arena en Pozos Horizontales*

Nota. De "Well completion design", por Bellarby, 2009.

A continuación, se presentan las características de los diferentes liner, rejillas y demás de acuerdo con sus parámetros operativos:

**Tabla 8***Liners ranurados*

Variables		Rangos		
		No aplicable	Limitado	Optimo
Tamaño de grano	D50 (µm)	<100	100 - 200	>200
Coefficiente de Uniformidad	D40/D90	>5	3 -58	<3
Coefficiente de Clasificación	D10/D95	>8	6 -8	<6
Permeabilidad Formación	Kabs [mD]	<100	100 - 200	>200
Contenido de arcillas	C.A [%]	>60	40 -60	<40
Intervalo aplicado	Int [pies]	-	>500	200 - 500
Diametros de tubería O.D	D [pulgadas]	<4	4 - 7	>7
Temperatura de formación	Tyto[°F]	-	-	<350
Caudal de hidrocarburo	Q [Bl/d]	-	>500	<500
Area Ratio anular/base pipe	Anular /tub	>1.50	1.25 - 1.50	<1.25
Porcentaje de finos (finos <44(µm)	P.F [%]	>3	2 -3	≤2

Nota. Fuente Brajin y Vargas, (2011)

**Tabla 9**  
*Rejillas con envolturas de alambre*

Variables		Rangos		
		No aplicable	Limitado	Optimo
Tamaño de grano	D50 (µm)	<100	100 - 200	>200
Coefficiente de Uniformidad	D14/D90	>5	3 - 5	<3
Coefficiente de Clasificación	D10/D95	>10	8 - 10	<8
Permeabilidad Formación	Kabs [mD]	<100	100 - 200	>200
Contenido de arcillas	C.A [%]	>60	40 -60	<40
Intervalo aplicado	Int [pies]	-	>500	200 - 500
Diámetros de tubería O. D	D [pulgadas]	<4	4 - 7	>7
Temperatura de formación	Tyto[°F]	-	-	<350
Caudal de hidrocarburo	Q [Bls/d]	-	>600	<600
Area Ratio anular/base pipe	Anular /tub	>1.50	1.25 - 1.50	<1.25
Porcentaje de finos (finos <44(µm)	P.F [%]	>5	2 -5	≤2

Nota. Fuente Brajin y Vargas, (2011)

**Tabla 10**  
*Rejillas pre empacadas*

Variables		Rangos		
		No aplicable	Limitado	Optimo
Tamaño de grano	D50 (µm)	<100	100 - 200	>200
Coefficiente de Uniformidad	D40/D90	>7	5 - 7	<5
Coefficiente de Clasificación	D10/D95	>10	8 - 10	<8
Permeabilidad Formación	Kabs [mD]	<100	100 - 200	>200
Contenido de arcillas	C.A [%]	>60	40 -60	<40
Intervalo aplicado	Int [pies]	-	>200	<200
Diámetros de tubería O.D	D [pulgadas]	<4	4 - 7	>7
Temperatura de formación	Tyto[°F]	-	-	<350
Caudal de hidrocarburo	Q [Bls/d]	-	>600	<600



Area Ratio anular/base pipe	Anular /tub	>1.50	1.25 – 1.50	<1.25
Porcentaje de finos (finos <44(μm)	P.F [%]	>8	5 -8	≤5

Nota. Fuente Brajin y Vargas, (2011)

**Tabla 11**

*Empaquetamiento con grava*

Variables		Rangos		
		No aplicable	Limitado	Optimo
Tamaño de grano	D50 (μm)	-	60 - 80	>80
Coefficiente de Uniformidad	D40/D90	<2	2 – 5	>5
Coefficiente de Clasificación	D10/D95	<3	3 –10	>10
Permeabilidad Formación	Kabs [mD]	<80	80 – 900	>900
Contenido de arcillas	C.A [%]	>70	40 -70	<40
Intervalo aplicado	Int [pies]	-	>2000	-
Diámetros de tubería O. D	D [pulgadas]	-	-	-
Temperatura de formación	Tyto[°F]	-	>350	-
Caudal de hidrocarburo	Q [Bls/d]	-	-	-
Area Ratio anular/base pipe	Anular /tub	<1.25	1.25 – 1.50	>1.25
Porcentaje de finos (finos <44(μm)	P.F [%]	<2	2 -5	>5

Nota. Fuente Brajin y Vargas, (2011)

**Tabla 12**

*Frac pack*

Variables		Rangos		
		No aplicable	Limitado	Optimo
Tamaño de grano	D50 (μm)	-	60 - 80	>80
Coefficiente de Uniformidad	D40/D90	≤ 3	3 – 5	>5
Coefficiente de Clasificación	D10/D95	<5	5 –10	>10
Permeabilidad Formación	Kabs [mD]	<10	>900	10 - 900

Contenido de arcillas	C.A [%]	>60	10 -60	<10
Intervalo aplicado	Int [pies]	>200	>50	<50
Diámetros de tubería O.D.	D [pulgadas]	<5	5 - 7	>7
Temperatura de formación	Tyto[°F]	-	-	-
Caudal de hidrocarburo	Q [Bls/d]	-	>1000	-
Área Ratio anular/base pipe	Anular /tub	<1.25	1.25 – 1.50	>1.5
Porcentaje de finos (finos <44(μm))	P.F [%]	<2	2 -5	>5

Nota. Fuente Brajin y Vargas, (2011)

**Tabla 13**

*Empaquetamiento con agua a alto régimen de inyección*

Variables		Rangos		
		No aplicable	Limitado	Optimo
Tamaño de grano	D50 (μm)	-	60 - 80	>80
Coeficiente de Uniformidad	D40/D90	≤ 3	3 – 5	>5
Coeficiente de Clasificación	D10/D95	<5	5 –10	>10
Permeabilidad Formación	Kabs [mD]	<10	>600	10 - 600
Contenido de arcillas	C.A [%]	>30	20 -30	<20
Intervalo aplicado	Int [pies]	>200	>50	<40
Diámetros de tubería O.D	D [pulgadas]	-	-	-
Temperatura de formación	Tyto[°F]	-	-	-
Caudal de hidrocarburo	Q [Bls/d]	-	>1000	-
Área Ratio anular/base pipe	Anular /tub	<1.25	-	>1.25
Porcentaje de finos (finos <44(μm))	P.F [%]	<2	2 -5	>5

Nota. Fuente Brajin y Vargas, (2011)

## **Capítulo IV: Procedimiento empleado en la investigación**

En este capítulo, se presentará un enfoque metodológico exhaustivo, abarcando los pasos necesarios para llevar a cabo el proceso de tamizado de manera precisa y efectiva. Se describirá la selección adecuada de las mallas de tamizado en función de los objetivos de análisis, la preparación de las muestras de fluido recolectadas de los pozos horizontales, así como los procedimientos de tamizado propiamente dichos.

