

**DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA DE UN SEPARADOR DE FONDO TIPO
MH PARA EL AUMENTO DEL RUN LIFE DE UN SISTEMA DE BOMBEO
MECÁNICO, EN UN POZO DEL MAGDALENA MEDIO**

JENNY LIZETH GAMBOA CAMACHO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
BUCARAMANGA
2017**

**DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA DE UN SEPARADOR DE FONDO TIPO
MH PARA EL AUMENTO DEL RUN LIFE DE UN SISTEMA DE BOMBEO
MECÁNICO, EN UN POZO DEL MAGDALENA MEDIO**

JENNY LIZETH GAMBOA CAMACHO

**Trabajo de Grado para optar al título de
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

**Director
VLADIMIR ORLANDO RIVERA VILLAMIZAR
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2017**

AGRADECIMIENTOS

A Dios por las habilidades y sabiduría que me ha dado a lo largo de la vida.

Al director Vladimir Orlando Rivera, Ingeniero de Petróleos, por su ayuda, su permanente apoyo y orientación durante todo el proceso de este proyecto y a lo largo de estos años de trabajo.

A mi familia por su apoyo incondicional, por creer siempre en mí y en todos los objetivos de mi vida.

A la universidad Industrial de Santander, por este espacio de formación y conocimiento que nos da.

Jenny Lizeth Gamboa Camacho

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION.....	12
1. GENERALIDADES DEL CAMPO LA CIRA.....	14
1.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA.....	14
1.2 GEOLOGÍA.....	15
1.2.1 Formación Mugrosa.....	16
1.2.2 Formación Colorado.....	17
1.3 TIPOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	17
1.3.1 Bombeo por cavidades progresivas (PCP).....	17
1.3.2 Bombeo Electrosumergible (ESP).....	19
1.3.3 Bombeo Mecánico.....	21
2. EQUIPOS DE BOMBEO MECÁNICO EN AMBIENTES CON PRODUCCIÓN DE SOLIDOS ABRASIVOS.....	24
2.1 PROBLEMAS ASOCIADOS A LA PRODUCCIÓN DE ARENA.....	25
2.1.1 Corte por arena.....	25
2.1.2 Pandeo en la varilla.....	26
3. CONTROL DE ARENA EN POZOS.....	27
3.1.1 Stand Alone Screens.....	29
3.1.2 Gravel Pack.....	29
3.2 MALLAS PRE-EMPACADAS.....	34
3.2.1 Frac-Pack.....	35
3.2.2 Orientación de disparos.....	36

3.2.3 Desarenador de fondo	37
4. DESARENADOR DE FONDO MH.....	41
4.1. SEPARADORES DE GAS EN BOMBEO MECÁNICO	42
4.2 CRITERIO DE SELECCIÓN	43
4.3 ACCESORIOS UTILIZADOS EN CONJUNTO	46
5. DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA DE UN SEPARADOR DE FONDO TIPO MH.....	48
6. AHORRO EN TIEMPOS NO PRODUCTIVOS INSTALANDO EL SEPARADOR DE FONDO MH EN EL POZO “A”	60
7. CONCLUSIONES	61
8. RECOMENDACIONES.....	64
BIBLIOGRAFIA.....	65

LISTA DE CUADROS

	Pág.
Cuadro 1. Screen Gauge usado con varios tamaños de grava	32
Cuadro 2. Datos del análisis granulométrico de las arenas C	32
Cuadro 3. Efecto de permeabilidad en la zona de daño, cuando la fractura sobrepasa el daño de formación	36
Cuadro 4. Criterios de Selección para Desarenador.....	44
Cuadro 5. Criterios de Selección para Desarenador.....	49
Cuadro 6. BHA (Bottom Hole Assembly)	50
Cuadro 7. Caudal durante la prueba en el pozo A de La Cira	50
Cuadro 8. Concentración de arena antes y durante la prueba en el pozo “A” de La Cira	56
Cuadro 9. Datos de la bomba en el pozo A de La Cira.....	58
Cuadro 10. Datos de la bomba en el pozo A de La Cira.....	60

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Localización Geográfica, Campo La Cira.....	14
Figura 2. Columna Estratigráfica General para el VMM, Ecopetrol 1999.....	16
Figura 3. Sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas.....	18
Figura 4. Configuración Típica ESP.....	20
Figura 5. Principio de operación de bombeo mecánico.....	21
Figura 6. Elementos de un sistema de Bombeo Mecánico.....	23
Figura 7. Principales causas de falla en bombeo mecánico.....	24
Figura 8. Corte por arena en el émbolo.....	25
Figura 9. Pandeo de las varillas.....	26
Figura 10. Análisis Granulométrico Arenas C.....	28
Figura 11. Malla Proweld™ Tipo WireWrap.....	30
Figura 12. Malla DynaFlo™ Tipo Premium.....	31
Figura 13. Esquema del Desarenador de Fondo Estándar.....	38
Figura 14. Desanding hydrocyclon.....	39
Figura 15. Cavins Model “MH” Gas Anchor With 2-7/8” Desander Body.....	41
Figura 16. Espirales del desarenador.....	46
Figura 17. Esquema de Dump Valve.....	47
Figura 18. Análisis Granulométrico Arenas C.....	55
Figura 19. Dinagrama tomado en el pozo A.....	57

RESUMEN

TITULO: DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA DE UN SEPARADOR DE FONDO TIPO MH PARA EL AUMENTO DEL RUN LIFE DE UN SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO, EN UN POZO DEL MAGDALENA MEDIO *

AUTOR: JENNY LIZETH GAMBOA CAMACHO **

PALABRAS CLAVES: BOMBEO MECANICO, PRODUCCIÓN DE SÓLIDOS, LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL, SÓLIDOS ABRASIVOS, SEPARADOR DE FONDO MH

DESCRIPCIÓN:

El objetivo principal de este trabajo es determinar la eficiencia de un separador de fondo tipo MH para el aumento del run life de un pozo "A" en el Magdalena Medio con sistema de bombeo mecánico, teniendo en cuenta que este es un pozo con alta producción de arena en el campo La Cira, en el cual se presentan concentraciones de arena en superficie, de alrededor de 150 ppm, arena que eventualmente termina obstruyendo la bomba, haciendo necesaria una intervención al pozo, intervenciones que pueden llegar a presentarse hasta cada 30 días en un mismo pozo.

Se realiza inicialmente una descripción general del campo La Cira, características del yacimiento, que dan una idea de las condiciones bajo las cuales opera el sistema de bombeo mecánico y la necesidad de proteger este sistema del ingreso de sólidos.

Se identifica los efectos y problemas que se generan en el sistema de bombeo mecánico con la producción de sólidos abrasivos y los principales métodos de control que se utilizan para prevenir que los sólidos ingresen al sistema de bombeo mecánico.

Finalmente se determina la eficiencia del separador de fondo y los resultados en el aumento del run life del pozo "A" instalando el separador de fondo MH, concluyendo sus ventajas y mejora en el desempeño de los equipos.

* Proyecto de grado

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Especialización en producción de hidrocarburos. Director: Vladimir Orlando Rivera Villamizar

ABSTRACT

TITLE: DETERMINATION OF THE EFFICIENCY OF A MH TYPE FUND SEPARATOR FOR RUN LIFE INCREASE OF A MECHANICAL PUMPING SYSTEM, IN A WELL OF THE MAGDALENA MEDIUM.*

AUTHORS: Gamboa Camacho Jenny Lizeth **

KEY WORDS: Mechanical Pumping, Solid Production, Artificial Lifting, Abrasive Solids, Mh Background Separator

DESCRIPTION:

The main objective of this work is to determine the efficiency of an MH type bottom separator to increase the run life of an "A" well in the medium cupcake with mechanical pumping system, considering that this is a well with high production of sand in the La Cira field, in which surface sand concentrations of about 150 ppm occur, sand eventually blocking the pump, necessitating intervention at the well, interventions that may occur every 30 days in the same well.

A general description of the La Cira field, characteristics of the reservoir, is initially carried out, giving an idea of the conditions under which the mechanical pumping system operates and the need to protect this system from the solids ingress.

It identifies the effects and problems that are generated in the mechanical pump system with the production of abrasive solids and the main control methods that are used to prevent solids from entering the mechanical pump system.

Finally we determine the efficiency of the bottom separator and the results in increasing the run life of well "A" by installing the MH bottom separator, concluding its advantages and improving the performance of the equipment.

* Project of grade

** Faculty of Physicochemical Engineering. Specialization in production of hydrocarbons. Director: Vladimir Orlando Rivera Villamizar

INTRODUCCIÓN

Los problemas asociados a la producción de arena y la afectación a los equipos y accesorios de levantamiento artificial utilizados en los pozos, es un tema que ha sido importante durante muchos años en el sector de hidrocarburos.

En algunas situaciones, pequeñas cantidades de arena de formación puede ser producida, sin efectos adversos significativos, sin embargo, en la mayoría de casos, la producción de arena conlleva a reducir la productividad y/o al excesivo mantenimiento del equipo de superficie y fondo. Producción considerable de arena puede causar fallas prematuras en la cara del pozo y el equipo de fondo¹.

Existen varios métodos para el manejo de la producción de arena, entre ellos está la exclusión de arena, realizando diferentes tipos de empaquetamiento con grava; el manejo de la producción de arena en superficie o fondo, con sistemas de levantamiento resistentes al paso de arena o desarenadores de fondo; y los diseños con perforados orientados.²

Uno de los métodos utilizados es la separación de arena en fondo, con el fin de evitar que los sólidos ingresen al sistema de levantamiento artificial y causen falla prematura de los equipos, en el caso del campo La Cira, la producción de arena es una de las principales razones de falla en los sistemas de bombeo mecánico, por lo cual se buscó utilizando un separador de arena de fondo, minimizar estas fallas, aumentando así el run life de la bomba.

¹ K, William. Ott, P.E. and Joe D. Woods. Modern Sandface Completion Practices. First Edition. United State of America: World Oil magazine Gulf Publishing Company. 2003, 9 p.

² ACOCK, A.; et al. Métodos prácticos de manejo de la producción de arena. En Oilfield review. Verano 2004. 7-p. [En línea] [fecha de consulta: 23 de octubre del 2015] http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish04/sum04/p10_29.pdf

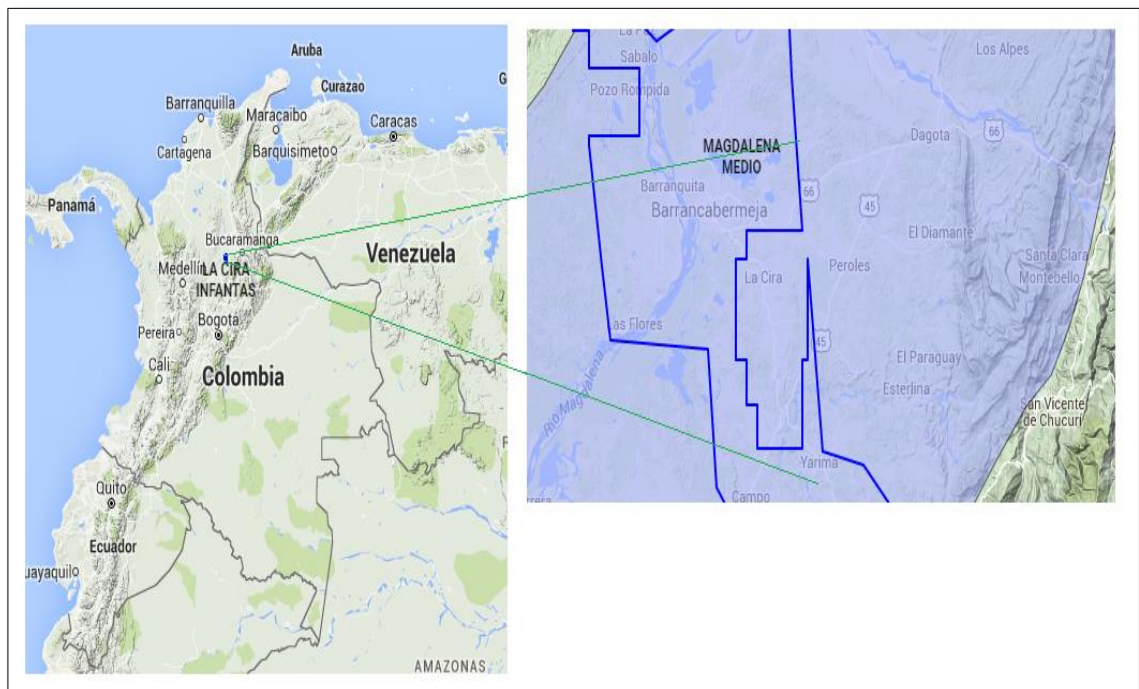
En este trabajo se busca por medio de una prueba en un pozo de La Cira, conocer la eficiencia del separador de arena de fondo tipo MH, por medio de medidas experimentales en el pozo, teniendo también en cuenta las velocidades de entrada y de sedimentación de las partículas, así como la eficiencia volumétrica de la bomba, con el fin de determinar tanto la eficiencia del separador por disminución de la concentración de arena medida en boca de pozo, así como el aumento en run life de la bomba obtenido, traduciéndose en reducción de tiempos no productivos y por ende en ahorros económicos al disminuir la frecuencia de intervención al pozo.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO LA CIRA

1.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

El campo³ La Cira Infantas, se encuentra ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), limitado por la cordillera oriental al este y la cordillera occidental al oeste, este campo se encuentra en la parte del central de la antigua Concesión De Mares a una distancia aproximada de 22 Km al Sureste de la ciudad de Barrancabermeja (Santander) y a 250 Km al noroeste de Bogotá, cuenta con una extensión de 160 Km².