Además, se abordarán las consideraciones y buenas prácticas para garantizar la calidad y exactitud de los resultados obtenidos a partir del tamizado. Esto incluye aspectos como el control de la humedad de las muestras, la limpieza y calibración adecuada de los equipos de tamizado, y la correcta interpretación de los datos obtenidos.

El análisis de sólidos por tamizado nos brindará una comprensión detallada de la composición y características de la arena y otros sólidos presentes en los pozos horizontales de alta producción en la selva peruana. Esta información será fundamental para la toma de decisiones en cuanto a las estrategias y tecnologías de control de arena a implementar en la región, contribuyendo así a mejorar la eficiencia de producción y prolongar la vida útil de los pozos.

### **4.1 Procedimiento del trabajo de Investigación**

#### **4.1.1 Seguridad Salud Ocupacional y Medio Ambiente**

Antes del inicio de cualquier trabajo se tomarán en cuenta todas las medidas necesarias, charlas de seguridad y charla operativa, para asegurarse que no exista elemento alguno, por pequeño que sea, que pudiera causar daño tanto a la salud de los trabajadores como al medio ambiente, a los equipos y materiales existentes en el área.

Los trabajadores encargados de ejecutar las tareas mencionadas en este manual deberán contar asimismo con todos los implementos de seguridad obligatorios adecuados para la labor a realizarse, de tal manera que no se expongan a ningún riesgo y salvaguarde su salud

e integridad física.

A continuación, detallamos los peligros, riesgos y consecuencias que conlleva la operación de las facilidades de producción y se detallan en este procedimiento, y así mismo las medidas de control:

**Tabla 14**  
**Aspectos Laborales**

Peligros	Riesgos	Consecuencias	Controles de riesgo
Pisos a diferente nivel.	Exposición a caídas a desnivel, tropezones.	Golpes, laceraciones, esguinces, fracturas, contusiones, hematomas, etc.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verificar que el sitio por donde se va a transitar se encuentre en buenas condiciones y esté libre de obstáculos.</li> <li>• Evitar caminar con pasos acelerados, mirar adelante sin distracciones.</li> <li>• Identificar desniveles.</li> <li>• Uso de botas de jebe si es necesario.</li> </ul>
Radiación solar.	Exposición a radiación solar.	Insolación, golpe de calor, desmayo, deshidratación, etc.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rehidratarse continuamente.</li> <li>• Consumir sales rehidratantes.</li> <li>• Usar bloqueador solar.</li> </ul>
Ofidios e insectos.	Exposición a ofidios e insectos.	Picaduras, mordeduras, envenenamiento, etc.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Evitar acercamiento con ofidios e insectos.</li> <li>• Utilizar vara de 2 metros aproximadamente para ahuyentar.</li> <li>• Contar en todo momento con Radio anti-exposición.</li> <li>• Usar repelente de insectos.</li> </ul>
Precipitaciones (lluvia).	Exposición a lluvias y tormentas eléctricas	Problemas respiratorios, resbalones, caídas, golpes, fracturas, inundaciones, shock eléctrico, etc.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Usar capotas para lluvia.</li> <li>• Aplicar Política de Suspensión de Tareas.</li> <li>• Prohibición de trabajos de izaje y altura ante presencia de tormenta eléctrica nivel alerta Roja y Amarilla.</li> </ul>
Posturas y posiciones inadecuadas.	Lesiones osteomusculares.	Dolores musculares, lumbares, etc.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Utilizar técnicas correctas para el posicionamiento y postura para la realización de cualquier actividad.</li> <li>• Realizar pausas activas.</li> </ul>

Líneas presurizadas.	Contacto con fluidos y líneas presurizadas.	Golpes, quemaduras, etc.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aplicar bloqueo y etiquetado.</li> <li>• Coordinar con el área de Mantenimiento.</li> <li>• Verificar energía cero.</li> </ul>
Manipulación de herramientas.	Lesiones musculares.	Golpes, fracturas, laceraciones, contusiones, hematomas, etc.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mover herramientas / objetos sujetando fuerte y firme sin distracciones.</li> <li>• Usar porta herramientas, evitar tener las herramientas en el bolsillo, uso de driza en trabajos en altura.</li> <li>• Uso de guantes de cuero.</li> </ul>
Uso de herramientas manuales.	Lesiones	Golpes, contusiones, apretones, etc.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Uso del EPP adecuados.</li> <li>• Concentración en las labores a realizar.</li> </ul>
Energía Eléctrica.	Contacto con energía eléctrica (24 VDC).	Electrocución, shock eléctrico.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aplicar Bloqueo y Etiquetado.</li> <li>• Coordinar con el área de Mantenimiento.</li> <li>• Verificar ausencia de tensión eléctrica.</li> </ul>
Superficies Calientes.	Exposición a superficies Calientes.	Quemaduras.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verificar, identificar y señalar el área de trabajo.</li> <li>• Uso de guantes de cuero.</li> </ul>
Gases Inflamables / tóxicos, contaminantes.	Incendio, explosiones / Inhalación de gases tóxicos	Quemaduras / Intoxicación.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Realizar monitoreo de gases tóxicos e inflamables antes del inicio, solo se podrá realizar trabajos cuando estos tengan valor de Cero. Monitorear con frecuencia.</li> <li>• Contar con un extintor cerca al lugar de trabajo y personal Competente.</li> </ul>

Nota. Elaboración propia.