Figura 1. Localización Geográfica, Campo La Cira.



Fuente: MIGEP Hidrocarburos (Modelo Integrado De Gestión De Exploración Y Producción De Hidrocarburos) – ANH. Modificado por el Autor.

³ VELÁSQUEZ, Fabián Alejandro. Práctica empresarial en desarrollo, manejo e interpretación de información de los nuevos pozos perforados en la fase III del campo La Cira Infantas. Occidental de Colombia. UIS. 2010

1.2 GEOLOGÍA

De acuerdo con el informe de Ecopetrol⁴, el campo La Cira-Infantas se encuentra ubicado como ya fue mencionado en la cuenca del Valle Medio de Magdalena, la cual se ha comportado como un área de falla con depósitos molásicos, durante el Triásico y el inicio del Cretáceo, posteriormente se comportó como un retroarco, detrás de la zona de subducción andina con predominante depósitos tipo marino.

En el cretáceo tardío – Paleoceno, la cuenca tuvo un proceso de deformación compresional a causa de la acreción de la Cordillera Occidental al cratón suramericano, lo cual creó el plegamiento y erosión de la secuencia cretácica en el Campo.

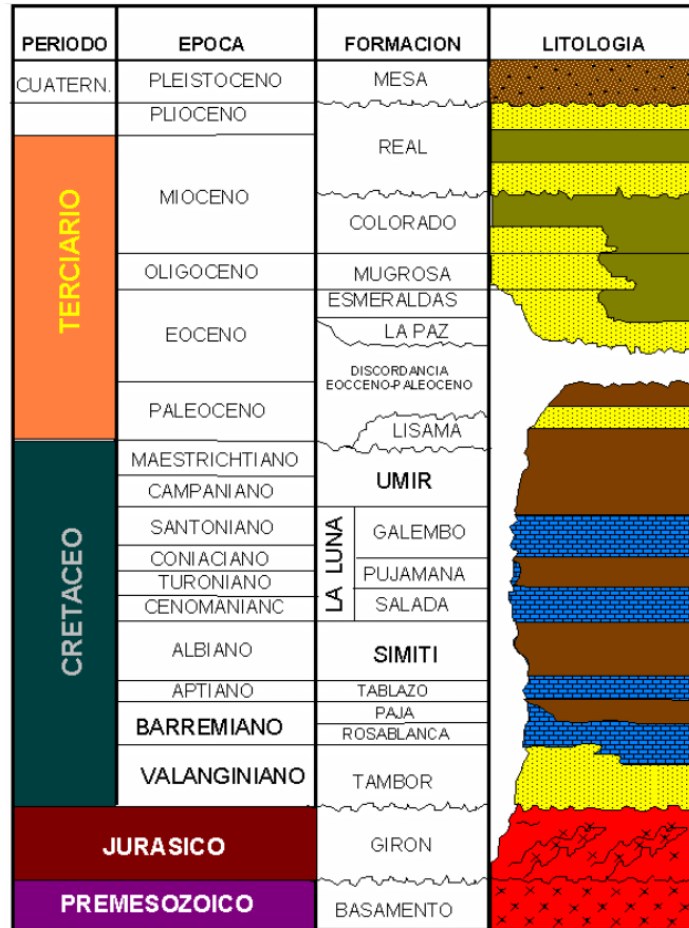
En el Eoceno tardío – Oligoceno Temprano, inició la cordillera central un levantamiento, convirtiendo así la sedimentación a tipo continental (deltaica y fluvial), depositándose de manera discordante sobre la secuencia cretácea.

Durante el Terciario se depositaron sedimentos continentales y agua salobre. Todo esto creando la columna estratigráfica que se presenta a continuación.

Las Limotitas de la formación Mugrosa (Zona B) y las areniscas de la misma formación (Zona C), de la formación Colorado (Zona A) y de la formación Esmeraldas (Zona D), son las rocas del reservorio del Campo, siendo la zona C el reservorio más importante.

⁴ ECOPETROL, La Cira Field Incremental Production, Bogotá, 1999. P 4-5

Figura 2. Columna Estratigráfica General para el VMM, Ecopetrol 1999.



Fuente: ECOPETROL, La Cira Field Incremental Production, Bogotá, 1999

Ya que la producción actual del campo proviene de las zonas C y B, se describen las formaciones Mugrosa y Colorado.

1.2.1 Formación Mugrosa. La edad de esta formación es atribuida al Oligoceno Inferior a Medio, verticalmente yace concordante con la formación Esmeraldas y está formada por areniscas depositadas en canales fluviales de sistemas de carga mixta y de fondo y lodolitas depositadas en llanuras fluviales y paleolagos. Por litología corresponde a una matriz arcillosa bioperturbada.

1.2.2 Formación Colorado. Esta formación está compuesta por lodolitas, interestratificadas con areniscas de grano fino, con una edad comprendida entre el Oligoceno medio hasta el Mioceno Inferior, presentando contacto concordante con la infrayacente formación Mugrosa. En el tope de esta formación se encuentra la unidad conocida como La Cira Shale, compuesta por shales carbonaceos, duros, además de intercalaciones de paquetes degados de areniscas de grano fino.

1.3 TIPOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

En La Cira, se tuvo flujo natural durante el inicio del desarrollo del Campo, implementando también sistema Gas Lift, el cual perduró hasta 1935, año en el que se pasó al sistema de bombeo mecánico en la mayoría de pozos y que se mantiene hasta la actualidad.

El campo en menor proporción tiene otros sistemas de levantamiento artificial como PCP y ESP, utilizando ESP para caudales mayores a los 3000 BPD y PCP en pozos con rangos de caudal bajos con buena tolerancia al manejo de arena y el bombeo mecánico con una tolerancia aceptable del manejo de arena, pero un rango amplio de caudales que puede manejar.

1.3.1 Bombeo por cavidades progresivas (PCP). El concepto de bombas de cavidades progresivas fue desarrollado a finales de 1920 por René J. Moineau. Nacido en Francia en 1887⁵, partiendo del concepto de bombas de engranajes helicoidales; fundando la compañía “Pompes Compresseurs Mécanique (PCM).

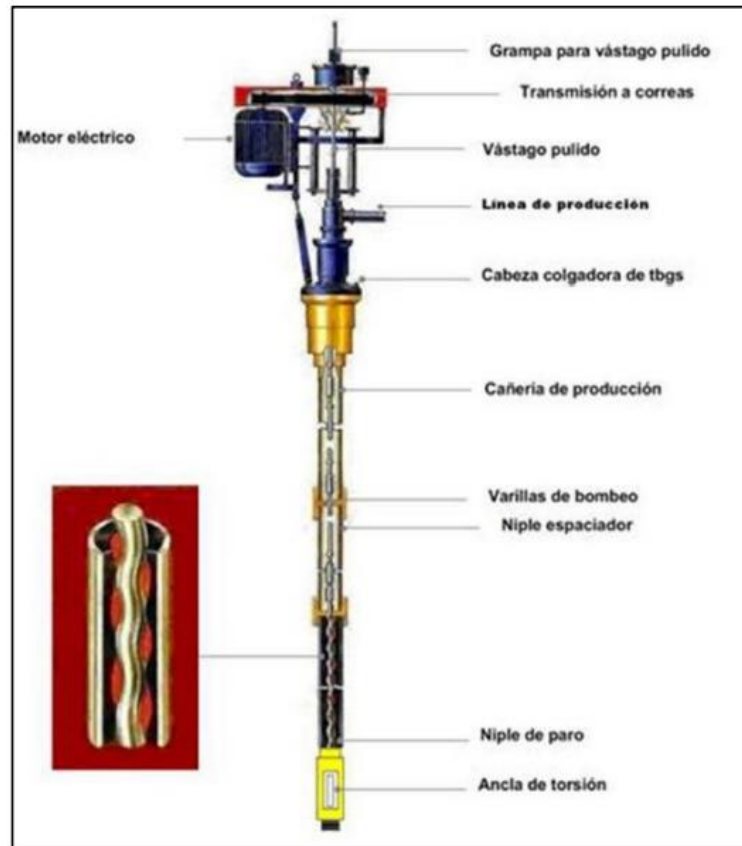
Este tipo de bombas son de desplazamiento positivo, consisten de un rotor de acero helicoidal y un estator de elastómero sintético pegado internamente a un tubo de

⁵ CIULLA, Francesco, Principios Fundamentales para Diseño de Sistemas, con Bombas de Cavidad Progresiva.

acero. El estator es conectado a la sarta de tubería, mientras el rotor es conectado a una sarta de varillas, esta última por accionamiento de energía externa es rotada, permitiendo la rotación del rotor sobre el estator fijo y de esta manera que el fluido se desplace verticalmente.

La energía externa, es generada por un motor eléctrico en superficie, en conjunto con una caja reductora de velocidad, con la cual se establecen las revoluciones por minuto de la bomba y así mismo el caudal producido.

Figura 3. Sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas



Fuente: CIULLA, Francesco, Principios Fundamentales para Diseño de Sistemas, con Bombas de Cavidad Progresiva

Con este tipo de bomba se obtienen eficiencias del sistema entre 50% y 60%, sus principales ventajas son:

- Producción de fluidos con viscosidades altas
- Producción de arena.
- Buena resistencia a la abrasión.
- Bajo costo de inversión inicial.
- Bajo Mantenimiento
- Equipos en superficie pequeños.

Como desventajas, se encuentra su máximo desplazamiento (aproximadamente hasta 4000 BPD), su compatibilidad del elastómero con diferentes fluidos del pozo, temperaturas máximas de hasta 350 °F y baja capacidad volumétrica con cantidades de gas libre considerable, entre otros. Sin embargo, estas desventajas cada día han sido superadas con nuevos desarrollos alrededor del mundo.

1.3.2 Bombeo Electrosumergible (ESP). Para este tipo de bombeo se utiliza una bomba centrífuga multi-etapa, donde cada etapa consiste de un impeler y un difusor, el primero unido al eje y rotando a las rpm del motor, causando fuerzas centrífugas e impartiendo energía cinética al fluido, el difusor es el encargado de convertir esta porción de energía cinética en energía potencial, pasando de una etapa a la siguiente, teniendo tantas como sean necesarias para levantar el fluido hasta superficie.

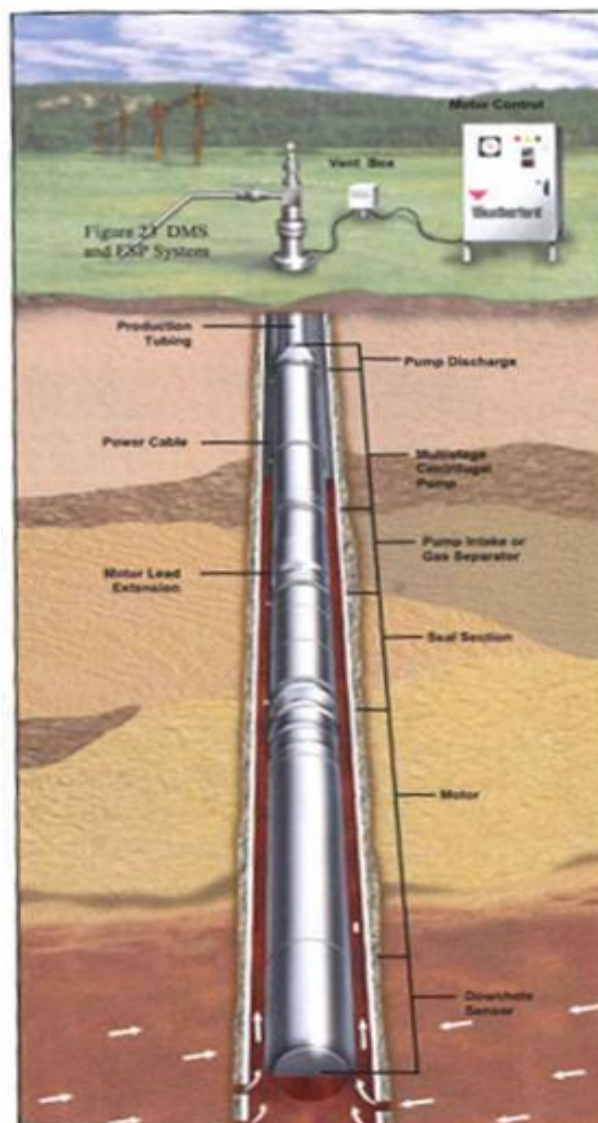
El motor sumergible, gira a 3500 RPM con 60 HZ y la energía eléctrica es suministrada a través de un cable de potencia que va desde superficie hasta el motor en fondo.

Los principales componentes del sistema son:

- Motor Eléctrico Sumergible
- Bomba Centrífuga Multi-etapa

- Sección de sellos
- Intake de la bomba
- Separador de Gas
- Cable de potencia
- Tablero de mando
- Variador de frecuencia

Figura 4. Configuración Típica ESP



Fuente: Electric Submersible Pumping Systems Application Guide

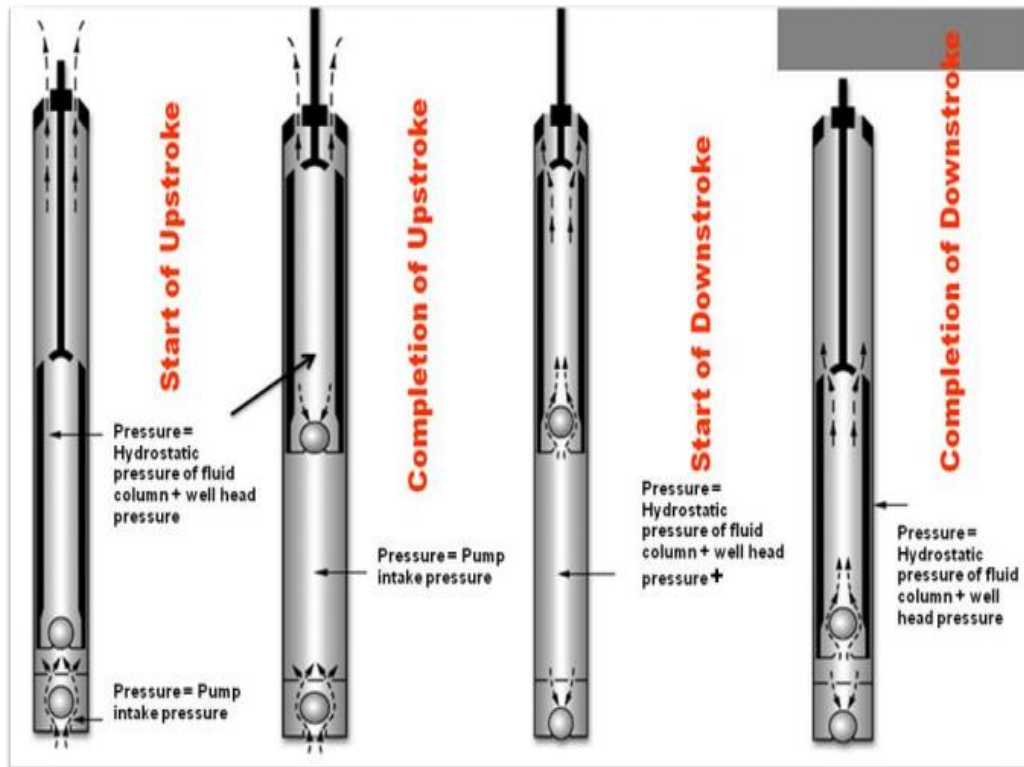
Este tipo de bomba es ideal para pozos profundos y con altos caudales, profundidades hasta 17000 ft TVD y tasas de hasta 40000 BFPD, con poco espacio requerido en superficie y altos run life.

Como principal desventaja se tiene su ineficiencia manejando gas, al tratarse de una bomba centrífuga, no está diseñada para el manejo de gas; adicional, esta bomba no es muy buena para manejar arena y fluidos muy viscosos, siendo la primera una de las mayores razones por las que este sistema no es muy utilizado en el Campo La Cira, debido a que este campo cuenta con producción de gas que puede afectar la bomba

1.3.3 Bombeo Mecánico. El bombeo mecánico es el sistema de levantamiento artificial más popular y más usado en el mundo.

La bomba de subsuelo, es una bomba de desplazamiento positivo, tipo cilindro-pistón, este último unido a una sarta de varillas conectadas un equipo de superficie cuyo mecanismo de accionamiento es de tipo manivela – balancín, que convierte un movimiento circular imprimido por un motor, en un movimiento axial recíprocante de las varillas, la bomba contiene un par de válvulas, que actúan como válvulas cheques, una fija y una viajera, la primera permite durante el movimiento ascendente que el fluido ingrese a la bomba, mientras en la carrera descendente esta se cierra y se abre la válvula viajera permitiendo levantar a superficie el fluido succionado durante la primera carrera ascendente.

Figura 5. Principio de operación de bombeo mecánico

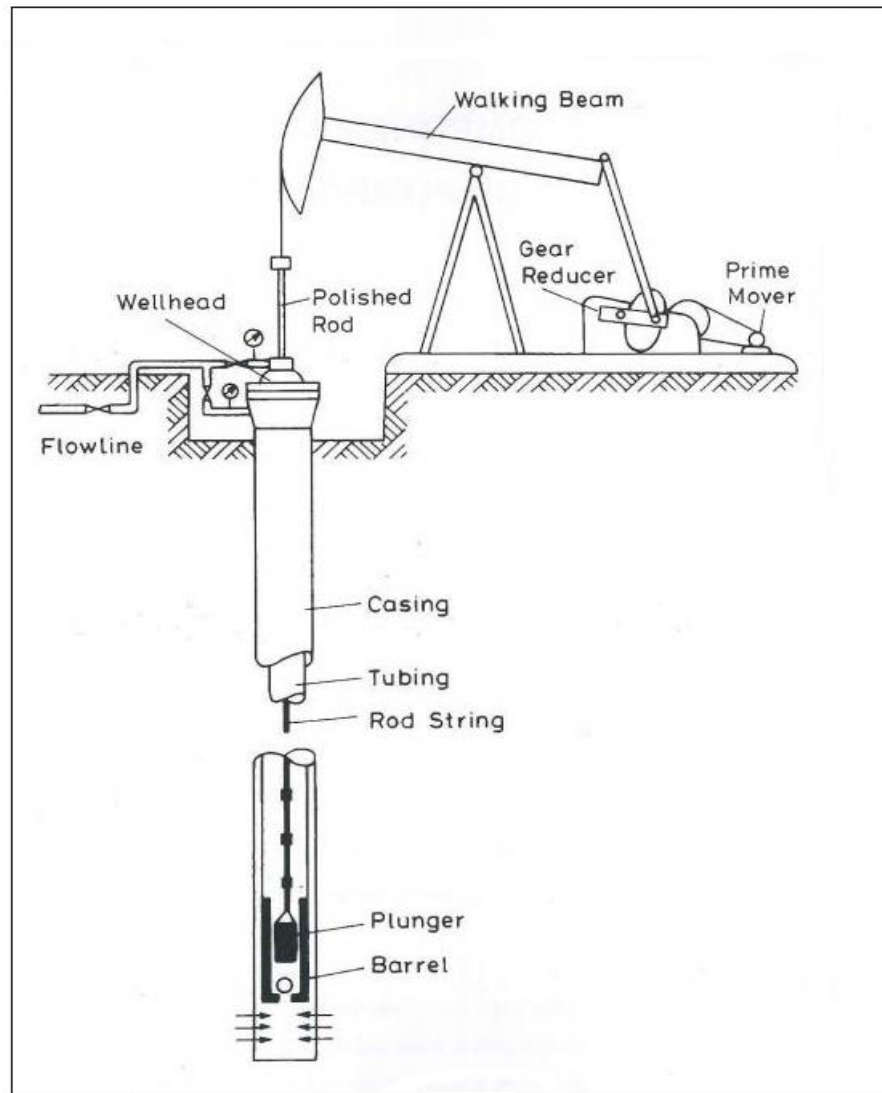


Fuente: SPE 157126

El conjunto está compuesto básicamente por las siguientes piezas:

- Motor (Eléctrico o Combustión Interna)
- Caja reductora
- Unidad de Bombeo
- Cabeza de pozo
- Barra Lisa
- Sarta de Varillas Sucker Rod
- Casing
- Tubing
- Bomba de subsuelo (Barril, Pistón, Válvula Fija, Válvula Viajera)
- Ancla de tubería.

Figura 6. Elementos de un sistema de Bombeo Mecánico



Fuente: Sucker-Rod Pumping Manual – Takács Gábor

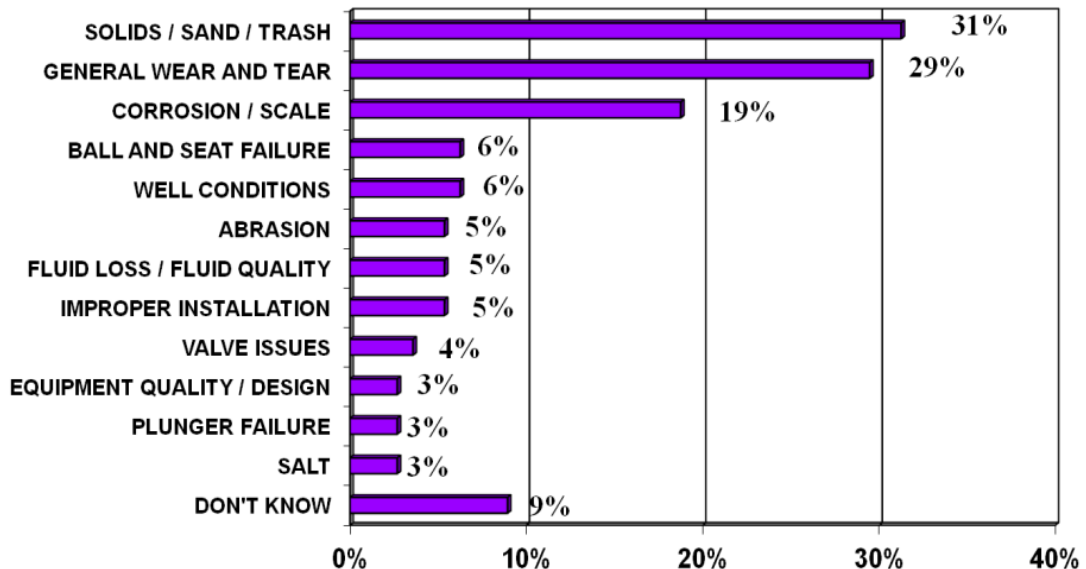
Este tipo de bombeo es utilizado ampliamente para la producción de crudos pesados, no se recomienda el uso en ambientes con alta producción de gas, ya que este afecta directamente la eficiencia volumétrica de la bomba, al comprimirse dentro de la recámara de la bomba, en sus recorridos.

2. EQUIPOS DE BOMBEO MECÁNICO EN AMBIENTES CON PRODUCCIÓN DE SÓLIDOS ABRASIVOS

El equipo de subsuelo en el bombeo mecánico, está en un continuo movimiento axial, teniendo movimiento relativo entre sus partes, por lo cual si el fluido contiene partículas sólidas, estas ingresan al sistema, ejerciendo una acción abrasiva sobre los componentes, llevando a pérdidas de eficiencia de la bomba e incluso en ambientes muy severos con gran presencia de sólidos y partículas de mayor tamaño que los considerados finos, pueden producir un arenamiento de la bomba, siendo necesaria su intervención.

En la Figura 7 se muestra la gráfica de un estudio realizado por Welling & Company⁶, donde se evidencia que las mayores fallas en los sistemas de bombeo mecánico se presentan debido a arena, sólidos o basura encontrada en el pozo.

Figura 7. Principales causas de falla en bombeo mecánico



Fuente: SPE 157126

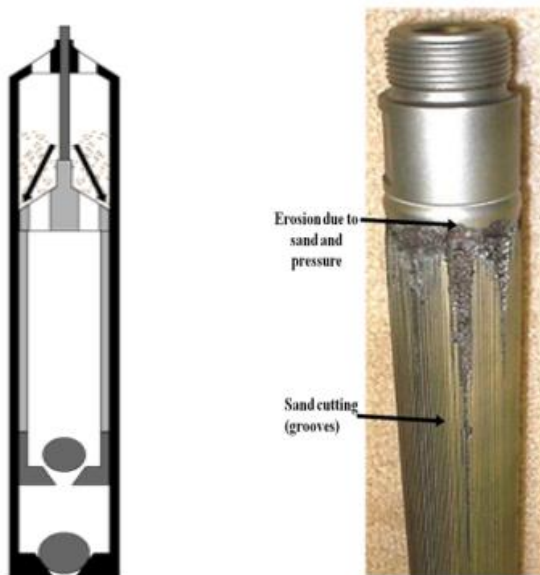
⁶ GHAREEB Mohamed and Anthony (Tony) Beck, Lufkin Industries, Inc, Design of Sucker Rod Pumping Systems for Effectively Handling Solids and Sand. SPE 157126. May 2012.

La alta producción de arena, termina afectando el tiempo de vida de los equipos de bombeo mecánico, incluso en La Cira, se presentan intervención a pozos por arenamiento hasta cada 30 días, con grandes impactos a los costos de operación de los pozos.

2.1 PROBLEMAS ASOCIADOS A LA PRODUCCIÓN DE ARENA

2.1.1 Corte por arena. Durante el movimiento reciproco de la varilla, los sólidos son ingresados a la bomba con el fluido, a medida que el émbolo se mueve hacia arriba, las partículas se ubican en la parte superior del émbolo, desplazándose entre el barril y el émbolo, en cada carrera, creando el corte por abrasión, por lo cual se pierde el sello existente entre estos dos elementos, existiendo así un mayor deslizamiento de volumen, perdiendo así la eficiencia de la bomba y del sistema, cuando este deslizamiento de volumen se convierte en una infidencia insostenible de la bomba, se debe sacar la sarta de varilla a la superficie y reemplazar la bomba de subsuelo.