**Tabla 15**  
Aspectos Ambientales

Aspectos	Impactos	Consecuencias	Controles
Manejo de hidrocarburos.	Contaminación ambiental.	Contaminación al suelo, agua y aire.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bandejas antiderrames; paños absorbentes; trapos industriales y segregación adecuada de residuos peligrosos en el punto verde.</li> </ul>

#### 4.1.2 Descripción de los trabajos

##### 4.1.2.1 Preparación del área de trabajo

Se procede a acondicionar el área de trabajo, el área a usar es el área de laboratorio. Se

posiciona una bandeja ecológica como contingencia para cualquier derrame de fluido en el área, en esta se posará los accesorios a usar para el tamizado; se requieren tres recipientes sin tapa de aproximadamente cinco galones para recolección de fluido, una rejilla que cubra el recipiente, que a la vez será donde se poseen los tamices. Importante tener paños absorbentes en el área como también paños oleofílicos.

#### **4.1.2.2 Muestreo manual del fluido**

Seleccionar recipientes cerrados de aproximadamente cinco galones para la recolección de muestra, estos deben encontrarse limpios sin residuos.

Identifique en el proceso el punto de muestreo adecuado, ya sea en tanque o líneas dependiendo de lo requerido. Utilice los EPP y aliste los elementos necesarios para la realización del muestreo. Tome 7 galones o más, como muestra para el análisis de granulometría, este volumen se corroborará posterior al filtrado de la muestra.

#### **4.1.2.3 Distribución de tamices**

La distribución se realiza desde el tamiz de mayor abertura (parte superior) hasta el tamiz de menor abertura (parte inferior) colocados en forma de torre, los tamices seleccionados son los siguientes (ordenados de superior a inferior): 710  $\mu\text{m}$  (N° 25), 425  $\mu\text{m}$  (N° 40), 300  $\mu\text{m}$  (N° 50), 150  $\mu\text{m}$  (N° 100) y 75  $\mu\text{m}$  (N° 200). Estos tamices deben encontrarse en buenas condiciones, sin roturas y limpios, para evitar cualquier modificación de la muestra, que conlleve resultados no confiables.

#### **4.1.2.4 Filtrado de la muestra**

La operación de filtrado se inicia vertiendo el fluido a través de la torre de tamices, la cantidad de fluido vertido debe ser moderada para permitir el paso del fluido líquido sin inundar los tamices. Durante este tiempo de espera de la operación de tamizado manual, se mueve el tamiz o tamices de un lado a otro y recorriendo circunferencias de forma que la muestra se mantenga en movimiento sobre la malla y se permita el paso del líquido remanente, quedando

solo la muestra sólida. De ser necesario se puede recurrir a movimientos verticales para permitir escurrir el líquido remanente. Debe comprobarse al desmontar los tamices que la operación está terminada; esto se sabe cuándo no se evidencia fluido remanente en los tamices. Además, se debe proceder con tomar nota del volumen del fluido filtrado para posteriormente obtener la relación entre los sólidos y el volumen de fluido filtrado.

### **Figura 26**

*Ordenamiento de tamices y vertimiento de muestras recolectadas.*



Nota. Fuente propia

#### **4.1.2.5 Lavado de la muestra**

Se lava a continuación la muestra sobre cada tamiz con abundante diluyente (nafta) para disolver las trazas de crudo que puedan quedar en la malla, posterior se lava la muestra sobre cada tamiz con abundante agua, evitando siempre el frotar alguna superficie contra el tamiz y teniendo mucho cuidado de que no se pierda ninguna partícula de las retenidas en él.

#### **4.1.2.6 Secado de la muestra**

Se procede a dejar secando cada tamiz con su muestra respectiva a temperatura ambiente por un periodo mínimo de 2 horas, en este tiempo se debe proteger la muestra para

evitar contaminación con algún elemento extraño, este tiempo permitirá que el hidrocarburo remanente que pueda haber quedado atrapado en partes del tamiz vaya escurriendo y así poder eliminarlo antes de colocarse en el horno de secado.

Posterior a esto, se limpia cualquier remanente de hidrocarburo del tamiz, y se procede con el secado en el horno a una temperatura de  $100 \pm 5$  °C ( $212 \pm 9$  °F) por un periodo mínimo de 4 horas.

#### **4.1.2.7 Recolección de la muestra**

Una vez completo el periodo de secado, se procede a retirar el tamiz con su muestra del horno de secado. Se evidenciarán partículas sólidas movibles y otras apresadas en la malla, estas deben separarse con un pincel o cepillo y reunir las con lo retenido en el tamiz. Estas muestras se acumularán y se traspasarán a una luna de reloj o un plato Petri para continuar con el proceso.

#### **4.1.2.8 Pesado de la muestra**

Se determina el peso de cada muestra por tamiz en una balanza con una sensibilidad de 0.001 gr. Con esto podremos determinar el peso de muestra para cada tamiz y diferenciados por su tamaño de grano.



## Figura 27

*Pesado de sólidos y determinación de granulometría.*



Nota. Fuente propia

### 4.1.2.9 Cálculos para distribución granulométrica de la muestra

Para determinar el porcentaje total que pasa por cada tamiz, se divide el peso total que queda atrapado en un tamiz entre el peso total de la muestra y se multiplica el resultado por 100.

$$C = \frac{B}{A} \times 100\%$$

A = Masa seca total de la muestra

B = Masa seca recolectada de tamiz

C = % de material correspondiente a malla determinada

## Capítulo V: Análisis y Discusión de Resultados

### 5.1 Diagrama del paso a paso



## 5.2 Consideraciones

Los siguientes errores posibles producirán determinaciones imprecisas en un análisis granulométrico por tamizado:

- Aglomeraciones de partículas que no han sido completamente disgregadas.
- Los tamices han sido agitados por un período demasiado corto o con movimientos horizontales o rotacionales inadecuados. Los tamices deben agitarse de manera que las partículas sean expuestas a las aberturas del tamiz con varias orientaciones y así tengan mayor oportunidad de pasar a través de él.
- La malla de los tamices está rota o deformada; los tamices deben ser frecuentemente inspeccionados para asegurar que no tienen aberturas más grandes que la especificada.
- Pérdidas de material al sacar el retenido de cada tamiz.
- Errores en las pesadas y en los cálculos.