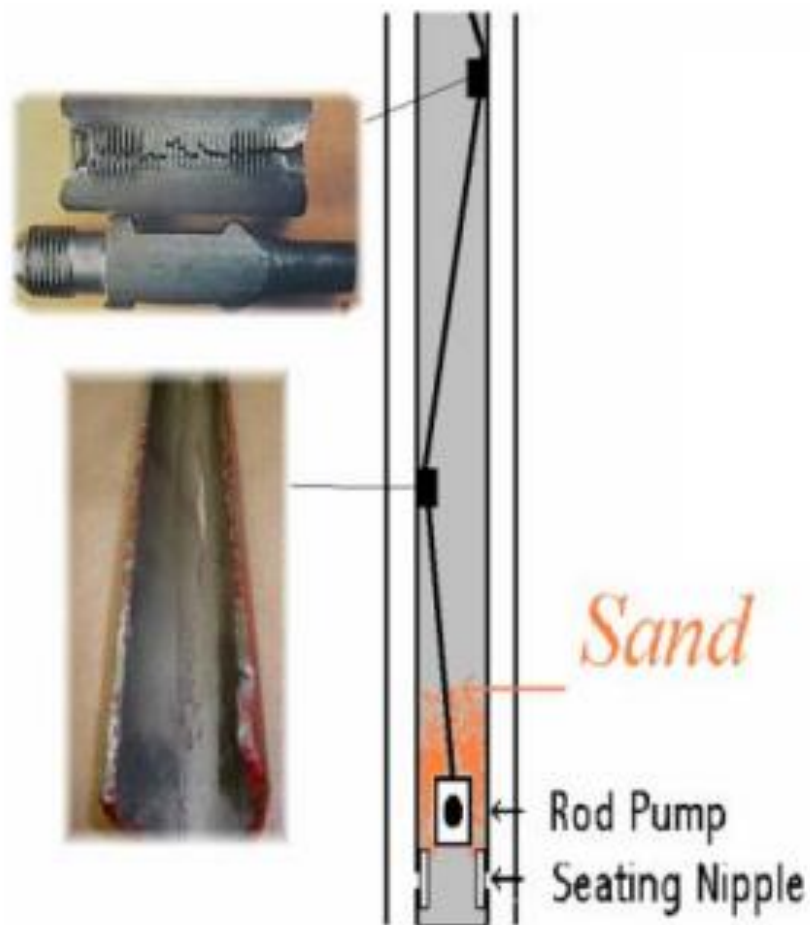
Figura 8. Corte por arena en el émbolo



Fuente: SPE 157126

2.1.2 Pandeo en la varilla. Otro problema causado por la presencia de arena, es el pandeo en la varilla, ya que la presencia de arena entre el barril y el émbolo, puede crear restricciones al movimiento recíproco de la varilla, creando puntos de pandeo a lo largo de la sarta, pero especialmente en la parte inferior, el bucle creado en el pandeo hace que la varilla roce la tubería, creando un efecto de fricción entre estos y por ende un desgaste tanto de las varillas, como de la tubería, provocando en determinado momento la creación de un agujero en la tubería o la rotura de la varilla, siendo necesaria la intervención en el pozo para reemplazo de estos elementos.

Figura 9. Pandeo de las varillas



Fuente: SPE 157126

3. CONTROL DE ARENA EN POZOS

Existen múltiples métodos para el control de la producción de arena en los pozos, que van desde retenerla en fondo del pozo, hasta producirla y manejarla en superficie. La selección de cada uno de los métodos depende de varios factores como el tamaño de la arena en fondo y cantidad de finos, que es determinado por medio de una granulometría; así como los equipos de subsuelo y superficie que se tienen en el pozo y su capacidad de manejar la arena, todas estas soluciones con el fin de salvarle tiempo a la compañía, dinero y recursos, extendiendo la vida de los equipos y disminuyendo las intervenciones por problemas asociados a los sólidos.

3.1 CONTROL DE ARENAS CON MALLAS

Para el control de arena utilizando mallas, se debe conocer la granulometría de la arena de producción y es crítico saber el porcentaje de finos que se van a manejar, ya que en un alto porcentaje la eficiencia de esta técnica se ve reducida, ya que las mallas siempre van a permitir el paso de los finos hacia superficie a través de ellas.

El “core” de roca nativa es usado para determinar la distribución de tamaño de los granos de arena, existen dos métodos para este análisis:

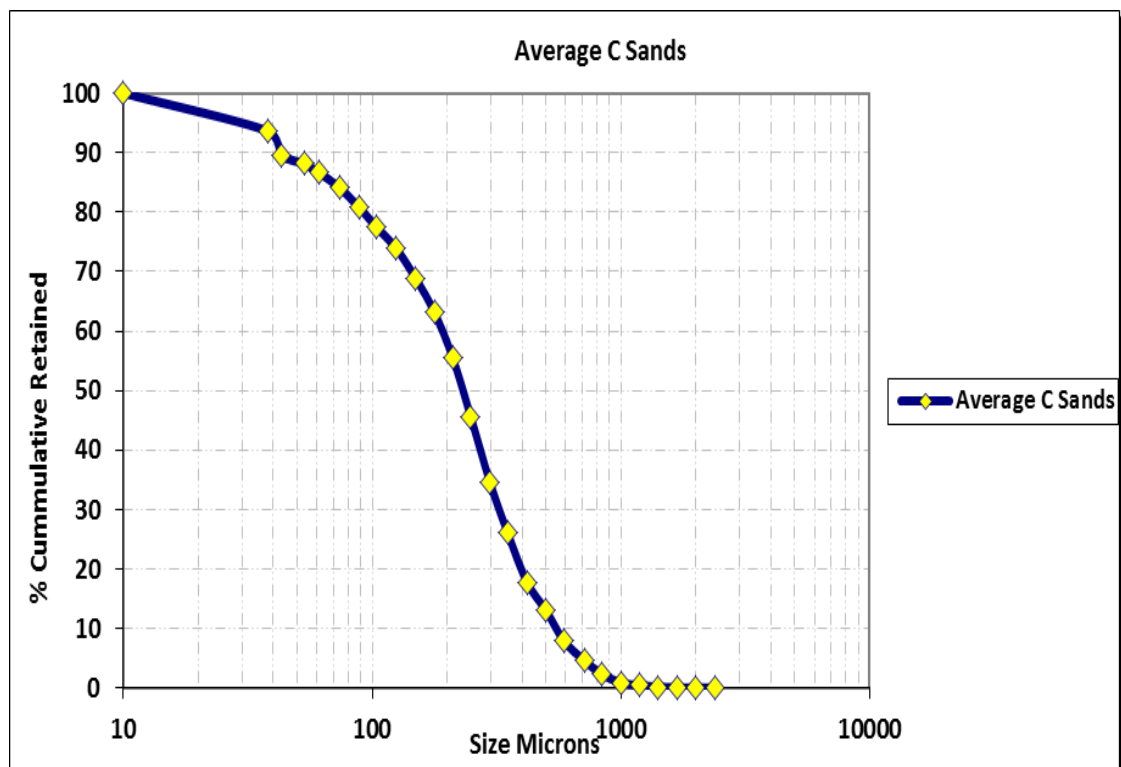
Análisis por tamices: Donde se limpia el corazón usando solventes como metanol, se seca lentamente y se fractura, después se pasa por tamices que usualmente son 18 y van desde 2350 μ m (0,093 in) hasta 44 μ m (0,0017 in), después de esto cada tamiz es pesado y se determina por cada medida de tamiz el porcentaje de volumen de arena depositada en él.

LPS (Tamaño de partícula por láser): La muestra es puesta en agua con un dispersante; usando un láser y un detector fotosensible se mide la dispersión de la

luz causada por la difracción. Por este método se pueden detectar partículas por debajo de 0,1 μm .

Los resultados de estos análisis son presentados como una distribución acumulativa así:

Figura 10. Análisis Granulométrico Arenas C



Fuente: Occidental de Colombia – Campo La Cira

El coeficiente de distribución es abreviado como D%, donde D50 es la mediana en la distribución simétrica. Los coeficientes comunes de distribución son D10, D40, D50, D90 y D95. De estos coeficientes se calculan proporciones como D40/D90 que representa el grado de clasificación de la formación, comúnmente llamado coeficiente de uniformidad CU.

Otro parámetro comúnmente extraído es el porcentaje de finos, que es definido por esas partículas que pasan a través de 325 US Mesh Screen ($<44\mu\text{m}$).

Para realizar el control de arena con mallas, se utilizan dos métodos, el primero consiste en ubicar las mallas en el hueco abierto o revestido y esperar que la arena de formación se ubique alrededor de la malla naturalmente, evitando así que la arena llegue a superficie; el segundo método consiste en bombear grava natural o sintética en el anular entre las mallas y el hueco abierto o revestido, para de esta manera retener la arena de formación y evitar su migración a superficie. Para usar cualquiera de los dos métodos se deben cumplir los siguientes criterios:

3.1.1 Stand Alone Screens. Para estudiar la viabilidad del uso de un Stand Alone que permita un sand control exitoso se deben revisar los siguientes criterios, según Bennett⁷:

$D_{50} > 75\mu\text{m}$

$D_{40}/D_{90} < 5$

$\% \text{Finos} < 5\%$

Área anular/ Área base tubo $< 1,25$

Si alguno de estos criterios no cumple, se debe realizar un gravel pack.

3.1.2 Gravel Pack. Para la selección del tipo de malla que se debe utilizar en el Stand Alone nos referimos al criterio diseñado por Tiffin⁸ :

Malla Wire Wrap: $D_{40}/D_{90} < 3$

$D_{10}/D_{95} (\text{Cs}) < 10$

$\text{Finos} < 2\%$

⁷ BENNETT, C., Gilchrist, J., Pitoni, E., et al., 2000. Design Methodology For Selection of Horizontal Open Hole Sand Control Completions Supported by field cased histories. SPE 65140.

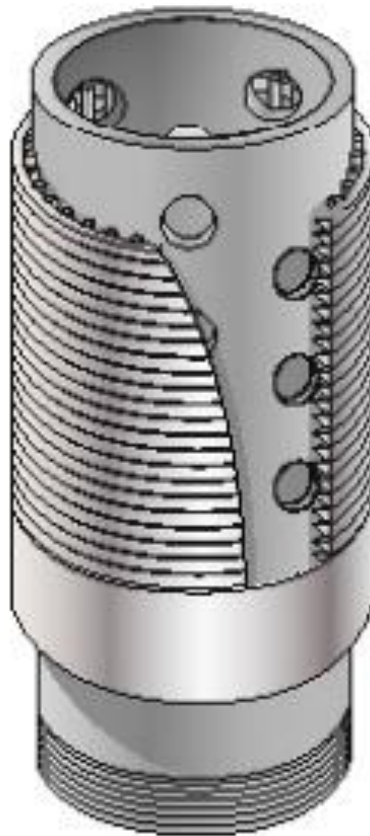
⁸ TIFFIN, D., King, G., Larese, and Britt., L., "New Criteria for Gravel and Sand Selection for Sand Control" SPE 39437. Formation Damage Control Symposium, Lafayette, Louisiana, February 19-19, 1998.

Mallas Premium: D40/D90<5
D10/D95 (Cs)<10
Finos<5%

Estas directrices se construyeron con base a análisis LPS. La diferencia entre estos dos tipos de malla, radica en el nivel de filtración que poseen, ya que una malla tipo wirewrap o de alambre enrollado, ofrece una apertura lineal al fluido, como se observa en la

Figura 11, mientras que la malla Premium tiene un medio filtrante tipo malla, que entrega un tamaño fijo de apertura a través de cada poro de la malla, aumentando así su nivel de filtración.

Figura 11. Malla Proweld™ Tipo WireWrap



Fuente: Catalogo Superior Energy Completion Tools

Figura 12. Malla DynaFlo TM Tipo Premium



Fuente: Catalogo Superior Energy Completion Tools

La selección de mallas también está basada en la caída de presión (Alta permeabilidad) combinado con una aceptable retención de arena. La experiencia junto con datos obtenidos muestra que la elección del punto de diseño ha cambiado con el tiempo. Los primeros diseños se hicieron usando D10 como base, muchos ingenieros ahora usan el D50. Otros lo eligen de acuerdo al coeficiente de uniformidad.

A continuación, se muestra los diferentes criterios de selección usados referidos a los autores que los propusieron, donde por ejemplo D50G, hace referencia al diámetro del 50% de la grava, mientras D50F es el diámetro del 50% de la formación. Estas selecciones basadas en selección de mallas con gravel pack.

D50G=6(D50F) (*Saucier*);
 D10G=6(D10F) para Cu<5
 D40G=6(D40F) para Cu>5 y
 D70G=6(D70F) para Cu>10 (*Schwartz*);
 D85G=4(D15F) (*Stein*);
 D10G≤10(D10F) (*Coberly y Wagner*).

Cuadro 1. Screen Gauge usado con varios tamaños de grava⁹

Gravel Size (US Mesh)	Gravel Size (in)	Screen Opening (in) (micrón)	Screen Gauge
40/60	0.0165-0.0098	0.008 ~200	8
30/50	0.0230-0.0120	0.010 ~250	10
20/40	0.0330-0.0165	0.012 ~300	12
16/30	0.0470-0.0230	0.016 ~400	16
12/20	0.0660-0.0330	0.020 ~500	20
8/12	0.0940-0.0470	0.028 ~700	28

Para el caso del campo La Cira, revisando el análisis granulométrico presentado en la Figura 10, se tiene el siguiente Cuadro de datos:

Cuadro 2. Datos del análisis granulométrico de las arenas C

Micrones	% Acum Prom
2379.98	0.009
1998.98	0.017
1678.94	0.055
1409.70	0.153
1191.26	0.428
1000.76	0.858

⁹ William K. Ott, and Joe D. Woods. Modern Sandface Completion Practices. Pag. 48

Micrones	% Acum Prom
840.74	2.292
711.20	4.621
589.28	7.953
500.38	12.973
419.10	17.778
350.52	26.017
297.18	34.604
248.92	45.560
210.82	55.464
177.80	63.125
149.86	68.803
124.46	73.944
104.14	77.441
88.90	80.731
73.66	84.155
60.96	86.641
53.34	88.136
43.18	89.552
38.10	93.606
10.00	100.000

De los datos obtenidos, se sacaron los porcentajes principales que se presentan a continuación:

- D10= 553.02 μm
- D40= 272.6 μm
- D90= 43.18 μm
- D95= 16.12 μm

- D50= 231,89 μm

De estos porcentajes se calculó el coeficiente de uniformidad para el promedio de las muestras en la formación C así:

$$\mu = \frac{d_{40}}{d_{90}} = \frac{272.6 \mu\text{m}}{43.18 \mu\text{m}} = 6.31$$

Este coeficiente nos indica que la arena es no uniforme, así mismo se calculó el coeficiente de distribución así:

$$\frac{d_{10}}{d_{95}} = \frac{553.02 \mu\text{m}}{16.12 \mu\text{m}} = 34.30$$

De acuerdo con estos resultados, no es recomendable realizar un gravel pack, ya que al no ser la arena uniforme, las altas diferencias entre tamaños de granos pueden generar un taponamiento de las mallas y por lo tanto perdida de producción.

3.2 MALLAS PRE-EMPACADAS

Al igual que para el stand alone, para usar este tipo de mallas se debe contar con una buena distribución y uniformidad de la arena de formación, para que de esta manera la arena de formación se ubique alrededor de la malla, permitiendo el correcto paso de los fluidos a superficie, evitando obstrucciones y taponamientos. La ventaja de utilizar una malla pre-empaca es poder utilizarla en pozo desviados u horizontales, donde realizar un gravel pack es más complejo y ahorrando costos de bombeo.

Como su nombre lo dice la malla pre-empacada tiene entre el tubo base y el tubo externo grava sintética compacta, que actúa como medio filtrante.

3.2.1 Frac-Pack. Es una combinación de fracturamiento y gravel pack, donde se realiza una corta fractura, con el fin de pasar daños a la formación existentes o incertidumbre de los mismos, logrando posicionar la grava en los perforados, mejorando la conductividad y estabilidad del gravel pack.

Para este método de sand control se debe contar con un fluido de fracturamiento capaz de propagar la fractura y acarrear la grava, esta última debe ser lo suficientemente resistente como para soportar los esfuerzos de formación, por lo que es normal en este caso usar grava sintética resinada.

En América latina esta práctica representa el 3% de los métodos de sand control utilizados¹⁰, ya que implica mayores costos que un gravel pack convencional y está indicado para formaciones de baja permeabilidad, como se observa en la siguiente Cuadro del autor, para el ejemplo de una fractura ideal, se tienen como datos teóricos que una formación con 100 md de permeabilidad y 0% daño de formación, el frac pack aumentaría su índice de productividad en un 83%, mientras si la formación tiene una permeabilidad de 1000 md y un daño de 0%, su índice de productividad aumentaría en un 31%.

Ahora si la permeabilidad en la zona de daño se reduce en un 90%, es decir para el primer caso pasamos a una permeabilidad de 10 md, la formación sería estimulada en un 625% siendo ideal el uso del frac pack en esta situación, para el segundo caso pasamos de 1000 md a una permeabilidad de 100 md en la zona de daño, siendo estimulada en un 420%, lo cual sigue siendo una buena opción el frac pack, pero con estos ejemplos podemos notar como a menores permeabilidades es más recomendable el uso de un frac pack.

¹⁰ William K. Ott, and Joe D. Woods. Modern Sandface Completion Practices. Pag. 81

Cuadro 3. Efecto de permeabilidad en la zona de daño, cuando la fractura sobrepasa el daño de formación 11

Permeabilidad zona de daño (md)	Daño (%)	J/Jo Ke=100 md	Daño (%)	J/Jo Ke=1000 md
1	99	50.44	99.9	327.27
10	90	6.25	99.0	33.57
50	50	2.32	95.0	7.46
100	0	1.83	90.0	4.20
1000	-	-	0.0	1.31
Asumiendo: 12.25 in hueco, 3 ft espesor zona de daño, grava o propante de 100 Darcy, 25 ft longitud media de fractura, 1 in ancho de fractura, re= 660 ft				
Asumiendo una "fractura perfecta" sin daño, turbulencia u otra restricción. Cálculos realizados con ecuación de Raymond y Binder				

Fuente: Modern Sandface Completion Practices - Modificada por el autor

Revisando lo aquí descrito se observa que el frac pack es una buena opción, inclusive podría serlo en La Cira, ya que, al ubicar la grava en los perforados, se evita que la arena de formación se ubique alrededor de las mallas y pueda crear taponamientos.

3.2.2 Orientación de disparos. Se trata de la optimización de los disparos o cañoneo del pozo, donde se analiza la fase y orientación de los perforados, longitud del intervalo y densidad de disparos, de tal manera que los perforados queden cerca al plano preferencial de fracturamiento (PFP, por sus siglas en inglés), o dirección del esfuerzo local máximo¹².

Después de lograr esta orientación se procede con un fracturamiento hidráulico en el que se busca ensanchar las aperturas y colocar el propante en las fracturas, de tal manera que se mejore la conductividad del pozo, atravesando el daño de formación. Al igual que el frac pack, se requiere utilizar una grava capaz de soportar

¹¹ William K. Ott, and Joe D. Woods. Modern Sandface Completion Practices. Pag. 82

¹² ACOCK, A., Heitmann, N., et al., 2003. Métodos de control de la producción de arena sin cedazos.

los esfuerzos de la formación, la diferencia con el anterior radica, en que la grava solo es ubicada en los perforados, sin necesidad de bajar mallas y ubicar grava alrededor de la misma, por lo cual la orientación de los disparos cumple el papel fundamental, ya que de esto depende que la conductividad a través de las perforaciones sea mayor y se evite el taponamiento de los perforados por producción abrupta de finos, adicional tener gravas resinadas, así como aditivos para el bombeo y ubicación de la grava ayuda a evitar contraflujo que pueda permitir que se cierren las fracturas y se produzca la grava, creando daño a la tubería, válvulas y equipos por su poder altamente abrasivo.

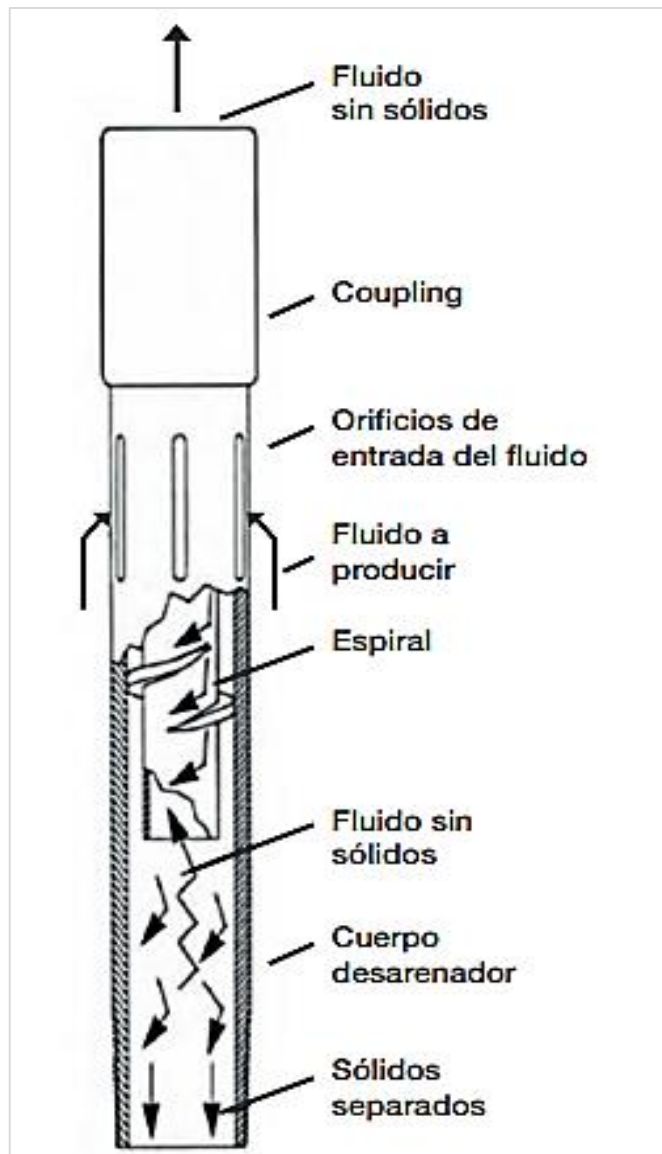
3.2.3 Desarenador de fondo. Una opción económica y confiable para el control de la arena en fondo, es instalar un desarenador, el cual permite realizar la separación de la parte sólida del fluido en fondo, antes de que este ingrese al sistema de levantamiento artificial.

En el desarenador el fluido de producción ingresa al cuerpo del desarenador a través de los orificios de entrada; donde si inicia un movimiento a lo largo de una espiral, que provoca la separación de los sólidos por fuerza centrífuga.

El fluido alcanza una gran velocidad angular, imprimiendo una fuerza centrífuga en las partículas que las envía a la pared del desarenador, cayendo en forma de espiral; enviando los sólidos separados hacia el fondo (hacia las juntas de trampa y/o el rat hole).

Esto genera un vórtice en la parte inferior del espiral, produciendo una zona de baja presión en el centro y logrando que la parte liviana del sistema (fluido) ascienda por el tubo de producción, hacia el sistema de bombeo.

Figura 13. Esquema del Desarenador de Fondo Estándar.

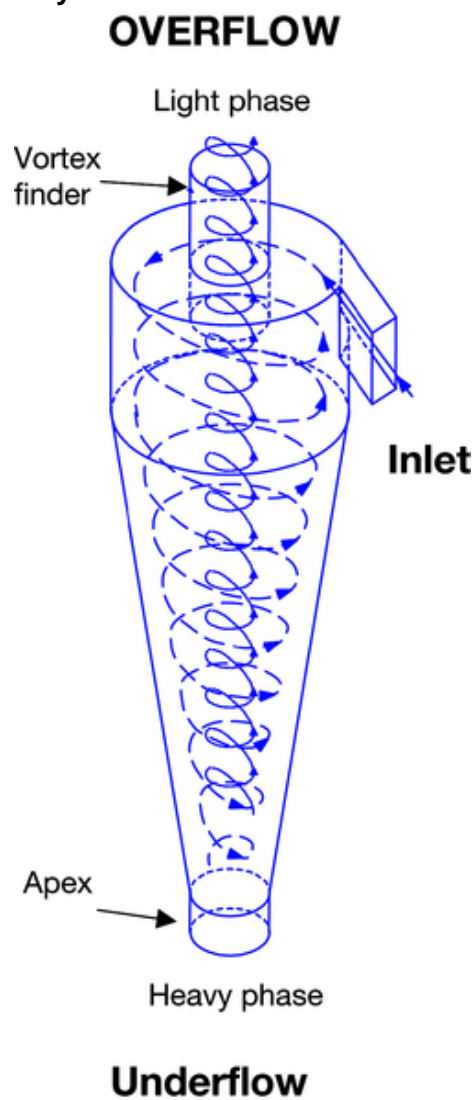


Fuente: Catalogo CAVINS MODEL "MH" DESANDER

Adicionalmente, el desarenador posee un embudo en la parte inferior el cual provee un ID menor a la herramienta, incrementando la velocidad del fluido en movimiento espiral, lo que aumenta su capacidad de separación de sólidos de tamaño pequeño. En la práctica se ha demostrado que el desarenador es capaz de separar partículas de tamaños tan pequeños como 30 micrones.

La capacidad de separación de sólidos del desarenador dependerá principalmente del caudal de entrada al espiral, el cual le imprimirá la velocidad necesaria para obtener las fuerzas centrífugas suficientes para arrojar las partículas a las paredes del desarenador. La separación de sólidos es mejor cuando existe un corte de agua mayor en el fluido de producción; el crudo de producción es ligero; y la tasa de producción del pozo es mayor a la capacidad del desarenador.

Figura 14. Desanding hydrocyclon



Fuente: http://petrowiki.org/Removing_solids_from_water#Desanding_hydroclones

Específicamente los desarenadores de fondo, permiten hacer una separación en fondo de la parte líquida y de los sólidos suspendidos, su funcionamiento se basa en el mismo principio de un desarenador hidrociclón, donde este es alimentado por una mezcla de líquidos y sólidos, que entran a través de la voluta de ingreso a la presión de operación, el cambio en la dirección del flujo al ingresar, lleva a forzar la mezcla a crear un espiral en un patrón de vórtice radial, creando una aceleración angular en el flujo y fuerzas centrífugas se imprimen en las partículas sólidas, forzándolas hacia la pared del cono, continuando su giro espiral con un patrón radial en toda la longitud del cono hasta ser descargadas en el fondo.