## 5.3 Resultados

Se realizaron tamizados a los pozos P1, P2 y P3 los cuales son pozos que en su completación no tienen mallas que retengan el arrastre de sólidos de formación durante la producción. Del mismo modo se tienen los resultados de los pozos que se implementaron mallas para la contención de arrastre de sólidos en los pozos P4, P5, P6, P7, P8, P9, P10, P11 y P12 durante la producción. A continuación, se muestran los resultados del monitoreo:

### **POZO P1**

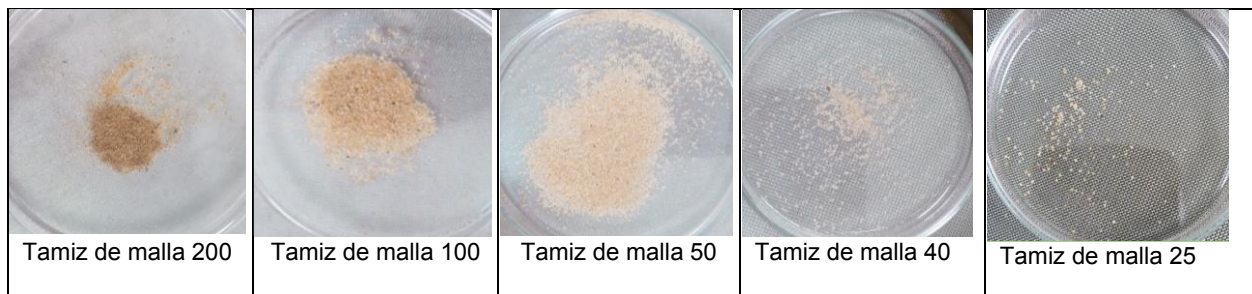
En el pozo P1 de las muestras tomadas en el flowline se tiene como resultado una alta concentración en el arrastre de sólidos el cual en promedio es 19 lb/1000bls. Respecto a su análisis granulométrico se tiene un mayor arrastre de sólidos del tamaño de 151 a 300 micrones. Así mismo se tiene que un 45% de los sólidos arrastrados son mayores de 300 micrones los

cuales resultan ser erosivos para las facilidades de producción tanto en superficie y subsuperficie.

**Tabla 16**

**Resultados de monitoreo mediante tamizados del pozo P1.**

Análisis granulométrico de sólidos del Pozo - P1									
TAMIZADO	VOLUMEN DE MUESTRA (GAL)	PESO DE SÓLIDO (GR)	DISTRIBUCIÓN GRANULOMÉTRICA DE SÓLIDOS					CAUDAL GROSS (BPD)	Concentración Tamiz Lb/1000Bls
			75 a 150 (Micron)	151 a 300 (Micron)	301 a 425 (Micron)	426 a 710 (Micron)	Mayor que 710 (Micron)		
1	6.75	1.5144	6.84%	48.55%	20.56%	19.00%	5.05%	8,720	20.77
2	7.15	1.5423	6.83%	47.99%	20.57%	18.15%	6.45%	8,700	19.97
3	7.50	1.5508	7.09%	46.72%	20.85%	17.69%	7.65%	7,130	19.15
4	7.95	1.7574	7.27%	47.97%	20.04%	17.40%	7.32%	8,850	19.77
5	8.20	1.7361	7.51%	52.66%	18.69%	16.65%	4.49%	8,740	19.60



Nota: Fuente propia datos recopilados del monitoreo de arenas de los pozos en el Lote 95.





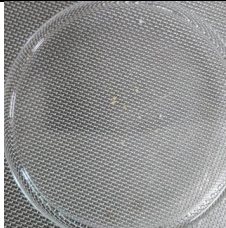
**POZO P2**

En el pozo P2 de las muestras tomadas en el flowline se tiene como resultado una alta concentración en el arrastre de sólidos el cual en promedio es 20 lb/1000bls. Respecto a su análisis granulométrico se tiene un mayor arrastre de sólidos del tamaño de 151 a 300 micrones. Así mismo se tiene que un 40% de los sólidos arrastrados son mayores de 300 micrones los cuales resultan ser erosivos para las facilidades de producción tanto en superficie y subsuperficie.

**Tabla 17****Resultados de monitoreo mediante tamizados del pozo P2**

Análisis granulométrico de sólidos del Pozo - P2									
TAMIZADO	VOLUMEN DE MUESTRA (GAL)	PESO DE SÓLIDO (GR)	DISTRIBUCIÓN GRANULOMÉTRICA DE SÓLIDOS					CAUDAL GROSS (BPD)	Concentración Tamiz Lb/1000Bls
			75 a 150 (Micron)	151 a 300 (Micron)	301 a 425 (Micron)	426 a 710 (Micron)	Mayor que 710 (Micron)		
1	7.20	1.6550	15.29%	37.34%	21.03%	21.03%	5.32%	6,560	21.23
2	6.73	1.5020	17.19%	43.23%	21.04%	17.18%	1.36%	6,620	20.67
3	7.40	1.6147	18.46%	42.32%	21.28%	16.74%	1.21%	6,620	20.20
4	7.40	1.5299	16.25%	45.66%	23.03%	14.90%	0.16%	6,660	19.14
5	5.47	1.2930	19.23%	47.14%	22.44%	11.08%	0.12%	6,700	21.89

				
Tamiz de malla 200	Tamiz de malla 100	Tamiz de malla 50	Tamiz de malla 40	Tamiz de malla 25