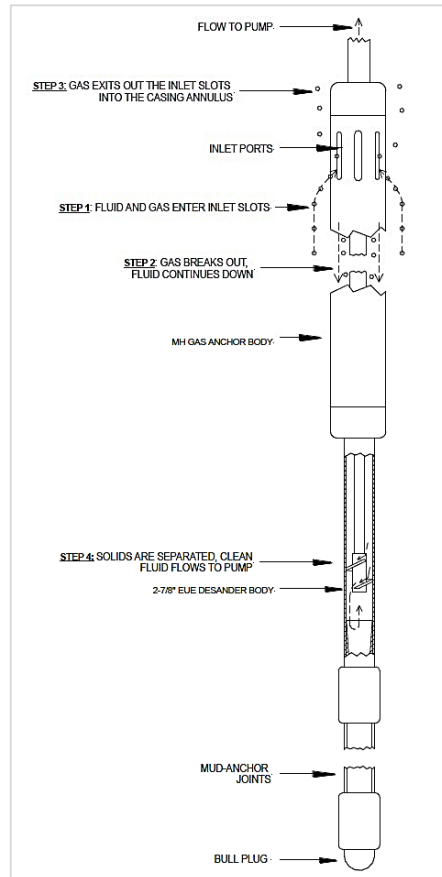
Debido a la convergencia de cono, el flujo de líquido se invierte y se envía hacia arriba. Los sólidos que salen, se recogen en una cámara de acumulación y se purgan periódicamente, mientras que el fluido es descargado continuamente.¹³.

¹³ Walsh, John M. 2013. Hydrocyclones for Water Treating—The Science and Technology. <http://eo2.commpartners.com/users/spe/session.php?id=11532>

4. DESARENADOR DE FONDO MH

El desarenador “MH” combina un separador de gas con un desarenador; usando diferentes subs para cada función. La parte superior funciona como trampa de gas, teniendo un diámetro mayor que la parte inferior, permitiendo una menor velocidad de entrada haciendo más eficiente la separación de gas en el cambio de dirección. Mientras que en la parte inferior cuenta con un diámetro menor, que tiene el espiral del desarenador, imprimiéndole la velocidad tangencial suficiente para lograr la fuerza centrífuga necesaria la separación de sólidos.

Figura 15. Cavins Model “MH” Gas Anchor With 2-7/8” Desander Body



Fuente: Catalogo CAVINS MODEL “MH” DESANDER

La parte superior del modelo “MH”, junto con su tubo de orificio, son diseñados para crear una cámara de separación de gas con una capacidad volumétrica dos veces mayor a la capacidad de desplazamiento de la bomba, permitiendo así un tiempo de residencia mayor del fluido en el desarenador que logre la coalescencia y separación natural del gas del fluido, es decir que con un stroke de la bomba no se transfiere todo el fluido del separador a la misma, permitiendo así tener dos veces el tiempo de un stroke en el separador.

El separador de fondo MH está diseñado para enviar los sólidos (arena) al fondo del pozo y así evitar que estos ingresen a la bomba, eliminando así las obstrucciones por arena mencionadas y aumentando el run life de los equipos, por ende disminuyendo la frecuencia de intervenciones a los pozos y los tiempos no productivos que se generan de esto.

4.1. SEPARADORES DE GAS EN BOMBEO MECÁNICO

Ya que se menciona que el separador de fondo tipo MH combina un desarenador de fondo con un separador de gas, se quiere describir el funcionamiento del mismo. Las bombas mecánicas están diseñadas para bombear líquidos incompresibles, pero cuando un pozo con este sistema produce alguna cantidad de gas, puede afectar la eficiencia volumétrica de la bomba y en algunos casos bloqueo total por gas. Por esta razón en bombeo mecánico aparte de desear que el fluido ingrese libre de sólidos, también se desea que no haya interferencia por gas en la bomba.

Los separadores de gas en bombeo mecánico, funcionan bajo el principio de la separación gravitacional, normalmente son conectados a la tubería debajo de la bomba, el fluido ingresa a través de ellos por unos orificios e internamente posee tubo concéntrico, permitiendo así que los líquidos al ser más densos que el gas fluyan a través del separador hacia abajo, mientras el gas debido a su baja específica tienda a ascender a través del fluido y liberarse al anular entre el casing y

el separador instalado en la tubería. El diseño de este tipo de separador de gas se representado en la parte superior del desarenador tipo MH. (Figura 16. Espirales del desarenador



y Figura 15).

Durante el ingreso del fluido en el separador, las burbujas de gas tienden a subir con una velocidad terminal definida, la cual es usualmente cercana a 0.5 ft/s (0.15 m/s), para fluidos de baja viscosidad. Siempre y cuando la velocidad del líquido hacia abajo sea inferior a este valor, la velocidad resultante del gas lo direccionará hacia arriba, y el gas subirá continuamente por el anular por encima del nivel del fluido.

Los requerimientos básicos para una apropiada separación de gas en este caso de un separador gravitacional, es que la velocidad del líquido sea menor que la velocidad terminal del gas, teniendo un caudal de entrada al separador, la velocidad del fluido disminuirá si el área transversal interna del separador es mayor, la cual está dada por el diámetro interno del separador y el diámetro externo del tubo interno o dip tube, el diámetro del separador a su vez está limitado por el tamaño del casing, es decir, se debe saber cuál es el máximo diámetro del separador que puedo bajar en el pozo.

Como ya se había mencionado, el volumen del separador de gas debe ser suficientemente grande para asegurar el tiempo de retención apropiado del fluido, este tiempo por regla del dedo pulgar, es dos veces el desplazamiento de la bomba por stroke.¹⁴

4.2 CRITERIO DE SELECCIÓN

Para la selección apropiada del desarenador a usar en la aplicación deseada se aplican los siguientes criterios de selección (Cuadro), de acuerdo a la geometría del desarenador y los diferentes espirales con ángulos diferentes con el fin de lograr las fuerzas centrifugas mencionadas, este criterio es entregado por el fabricante, ya que no se tiene un acceso completo a la geometría del desarenador y el análisis de las velocidades y caudales requeridos, requiere de un análisis de elementos finitos que permita vislumbrar el rango en el cual debe trabajar el desarenador para ser eficiente, en este trabajo se revisará la eficiencia del desarenador ya con la selección realizada conforme lo descrito por el fabricante y esta será revisada de manera experimental.

Cuadro 4. Criterios de Selección para Desarenador¹⁵

FLOW RATE (BBL/DAY)				MODELO "MH"	
ESP/PCP		B. MECANICO		TUBERIA EUE	
MIN	MAX	MIN	MAX	2-3/8"	2-7/8"
	70		35	D230.8- MH	D270.8-MH
75	150	35	75	D2301- MH	D2701-MH
100	200	50	100	D2302- MH	D2702-MH
175	350	85	175	D2303- MH	D2703-MH
250	500	125	250	D2305- MH	D2705-MH
375	750	185	375	D2307- MH	D2707-MH
550	1100	275	550	D2311- MH	D2711-MH
800	1600	400	800	D2316- MH	D2716-MH
1200	2400	600	1200		D2724-MH

¹⁴ TAKÁCS, Gábor. Sucker Rod Pumping Manual. Penn Well. 2003 Pag. 49 a 52

¹⁵ Catalogo CAVINS MODEL "MH" DESANDER

FLOW RATE (BBL/DAY)				MODELO "MH"	
ESP/PCP		B. MECANICO		TUBERIA EUE	
MIN	MAX	MIN	MAX	2-3/8"	2-7/8"
2400	4000	1200	2000		D2740-MH
3200	5000	1600	2500		
4000	6000	2000	3000		
4000	8000	2000	4000		
8000	10000				

- a) En la Cuadro 4. Criterios de Selección para Desarenador, en la primera columna se selecciona el sistema de levantamiento del pozo donde se instalara el desarenador; en este caso bombeo mecánico.
- b) Descendiendo en la columna del sistema de levantamiento, se selecciona el rango de producción de fluido total en BPD que se acomode a la producción del pozo, según información suministrada, en algunos casos es posible que la producción este en dos rangos, en este caso es mejor seleccionar el rango inferior, de tal forma que si la producción llega a caer, aun permanezca dentro del rango, ya que el caudal garantiza alcanzar la velocidad angular adecuada, si la producción está por debajo del rango se pierde la eficiencia de separación, si está por encima se alcanzan velocidades mayores que siguen permitiendo la separación pero que pueden causar una erosión prematura del desarenador.
- c) Una vez seleccionado el desarenador a usar, se selecciona la conexión que se acomode a la aplicación. Esta selección depende del drift en el pozo, de las conexiones de tubería a usar y de la separación de solidos deseada. El separador tipo MH solo viene en opción de conexión 2-3/8" con diámetro externo máximo de 3-1/2"; y conexión 2-7/8" con diámetro máximo de 4-1/2".
- d) Una vez seleccionada la conexión del desarenador, el sistema de levantamiento y el rango de producción, se encuentra el modelo del desarenador indicado en

la intersección de la fila del rango de producción; y la columna del tipo de desarenador y la conexión.

Cada modelo de desarenador dentro de un mismo tamaño de tubería, cambia en su espirar interno, el cual como ya se observo depende del caudal de producción esperado. En la siguiente figura se puede apreciar como varía el ángulo de inclinación de la hélice del espiral en función del rango de caudal, con el fin de imprimirle al fluido la velocidad angular suficiente para crear la fuerza centrífuga de separación.

Figura 16. Espirales del desarenador



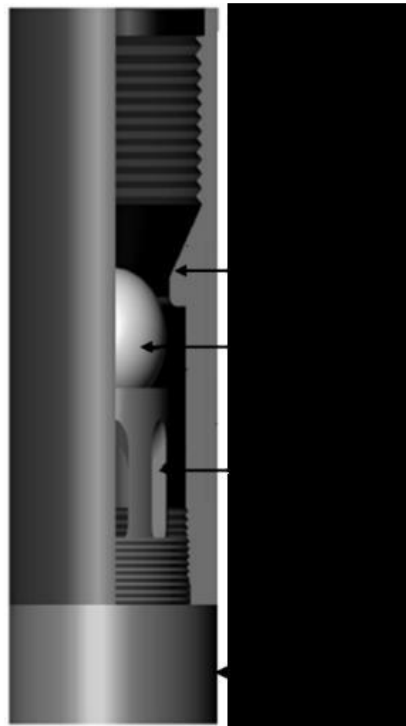
Fuente: CAVINS. (De izquierda a derecha, mayor a menor caudal)

4.3 ACCESORIOS UTILIZADOS EN CONJUNTO

La “Dump Valve” está diseñada para ser corrida en el fondo del mud anchor. Esta válvula permite que los sólidos separados sean enviados hacia el rat hole sin permitir flujo hacia el desarenador.

Esta válvula se usa únicamente en aplicaciones de bombeo mecánico. El uso de dicha válvula permite que los sólidos se almacenen inicialmente en el rat hole y cuando este se llene, se continúen almacenando en la trampa de arena instalada inicialmente.

Figura 17. Esquema de Dump Valve



Fuente: Catalogo CAVINS MODEL "MH" DESANDER

5. DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA DE UN SEPARADOR DE FONDO TIPO MH

Determinar una función que determine la eficiencia del separador es compleja, debido al gran número de variables geométricas, de construcción y materiales involucradas, por lo cual en esta monografía se va a tratar la eficiencia experimental que se tuvo durante un periodo de prueba de 6 meses en un pozo “A” del Magdalena Medio, esta prueba fue desarrollada por la empresa MAPLE OIL TOOLS, con un desarenador tipo MH de Cavins Corporation.

Para determinar la eficiencia de un separador de fondo tipo MH, se debe dividir en su principal función separando sólidos y su función secundaria separando gas de fluido total de producción, con el fin de evitar que estos ingresen al sistema de levantamiento artificial.

Para la determinación de la eficiencia se tomaron datos de producción de arena en boca de pozo medida en ppm antes de la instalación y después de transcurridos tres meses desde la instalación del desarenador MH, también se tomó registro del dinagrama, para determinar la interferencia por gas en la bomba, antes y después de la instalación del desarenador MH.

El pozo “A” ubicado en el campo La Cira, tiene los siguientes datos de entrada:

- Levantamiento artificial: Bombeo Mecánico
- Bomba: 30-225-RHAC-24-3-1-2 (192)
- Caudal esperado después de la instalación: 600 BPD
- GOR: 150 scf/stb
- BS&W: 94.2%
- API: 24°
- Revestimiento de producción: 7” BTC 26 lb/ft N-80

- Tubería de producción: 3-1/2” EU 9.3 lb/ft J-55 y N-80
- Perforados:3174’-3204’; 3480’-3576’
- Temperatura de fondo 120 °F

De acuerdo a la información suministrada y los criterios de selección, se realiza la selección del desarenador MH:

Cuadro 5. Criterios de Selección para Desarenador¹⁶

FLOW RATE (BBL/DAY)				MODELO “MH”	
ESP/PCP		B. MECANICO		TUBERIA EUE	
MIN	MAX	MIN	MAX	2-3/8”	2-7/8”
	70		35	D230.8- MH	D270.8-MH
75	150	35	75	D2301- MH	D2701-MH
100	200	50	100	D2302- MH	D2702-MH
175	350	85	175	D2303- MH	D2703-MH
250	500	125	250	D2305- MH	D2705-MH
375	750	185	375	D2307- MH	D2707-MH
550	1100	275	550	D2311- MH	D2711-MH
800	1600	400	800	D2316- MH	D2716-MH
1200	2400	600	1200		D2724-MH
2400	4000	1200	2000		D2740-MH
3200	5000	1600	2500		
4000	6000	2000	3000		
4000	8000	2000	4000		
8000	10000				

La configuración del pozo queda de la siguiente manera:

¹⁶ Catalogo CAVINS MODEL “MH” DESANDER

Cuadro 6. BHA (Bottom Hole Assembly)

DESCRIPCION	CONEXION TOPE	CONEXION FONDO	CANT.	OD [in]	ID [in]	LONG. [ft]	PROF. TOPE [ft]
MESA ROTARIA						14,50	0,00
Tubing Hanger Rotator 7 1/16" 3M x 3-1/2" EUE	NA	3-1/2" EUE	1		2,992	0,83	14,50
Tubería 3-1/2" EUE J-55	3-1/2" EUE	3-1/2" EUE	2	4,500	2,99	61,87	15,33
Tubería 3-1/2" EUE N-80	3-1/2" EUE	3-1/2" EUE	98	4,500	2,99	3024,22	77,20
Niplesilla para Bombeo Mecánico 3-1/2" EUE	3-1/2" EUE	3-1/2" EUE	1	4,500	2,75	1,10	3101,42
Tubería 3-1/2" EUE 8RD	3-1/2" EUE	3-1/2" EUE	1	4,500	2,992	30,31	3102,52
Crossover 3-1/2" EUE x 2-7/8" EUE	3-1/2" EUE	2-7/8" EUE	1	4,500	2,44	0,83	3132,83
Separador de Arena y Gas MH	2-7/8" EUE	2-7/8" EUE	1	4,500	1,14	17,55	3133,66
Crossover 2-7/8" EUE x 3-1/2" EUE	2-7/8" EUE	3-1/2" EUE	1	4,500	2,44	0,83	3151,21
Tubería de Cola de 3-1/2"	3-1/2" EUE	3-1/2" EUE	1	4,500	2,992	30,21	3152,04
Dump Valve 3-1/2"	3-1/2" EUE	3-1/2" EUE	1	4,500	NA	0,90	3182,25
Final de la sarta							3183,15

La instalación se realizó el 17 de junio de 2014. Se planteó un periodo de seis meses para revisar y analizar el comportamiento del desarenador. Se analizó la producción de pozo en este periodo para determinar si había trabajo dentro del rango seleccionado, teniendo en cuenta la producción esperada, se obtuvo el siguiente resultado:

Cuadro 7. Caudal durante la prueba en el pozo A de La Cira

Diseño MH (BFPD)	Caudal Min. durante la prueba (BFD)	Fecha Caudal Mínimo	Caudal Máx. durante la prueba (BFD)	Fecha Caudal Máximo
400-800	404	23 de Julio 2014	569,21	24 de Septiembre 2014

El desarenador de fondo MH trabajó dentro del rango de caudal diseñado, por lo que se espera un desempeño óptimo, cumpliendo con su criterio de selección.

A pesar de buscar resultados experimentales, teóricamente se podría decir que por la ley de stoke para separación por fuerzas centrifugas, se puede determinar la velocidad de sedimentación de las partículas separadas y comparar esta velocidad, con la velocidad de entrada, teniendo en cuenta que la velocidad de entrada debe ser 1.25 veces mayor a la velocidad de sedimentación para así garantizar la separación de los sólidos por la acción de las fuerzas centrifugas generadas, esto según las correlaciones experimentales obtenidas por Kalen y Zenz (1974), aunque estas correlaciones también muestran que cuando la velocidad de entrada supera en 1.35 veces la velocidad de sedimentación se empieza a producir resuspensión de los sólidos.

Para esto se toma un caudal promedio de entrada de 486 BFPD.

El área promedio de entrada del fluido en el espiral del desarenador se toma como 1.91 in², por la geometría compleja del mismo, este es un valor promedio estimado, teniendo en cuenta un diámetro interno del tubo que aloja el espiral de 2.46 in y un diámetro externo del tubo base de la espiral de 1.9 in.

De aquí se calcula la velocidad de entrada como:

$$V_i = \frac{Q}{A}$$

Donde Q es el caudal de entrada y A, el área de entrada del fluido al desarenador.

$$Q = 8.943 \times 10^{-4} \text{ m}^3/\text{s}$$

$$A = 1.237 \times 10^{-3} \text{ m}^2$$

$$V_i = \frac{8.943 \times 10^{-4}}{1.237 \times 10^{-3}} = 0.723 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

La ecuación de la ley de stoke, para sedimentación por centrifugación se describe así:

$$V_s = \frac{a_c * (\rho_p - \rho) D_p^2}{18\mu}$$

Donde

V_s : Velocidad de sedimentación (m/s)

a_c : Aceleración centrifuga (m^2/s)

ρ_p : Densidad de la partícula (kg/m^3)

ρ : Densidad del fluido (kg/m^3)

D_p : Diámetro de la partícula (m)

μ : Viscosidad del fluido ($kg/(m*s)$)

$$a_c = \frac{Vi^2}{r_c}$$

Donde r_c corresponde al radio mayor de separación, de acuerdo con la geometría del desarenador es de 1.23 in.

$$a_c = \frac{0.723^2 \left(\frac{m}{s}\right)^2}{3.124 \times 10^{-2} m} = 16.73 \frac{m}{s^2}$$

La viscosidad del crudo se determina por la ecuación de Beggs & Robinson, ecuación empírica desarrollada en 1975 con base en 460 muestras las cuales la siguiente expresión matemática:¹⁷

$$\mu_o = 10^x - 1$$

$$x = 10^{(3.0324 - 0.02023 * API) T^{-1.163}}$$

¹⁷ K, Arnold. Surface Production Operation. Vol 1. 3th Edition. Pag 96

Dónde:

μ_o : viscosidad del aceite (Cp)

T: temperatura en °F

Adicional para calcular la viscosidad de la mezcla, considerando que se tiene en el pozo una mezcla crudo agua con un corte de agua del 94.2%, se utiliza la ecuación modificada de Vand que se muestra a continuación:

$$\mu_{mezcla} = \mu_c [1 + (2.5(\phi)) + (10(\phi)^2)]$$

En este caso debido al alto corte de agua, la fase continua es el agua, quedando la ecuación así:

$$\mu_{mezcla} = \mu_w [1 + (2.5(1 - Wcut)) + (10(1 - Wcut)^2)]$$

Dónde:

μ_{mezcla} : Viscosidad de la mezcla de fluido, agua y aceite. (Cp)

μ_o : viscosidad del aceite (Cp)

μ_c : viscosidad de la fase continua (Cp)

μ_w : viscosidad del agua (Cp)

ϕ : fracción de la fase continua

Wcut: Fracción corte de agua

Entonces:

$$x = 10^{(3.0324 - 0.02023 * 24)} 120^{-1.163} = 1.35$$

$$\mu_o = 10^x - 1 = 21.14 \text{ cp}$$

$$\mu_w = 1 \text{ cp}$$

$$\mu_{mezcla} = 1[1 + (2.5 * (1 - 0.942)) + (10 * (1 - 0.942)^2)] = 1.18 \text{ cp}$$

La densidad del fluido se determina así:

$$\rho_{mezcla} = [\rho_w * W_{cut} + \rho_o * (1 - W_{cut})]$$

Dónde:

ρ_{mezcla} : Densidad de la mezcla (Kg/m³)

ρ_o : Densidad del aceite (Kg/m³)

ρ_w : Densidad del agua (Kg/m³)

W_{cut} : Fracción corte de agua

La gravedad específica del aceite se halla con el API del crudo así:

$$\gamma_o = \frac{141.5}{API + 131.5} = \frac{141.5}{24 + 131.5} = 0.9099$$

La densidad del aceite es:

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w}$$

$$\rho_o = \rho_w * \gamma_o$$

$$\rho_w = 1000 \text{ (Kg/m}^3\text{)}$$

$$\rho_o = 1000 * 0.9099 = 909.9 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3}$$

Siendo así:

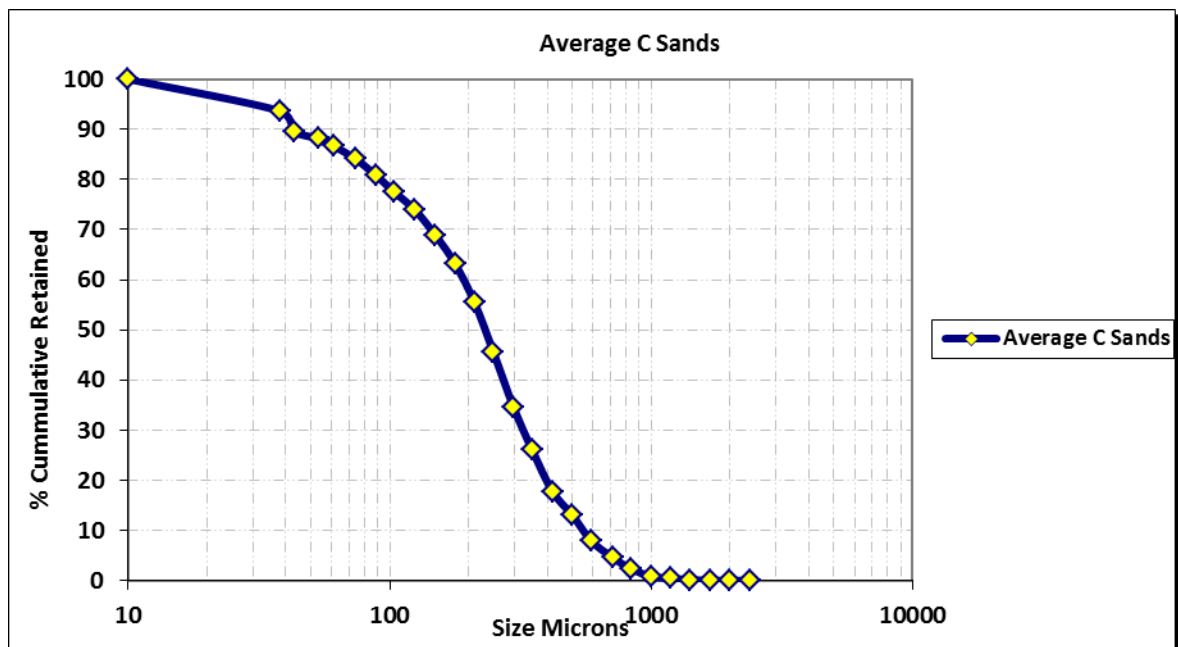
$$\rho_{mezcla} = [1000 * 0,942 + 909.9 * (1 - 0,942)]$$

$$\rho_{mezcla} = 994.774 \frac{Kg}{m^3}$$

Para determinar la densidad de la arena, se usa un promedio de densidad de la arena, siendo de 1550 Kg/m³

El diámetro de partícula se obtiene del D50 de las arenas.

Figura 18. Análisis Granulométrico Arenas C



Fuente: Occidental de Colombia – Campo La Cira

$$D50 = 231.89 \mu m = 2.3189 \times 10^{-4} m$$

Ya teniendo esta información calculamos la Velocidad de Sedimentación de la arena:

$$V_s = \frac{a_c * (\rho_p - \rho) D p^2}{18\mu}$$

$$V_s = \frac{16.73 * (1550 - 994.774)(2.3189 \times 10^{-4})^2}{18 * 1.18 \times 10^{-3}}$$

$$V_s = 0.024 \frac{m}{s}$$

De acuerdo con estos resultados se tiene que la velocidad de entrada es mayor que la velocidad de sedimentación, garantizando así que se va a producir la separación de sólidos. Aunque al ser la velocidad de entrada mayor a 1.35 veces la velocidad de sedimentación se va a producir resuspensión, disminuyendo la eficiencia por debajo del 100% de separación.

Para entrar a analizar la eficiencia de separación de arena se realizaron mediciones de la concentración de arena que se estaba obteniendo antes de la instalación y durante el periodo de prueba.