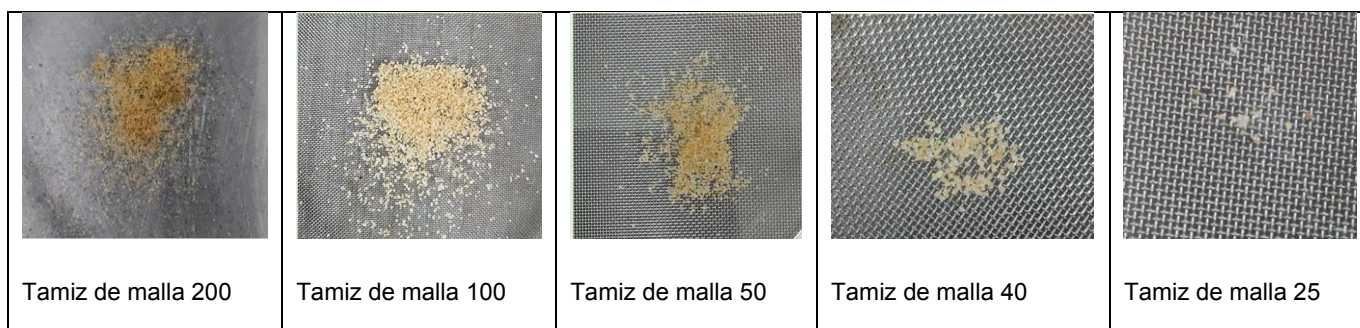
Nota: Fuente propia datos recopilados del monitoreo de arenas de los pozos en el Lote 95.

**POZO P3**

En el pozo P3 de las muestras tomadas en el flowline se tiene como resultado una alta concentración en el arrastre de sólidos el cual en promedio es 19 lb/1000bls. Respecto a su análisis granulométrico se tiene un mayor arrastre de sólidos del tamaño de 426 a 710 micrones. Así mismo se tiene que un 60% de los sólidos arrastrados son mayores de 300 micrones los cuales resultan ser erosivos para las facilidades de producción tanto en superficie y subsuperficie, también al ser de mayor tamaño son sólidos que tienen a sedimentarse más rápido por lo que puede generar taponamiento en las líneas de producción.

**Tabla 18****Resultados de monitoreo mediante tamizados del pozo P3**

Análisis granulométrico de sólidos del Pozo - P3									
TAMIZADO	VOLUMEN DE MUESTRA (GAL)	PESO DE SÓLIDO (GR)	DISTRIBUCIÓN GRANULOMÉTRICA DE SÓLIDOS					CAUDAL GROSS (BPD)	Concentración Tamiz Lb/1000Bls
			75 a 150 (Micron)	151 a 300 (Micron)	301 a 425 (Micron)	426 a 710 (Micron)	Mayor que 710 (Micron)		
1	7.50	1.5561	10.66%	17.55%	25.13%	46.60%	0.07%	5,300	19.21
2	6.50	1.3906	10.72%	16.20%	27.64%	44.64%	0.79%	5,300	19.81
3	6.00	1.2002	11.04%	18.02%	32.10%	38.84%	0.00%	6,200	18.52
4	6.12	1.2803	12.32%	20.02%	31.68%	35.88%	0.10%	6,220	19.37
5	6.87	1.4900	12.70%	17.64%	29.11%	40.55%	0.00%	6,560	20.08



Nota: Fuente propia datos recopilados del monitoreo de arenas de los pozos en el Lote 95

### POZOS P4, P5, P6, P7, P8, P9, P10, P11 y P12



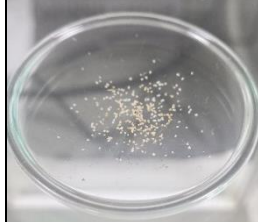
En los pozos P4, P5, P6, P7, P8, P9, P10, P11 y P12 se tienen instaladas mallas de 250 micrones en su completación, de las muestras recolectadas en flowline se tiene como resultado que la concentración de sólidos tiene la tendencia a bajar de 1.6 a 0.43 lb/1000bls lo cual se considera como baja concentración de sólidos. Respecto al análisis granulométrico se puede notar que la retención de arenas gruesas es efectiva, esto lo podemos observar en la *tabla 19* donde se tiene un mínimo arrastre de arenas que son erosivas a un alto caudal, el mayor arrastre de sólidos es de arenas de grano fino a medio.

**Tabla 19**

*Resultados de monitoreo mediante tamizados de pozos con sistema de control de sólidos en su completación (mallas de 250 micrones).*

Análisis granulométrico de sólidos de Pozos									
POZO	VOLUMEN DE MUESTRA (GAL)	PESO DE SÓLIDO (GR)	DISTRIBUCIÓN GRANULOMÉTRICA DE SÓLIDOS					CAUDAL GROSS (BPD)	Concentración Tamiz Lb/1000Blis
			75 a 150 (Micron)	151 a 300 (Micron)	301 a 425 (Micron)	426 a 710 (Micron)	Mayor que 710 (Micron)		
P4	6.65	0.1077	61.10%	21.68%	12.81%	4.41%	0.00%	11,800	1.50
P5	6.00	0.1037	21.02%	52.07%	19.86%	7.04%	0.00%	12,300	1.60
P6	5.90	0.1037	19.09%	61.81%	13.89%	5.21%	0.00%	12,100	1.63
P7	6.00	0.0780	35.77%	26.79%	19.62%	17.82%	0.00%	10,600	1.20
P8	9.80	0.0478	30.54%	37.66%	31.80%	0.00%	0.00%	9,000	0.45
P9	8.00	0.0531	32.00%	40.00%	28.00%	0.00%	0.00%	9,000	0.61
P10	6.60	0.0518	44.79%	44.59%	10.62%	0.00%	0.00%	9,800	0.73
P11	5.10	0.0238	37.39%	49.58%	13.03%	0.00%	0.00%	8,700	0.43
P12	6.60	0.0345	49.28%	32.17%	18.55%	0.00%	0.00%	8,800	0.48



			<i>Tamices sin sólidos</i>	<i>Tamices sin sólidos</i>
Tamiz de malla 200	Tamiz de malla 100	Tamiz de malla 50	Tamiz de malla 40	Tamiz de malla 25

Nota: Fuente propia datos recopilados del monitoreo de arenas de los pozos en el Lote 95.

Entonces en los pozos sin mallas instaladas en su completación se tiene el arrastre de sólidos de grano finos hasta gruesos, los cuales serán un problema al parar el pozo debido que estas arenas se sedimentarán en las etapas de la bomba BES y al ponerla en funcionamiento nuevamente va a generar problemas de atascamiento de la bomba, ruptura de eje, erosión en las líneas y posibles pitting que llevaran a parar la producción del pozo.

Los pozos que cuentan con mallas de 250 micrones en su completación permiten la retención del 95% de sólidos que los pozos sin mallas normalmente aportan y la mayor ventaja es que los sólidos que aún son arrastrados son de menor diámetro por lo que los problemas de erosión en las líneas dejan de ser severos.

En los pozos que cuentan con mallas de 250 micrones en su completación la acumulación de los sólidos en la superficie será menor y con esto disminuyen los costos de disposición de pasivos ambientales.

## Capítulo VI: Análisis Económico

### 6.1 Introducción al balance económico

En este ítem, se presentará el balance económico del control de arena para pozos horizontales de alta producción en la Selva Peruana. Como ingeniero de petróleo experto en control de arenas y tamizado, se analizó la viabilidad económica de esta técnica, incluyendo la comparación de las cantidades de arenas en pozos que no cuenten con un sistema de control de arena y los pozos que, si se implementaron un sistema de control de arena, el costo del control de arenas y el ahorro potencial generado. Además, destacaré la importancia del tamizado de arena para la selección de mallas en las completaciones de pozos como una mejora significativa en la eficiencia operativa.

A continuación, se muestra la tabla de resultados de los pozos donde se realizó el monitoreo y control de arenas:

**Tabla 20**  
*Datos de pozos con el Monitoreo y Control de Arena*

Pozo	Concentración de arena antes del Control (lbs/1000bls)	Concentración de arena después del Control (lbs/1000bls)	Resultado del Control de Arenas
P1	19.00	-	Pozo Monitoreado
P2	20.00	-	Pozo Monitoreado
P3	19.00	-	Pozo Monitoreado
P4	-	1.50	Pozo exitoso
P5	-	1.60	Pozo exitoso
P6	-	1.57	Pozo exitoso
P7	-	1.20	Pozo exitoso
P8	-	0.45	Pozo exitoso
P9	-	0.61	Pozo exitoso
P10	-	0.73	Pozo exitoso
P11	-	0.43	Pozo exitoso
P12	-	0.48	Pozo exitoso

Nota: Fuente propia datos recopilados del monitoreo de arenas de los pozos en el Lote 95.

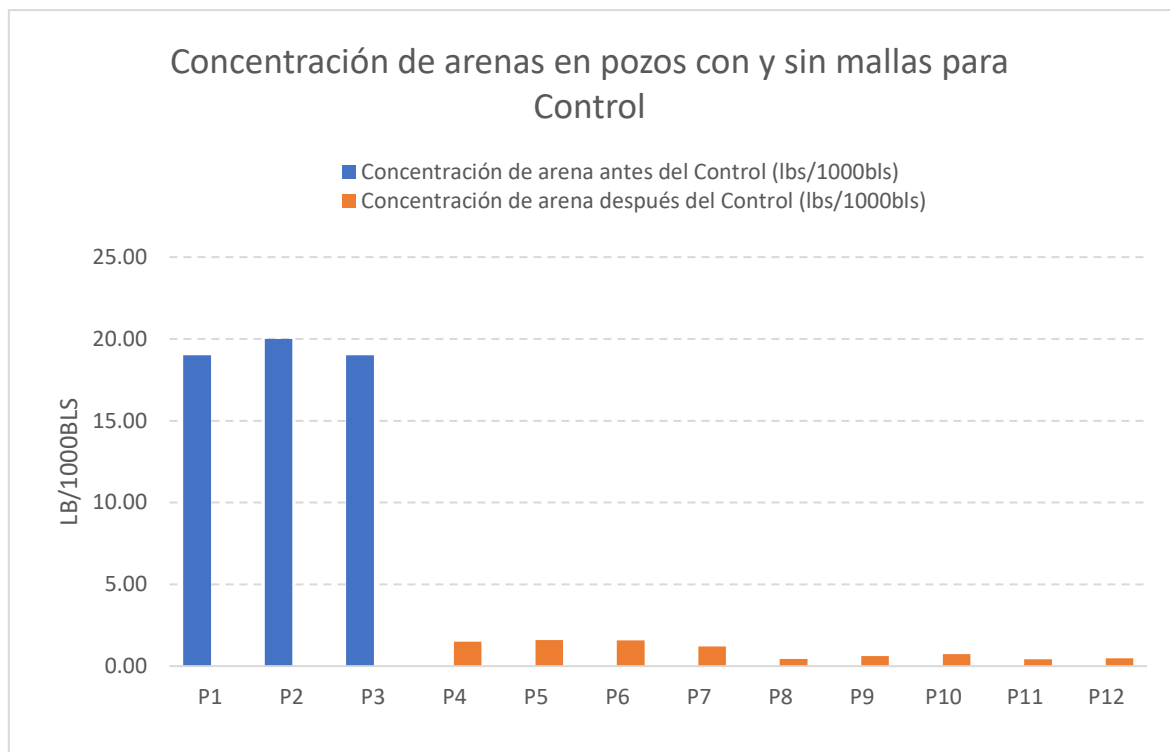


## 6.2 Análisis de la Cantidad de Arenas

Uno de los aspectos fundamentales del control de arena es evaluar la eficacia en la reducción de la cantidad de arenas presentes en los pozos horizontales de alta producción en la Selva Peruana. A través de técnicas de tamizado y selección de mallas adecuadas, se logró obtener una reducción promedio del 95% en la cantidad de arenas luego de implementar el control. Este resultado demuestra la efectividad de las estrategias aplicadas para prevenir la producción de arenas no deseadas.

### Figura 28

*Eficiencia del control de arena por pozo.*



Nota: Fuente propia datos recopilados del monitoreo de arenas de los pozos en el Lote 95.