Se revisó el master de producción, encontrado una toma de concentración de arena en boca de pozo, antes de la instalación y dos tomas durante el periodo de prueba así:

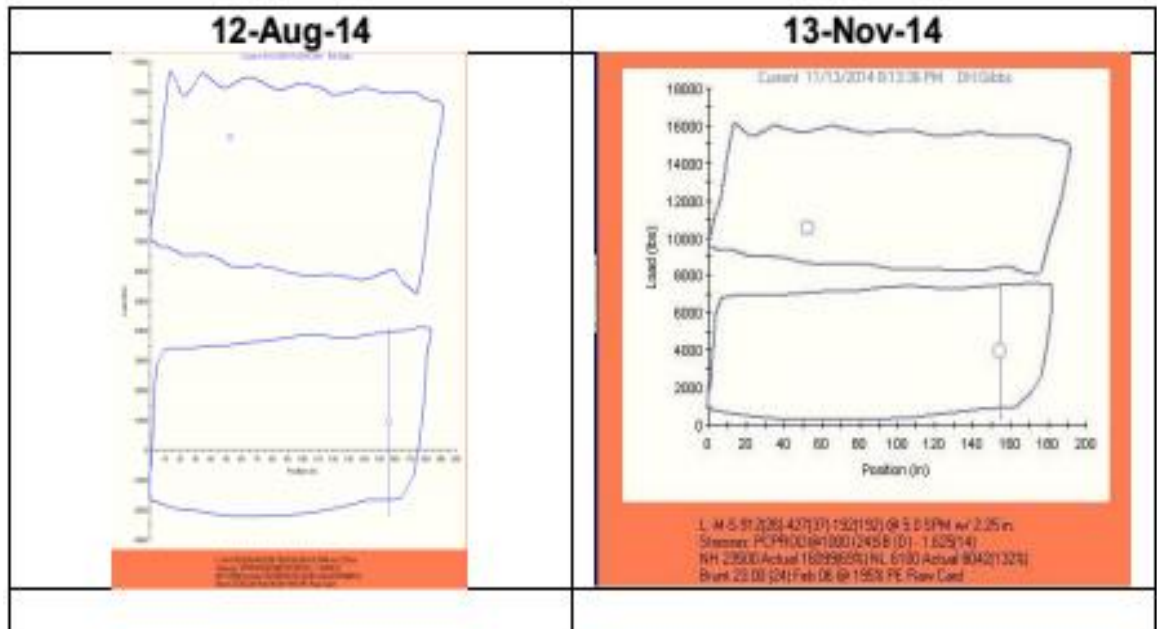
Cuadro 8. Concentración de arena antes y durante la prueba en el pozo “A” de La Cira

Fecha de toma	Concentración de arena* (ppm)	Observaciones
20 de abril 2014	147.2	Antes de la instalación
22 de julio 2014	80.8	45% disminución de sólidos
25 de julio 2014	26	82% disminución de sólidos

*Los sólidos se realizaron con membranas de 5 micras y se filtró 250 ml

Para determinar la interferencia por gas en la bomba se comparó un dinagrama tomado antes y después de la instalación:

Figura 19. Dinagrama tomado en el pozo A



Fuente: Occidental de Colombia

Al revisar el dinagrama, se observa que la interferencia por gas de la bomba desaparece, mejorando así el llenado de la bomba, para comprobarlo se calcula la capacidad de la bomba y la eficiencia volumétrica, teniendo en cuenta que:

$$Q = 0.1166 * L * dp^2 * N * \eta$$

Dónde:

Q: Caudal desplazado por la bomba (BFPD)

L: Longitud de la carrera (in)

dp: Diámetro del pistón (in)

N: Velocidad de bombeo (Strokes/min)

η : Eficiencia de llenado de la bomba (Fracción)

La bomba que se tiene en el pozo es:

- Bomba: 30-225-RHAC-24-3-1-2 (192)

Es decir, se tienen los siguientes datos de pozo:

Cuadro 9. Datos de la bomba en el pozo A de La Cira

Variable	Valor
dp	2,25 in
L	288
N	3,6

Fuente: Master de producción La Cira Infantas

Revisando el caudal mínimo que se tuvo en el arranque de la prueba, el cual fue de 404 BFPD

Por lo cual, la capacidad volumétrica de la bomba al 100% de eficiencia es de:

$$Q = 0.1166 * 288 * 2.25^2 * 3.6 * 1$$

$$Q = 612 \text{ BFPD}$$

Para obtener la eficiencia volumétrica a este caudal, tenemos que es:

$$\eta = \frac{Q_{real}}{Q_{m\acute{a}x}} * 100$$

$$\eta = \frac{404}{612} * 100 = 66\%$$

Teniendo en cuenta que el pozo llego a un caudal máximo de 569.21 BFPD, la eficiencia máxima alcanzada fue de:

$$\eta = \frac{569.21}{612} * 100 = 93\%$$

La eficiencia del separador en cuanto al ingreso de gas en la bomba, se estima así teniendo en cuenta la eficiencia volumétrica de la bomba, estando durante la prueba por encima del 80%, llegando a un máximo de 93%, aumentando por ende hasta 27% la eficiencia volumétrica, toda vez que se observa un buen llenado de la bomba y no se observa interferencia por gas.

6. AHORRO EN TIEMPOS NO PRODUCTIVOS INSTALANDO EL SEPARADOR DE FONDO MH EN EL POZO “A”.

Para estimar el ahorro que se tuvo en tiempos no productivos e intervención del pozo por falla relacionada al arenamiento, se revisaron las dos fallas anteriores a instalación del desarenador, con el fin de comparar el run life que estaba teniendo el pozo antes de la instalación y el que se obtuvo durante la prueba, se tiene así la siguiente información:

Cuadro 10. Datos de la bomba en el pozo A de La Cira

Pozo	Run Number	Installation Date	Failure Date	Pulling Date	Failure Detail	RunLife Equipo
A	13	17-Jun-14	17-Dec-14	NA	NA	183
A	12	24-Feb-14	12-May-14	16-Jun-14	Well Sanded	77
A	11	27-Jan-14	16-Feb-14	23-Feb-14	Well Sanded	20

Fuente: Master de producción La Cira Infantas

Teniendo en cuenta los dos run life anteriores a la falla, se observa que corresponden a 20 y 77 días, cuya falla se debió a arenamiento, después de instalado el desarenador se tuvo un run life a la finalización de la prueba (17 de diciembre de 2014) de 183 días, es decir se tuvo un incremento de 106 días con respecto al anterior run life, que representa un incremento de 137.6%.

Es decir, el aumento fue de 2,37 veces en run life, lo que se traduce inmediatamente en ahorro en costos por tiempos no productivos y por intervención del pozo.

7. CONCLUSIONES

1. La producción de arena en los pozos, es uno de los mayores problemas, causando daños graves a los equipos, requiriendo por ende intervenciones frecuentes, que significan una gran inversión de dinero en cambios de componentes, así como los gastos que implica mover un equipo de workover para las operaciones que se deban realizar ante las fallas por arenamiento presentados. En el campo La Cira la producción de arena es un problema grave que afecta los pozos de tal manera que se tienen un life de entre 30-70 días, con altos costos anuales en los pozos, por la alta frecuencia de intervención de los mismos
2. Para los problemas de arena la industria ofrece diferentes soluciones que buscan evitar que la arena se produzca y pase a través de los diferentes componentes de los sistemas de levantamiento artificial. Dentro de los mecanismos que buscan combatir el problema de producción de arena en los pozos, se encuentran técnicas como empaquetamiento con mallas, disparos orientados y separadores de arena de fondo.
3. La mayoría de los métodos de control de arena se encuentran altamente relacionados con la granulometría del pozo, revisando el análisis de la misma realizado bajo los criterios de Tiffin y Saucier y la poca uniformidad existente en la arena de formación del campo La Cira, los métodos convencionales como mallas y empaquetamiento con grava son insuficientes para controlar este problema, con la posibilidad de aplicar un Frac Pack que logre ubicar la grava en los perforados para así evitar que la arena ingrese al área anular entre las mallas y el casing ocasionado taponamiento, siendo esta práctica más costosa que los métodos convencionales.

4. Una buena selección del sistema de levantamiento artificial es importante en el control de arena, ya que no todos los sistemas son tolerantes en el manejo de la arena, pero aquí se deben revisar varios parámetros al momento de realizar la selección, ya que aunque el bombeo PCP es el mejor sistema en cuanto a manejo de arena, tiene limitaciones en cuanto a la capacidad de producción, adicional a esto en el campo La Cira como se mencionó anteriormente, en la mayoría de los pozos, más del 90% traducido en más de 1500 pozos, se tiene Bombeo Mecánico como método de levantamiento artificial, lo cual implicaría altos costos para el cambio del sistema de levantamiento, por lo tanto si se tienen opciones más económicas para el manejo de la arena, están deben ser revisadas.
5. En los sistemas de bombeo mecánico la arena produce daños graves de abrasión sobre los diferentes componentes de la bomba, erosionando el barril y pistón, al perder el sello que existe entre estos componentes, adicional los altos volúmenes de arena, pueden causar arenamiento de la bomba y perdiendo eficiencia volumétrica y por ende falla de los equipos.
6. El desarenador de fondo tipo MH, es una buena alternativa para el control de arena en el campo La Cira, ya que permite controlar la arena, enviándola al rat hole del pozo y así evitando que esta ingrese al sistema de levantamiento artificial, en este caso el sistema de Bombeo Mecánico, adicional permite la separación natural de gas, siendo una solución rápida y viable.
7. Para determinar la eficiencia del desarenador de fondo tipo MH, la empresa Maple Oil Tools realizó una prueba en un pozo A del campo La Cira, por un periodo de 6 meses, buscando determinar la eficiencia de separación de arena y adicional la separación natural de gas, esta última se obtuvo comparando la eficiencia volumétrica de la bomba antes de la instalación la cual era de 66% y

durante la prueba con el caudal máximo producido con una eficiencia volumétrica de hasta 93%.

8. Por medio de la ley de stoke para centrifugación, se pudo determinar la velocidad de sedimentación de la arena siendo de 0.024 m/s, así mismo se determinó la velocidad de entrada al separador tipo MH siendo de 0.130 m/s, es decir mayor que la velocidad de sedimentación garantizando así que la arena alcance las fuerzas necesarias por acción centrifuga para la separación.
9. La eficiencia de separación de arena del desarenador MH se obtuvo mediante la medición de la concentración de arena en ppm tomada en cabeza de pozo, antes de la instalación del desarenador MH y durante la prueba, obteniendo una disminución de la concentración de arena de 82%.
10. Con la instalación del desarenador MH se midió el aumento del run life, con el fin de verificar el ahorro en tiempos no productivos, aumentando en 2.37 veces, pasando de 77 días, a 183 días durante el periodo de la prueba y sin falla del mismo a la finalización del periodo.

8. RECOMENDACIONES

1. Para los pozos nuevos la técnica de orientación de disparos puede llegar a ser una buena solución en el control de arena, logrando ubicar el plano preferencial de fractura y ubicando la grava o propante en estas fracturas, logrando un buen sostén de la formación y evitando la migración de arena al pozo.
2. Se recomienda realizar un análisis económico de las diferentes opciones, desarenador MH, Frac Pack, cambio de levantamiento artificial a PCP; para la mitigación del problema de producción de arena en el campo La Cira, con el fin de acompañar las opciones técnicas y tener una solución integral adecuada.
3. Se recomienda en el seguimiento de producción de La Cira adicional a la identificación de la ubicación de las fallas, días de operación y concentración de arena medida en cabeza de pozo, incluir los costos por intervención, para en estudios futuros definir el mejor control de arena posible adicionando este parámetro y así medir el ahorro en dinero asociado al control de este problema.
4. Ya que el principio de funcionamiento del desarenador MH se basa en la creación de fuerzas centrifugas, las cuales dependen de las velocidades generadas, se recomienda utilizarlo dentro del rango de trabajo recomendado por el fabricante el cual está en función de su geometría interna, ya que al utilizarlo por debajo de este rango las velocidades serían insuficientes y se perdería la eficiencia de trabajo; si se utiliza por encima del rango las altas velocidades pueden generar erosión acelerada de los componentes del desarenador.

BIBLIOGRAFIA

ACOCK, A.; y varios. Métodos prácticos de manejo de la producción de arena. En Oilfield review. Verano 2004. Disponible en: http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish04/sum04/p10_29.pdf

ARNOLD K. Surface Production Operation. Vol 1. 3th Edition

BENNETT, C., GILCHRIST, J., Pitoni, E., et al., 2000. Design Methodology For Selection of Horizontal Open Hole Sand Control Completions Supported by field cased histories. SPE 65140.

CIULLA, Francesco. Principios Fundamentales para Diseño de Sistemas, con Bombas de Cavidad Progresiva. Ingeniero Internacional de Aplicaciones ALS. Weatherford Artificial Lift Systems.

ECOPETROL, La Cira Field Incremental Production, Bogotá, 1999

GHAREEB, Mohamed. BECK, Anthony, Lufkin Industries, Inc., 2012. Design of Sucker Rod Pumping Systems for Effectively Handling Solids and Sand. SPE 157126

PETIT, HORACIO A. Leonel O. PICO, Mirta R. BARBOSA. Influencia de la longitud del cono de un ciclón sobre las variables de flujo. Avances en Ciencias e Ingeniería - ISSN: 0718-8706

MOHAMED Ghareeb and BECK Anthony (Tony), Lufkin Industries, Inc, Design of Sucker Rod Pumping Systems for Effectively Handling Solids and Sand. SPE 157126. May 2012.

RUIZ, Adrián Augusto. QUINTERO, Nini Johanna. Evaluación Técnico – Financiera de la implementación de la tecnología AFT (Activation Flow Tool) para la obtención de registro de inyección en los pozos inyectoros del campo La Cira Infantas.

Superior Energy. Completion Tools Catalog. 2014. Disponible en: www.superiorenergy.com

TAKÁCS, Gábor. Sucker-Rod Pumping Manual. PennWell Books. Tulsa Oklahoma, USA. 1993

TAKÁCS, Gábor. Sucker Rod Pumping Manual. Penn Well. 2003

THE CAVINS CORPORATION, Cavins Model “MH” Gas Anchor, Brochure. 2013.

TIFFIN, D., KING, G., LARESE, and BRITT., L., “New Criteria for Gravel and Sand Selection for Sand Control” SPE 39437. Formation Damage Control Symposium, Lafayette, Louisiana, February 19-19, 1998.

VELASQUEZ, Fabian Alejandro, Práctica Empresarial en desarrollo, manejo e interpretación de información de los nuevos pozos perforados en fase III del campo La Cira Infantas. Occidental de Colombia. UIS 2010.

WALSH, John M. 2013. Hydrocyclones for Water Treating—The Science and Technology. <http://eo2.commpartners.com/users/spe/session.php?id=11532>

WEATHERFOD. Electric Submersible Pumping Systems Application Guide. Ver. 1.0. Enero 2007.

WILLIAM K. Ott, P.E. and Joe D. Woods. Modern Sandface Completion Practices. First Edition. United State of America: World Oil magazine Gulf Publishing Company. 2003.