## 6.3 Análisis del Costo del Control de Arenas y Costo de Intervención de Pozo

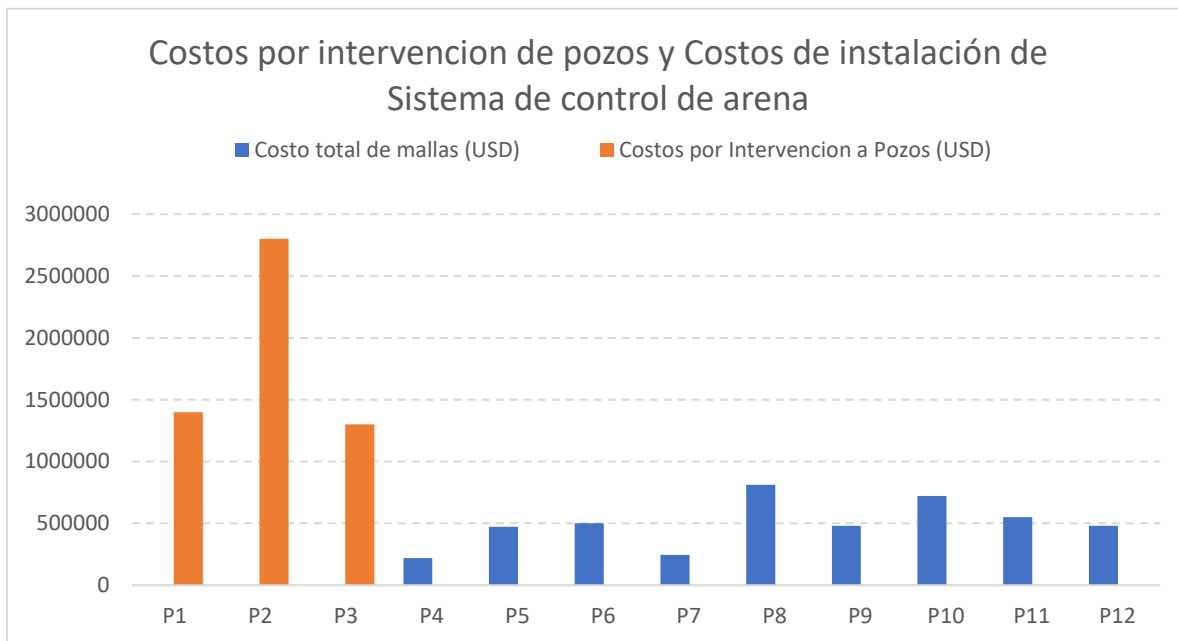
Como ingeniero de petróleo, he realizado un análisis del costo asociado al control de arenas y el costo de las intervenciones de pozos debido a daños por producción de arena.

Según los datos obtenidos, se determinó que el costo promedio de implementar el control de arenas en los pozos fue de USD 500,000 por pozo. Esta inversión incluye los gastos relacionados

con la adquisición de materiales, equipos y servicios necesarios para instalar el control de arena.

Por otro lado, los pozos que no cuentan con mallas en su completación para el control de arena incurren costos de aproximadamente USD 1,800,000 los cuales comprenden cambio de bomba BES, servicio de pulling, costos de equipos para realizar las intervenciones del pozo, cambio de líneas erosionadas por arenas.

**Figura 29**  
*Costo del control de arena por pozo.*



**Nota:** Fuente propia datos recopilados del monitoreo de arenas de los pozos en el Lote 95.

Además, es relevante mencionar que control de arena ofrece beneficios económicos adicionales, como la optimización en la selección de mallas para las completaciones de los pozos. Mediante la implementación de mallas adecuadas, es posible mejorar el rendimiento de producción, evitar la obstrucción del flujo y reducir los tiempos de intervención para el mantenimiento de los pozos.

#### 6.4 Análisis del Ahorro Potencial

Se consideraron los costos que implican la limpieza de las facilidades de superficie, principalmente separadores trifásicos, y el costo de la disposición de las arenas como pasivos ambientales.

Un aspecto crítico para considerar es la relación entre el ahorro potencial y el éxito del control de arenas. Basándonos en los datos recopilados, se observa una relación directa entre la efectividad del control de arenas y el ahorro potencial generado. En aquellos pozos donde el control de arenas fue exitoso, se obtuvo un considerable ahorro potencial en comparación con aquellos pozos donde que sirvieron de monitoreo de producción de arena. Esto subraya la importancia de implementar un control de arenas eficaz para maximizar los beneficios económicos y garantizar la rentabilidad de las operaciones.

**Figura 30**  
*Ahorro por pozo.*



Nota: Fuente propia datos recopilados del monitoreo de arenas de los pozos en el Lote 95.

El análisis técnico-económico demuestra la efectividad del control de arena en los pozos horizontales de alta producción en la Selva Peruana. La reducción de la cantidad de arenas y los ahorros potenciales generados hacen de esta técnica una estrategia vital en la industria petrolera. Además, su impacto en la selección de mallas en las completaciones de pozos como una mejora operativa adicional resalta la importancia de su implementación.

Se recomienda encarecidamente a las empresas petroleras adoptar esta técnica en sus operaciones para obtener beneficios económicos sostenibles a largo plazo y maximizar la eficiencia en la producción de petróleo y gas.

## Conclusiones



- Con el monitoreo de arenas mediante el uso del tamizado se mide la eficiencia del sistema de control de sólidos instalado en el pozo, con lo que es posible sugerir mejoras para el sistema de control de sólidos, esto se evidenció en la *Figura 28* de la presente tesis. De este modo se mejora la eficiencia de en la producción en pozos horizontales en la selva peruana.
- Aplicando el método de monitoreo de sólidos mediante el tamizado en superficie se logra monitorear la concentración de sólidos arrastrados durante la producción de un pozo, con lo cual se puede recomendar caudales de producción adecuados que no generen un excesivo arrastre de sólidos que puedan causar daño en los equipos de subsuperficie. De este modo se resuelven los problemas operativos que afectan negativamente la eficiencia de la producción en pozos horizontales de alta producción en la selva peruana.
- Mediante el monitoreo de sólidos haciendo uso del método del tamizado en superficie se logra hacer seguimiento a la granulometría de las arenas que son arrastradas durante la producción, se evalúa que tan erosivas resultan de acuerdo a su angularidad y tamaño, se recomienda un tipo de mallas para la completación del pozo que retengan las arenas que resultan muy erosivas de esta manera se logra reducir la erosión y el desgaste de los equipos de producción en los pozos horizontales de alta producción.
- Respecto al caso particular analizado se logró recomendar mallas para la completación del pozo horizontales de alta producción de petróleo, los cuales cumplen eficientemente la función de retener las arenas que podrían obstruir los conductos de producción.
- El resultado del monitoreo de sólidos mediante tamizado, para pozos sin mallas en su completación, permitió evaluar y dar recomendaciones de este modo ir mejorando en la selección de mallas de 250 micrones para los siguientes pozos y se logró reducir el arrastre de sólidos en 95%. Permitiendo de esta manera optimizar costos de limpieza de equipos en las facilidades de producción en superficie.

- Para pozos que cuentan con mallas en su completación para el control de sólidos el deterioro de sus componentes subsuperficiales es menor. Esto se puede notar en la integridad de las etapas de la bomba BES y de las líneas de producción al no presentar significativo desgaste por erosión.
- Para el caso analizado en el Lote 95 se determinó que las mallas que cumplen eficientemente su función son las mallas de 250 micrones. Con el cual se está logrando retener una gran cantidad de sólidos, esto nos lleva a tener mejoras en las operaciones debido a que se reduce la cantidad de residuos peligrosos en superficie, así mismo es económicamente favorable debido a que se reducen los costos de transporte, disposición y tratamiento de los mismos.
- El estudio de los diferentes métodos de control de arena que actualmente se viene aplicando en la industria son de mucha importancia debido al manejo que se puede tener con estos en el tema de arenamiento, en pozos con altas tasas de producción.
- Cuando se produce en arenas poco consolidadas estas a su vez acarrear finos los cuales, para un correcto control, se debe colocar empaques de grava el cual es un método eficaz y rentable económicamente.
- La decisión final de elección para el tipo de control de arena se basa fundamentalmente en las particularidades y características de cada pozo, como son la uniformidad, permeabilidad, tipo de arena, etc.
- El control de arena en pozos horizontales de alta producción en la selva peruana es un aspecto crucial para garantizar la eficiencia y rentabilidad de los proyectos petroleros en la región. El análisis técnico-económico del control de arena permite evaluar los costos, beneficios y riesgos asociados, proporcionando una base sólida para la toma de decisiones informadas.

## Recomendaciones

- Realizar un análisis exhaustivo de viabilidad económica antes de la implementación del control de arena en pozos horizontales en la selva peruana. Esto implica considerar diferentes escenarios de precios del petróleo y evaluar la rentabilidad del proyecto en cada caso. Es importante tener en cuenta los costos directos e indirectos, así como los beneficios económicos esperados.
- Se debe consolidar una base de datos donde se pueda realizar seguimientos preventivos a los diferentes pozos de acuerdo con su comportamiento.
- Mantener la producción de los pozos estables dentro del rango operativo óptimo, debido a que un aumento de esta creara una conificación en el pozo; por ende, un incremento de arena en la producción. De esta manera se tendrá una vida útil de mayor tiempo del reservorio.
- Diversificar las fuentes de suministro de equipos y materiales para el control de sólidos a fin de reducir el riesgo de escasez y posibles retrasos en la adquisición. Es recomendable establecer relaciones sólidas con proveedores confiables y realizar un seguimiento regular de los precios y la disponibilidad de suministros. Esto garantizará la continuidad del proyecto y minimizará los impactos económicos adversos.
- Se recomienda optar por otras tecnologías para el monitoreo de sólidos en superficie, estos pueden ser los sensores acústicos que permiten un monitoreo en tiempo real.

## Referencias Bibliográficas

- Acock, A., Orurke, T., Shrimboh, D., Alexander, J., Andersen, G., Kaneko, T., . . . Twynam, A. (2004). *Métodos prácticos de manejo de la producción de arena*. OIL FIELD REVIEW.
- Anna Paula Lougon. (2006). *Solución de Manejo de Arenamiento en las cuencas de Mexico*.
- Arnold,, K., & Steward,, M. (1999). *Surface production operations*. Elsevier.
- Batruna, M., & Dagez, A. (2010). *Drilling and Completion Wells*. Elsevier.
- Bellarby. (2009). *Well completion design*. Elsevier.
- Brajin, G. J., & Vargas, S. F. (2011). *Identificación de problemas potenciales operacionales y alternativas de manejo en el control de producción de arena de pozos horizontales*. Universidad Industrial De Santander Facultad De Ingenieria Fisico- Quimica Escuela De Ingenieria De Petroleo Bucaramanga.
- Brill, J. (1987). *Multiphase Flow in Wells Tulsa*: Society of Petroleum Engineers.
- Cengel, Y., & Cimbala, J. (2006). *Mecánica de Fluidos Fundamentos y Aplicaciones*. McGraw-Hill.
- Edment, B., Elliot, F., Gilchrist, J., Powers, B., Jansen, R., McPike, T., . . . Kranenburg, A. (2005). *Mejoramiento de los tratamientos de empaque de grava en pozos horizontales*. <https://www.oilproduction.net>
- Gonzales Amado, R. A. (2016). *Diseño de una Metodología de Selección Preliminar de Sistemas de Control de Arena para los campos operados por Ecopetrol en Colombia*.
- Leal Calderon,, F., Scmit,, V., & Bibette,, J. (2007). *Emulsion science: basic principles*. Springer Science & Business Media.



- Matanovic', D., Moslavac, B., & Cikes, M. (2012). *Sand control in well Construction and Operation*. University of Zagreb Faculty of Mining, Geology and Petroleum, Croatia.  
<https://oilworldtoday.files.wordpress.com/>
- Parraga Solorzano, I. P. (2012). *El análisis funcional y su aplicación en la gestión de recursos humanos en el área de exploración y producción de petróleo de Repsol-YPF Ecuador 2008-2009* (Doctoral dissertation).
- Ramírez, M. (2004). *Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y trouble shooting, Work shop International*. Venezuela.  
<https://files.wordpress.com/2010/10/bombeo-electrosumergible.pdf>
- Takacs, G. (2009). *Electrical Submersible Pumps Manual Design, Operations, and Maintenance*. <https://shop.elsevier.com/books/electrical-submersible-pumps-manual/takacs/978-1-85617-557-9>