

**ESTUDIO PARA LA PREVENCIÓN Y CONTROL DEL ARENAMIENTO EN LA
FORMACIÓN UMIR BLOQUE SANTA ISABEL**

ÁNGEL MIGUEL PEREIRA CORTES

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
BUCARAMANGA**

2019

**ESTUDIO PARA LA PREVENCIÓN Y CONTROL DEL ARENAMIENTO EN LA
FORMACIÓN UMIR, BLOQUE SANTA ISABEL**

ÁNGEL MIGUEL PEREIRA CORTES

**Trabajo de grado para optar por el título de Magister en Ingenierías de
Petróleos y Gas**

Director

REINEL CORZO RUEDA

Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRIA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
BUCARAMANGA**

2019

DEDICATORIA

Doy gracias a Dios por bendecirme con otro logro más en mi vida, a mi familia pilar fundamental en mi desarrollo personal y a mi esposa ayuda idónea...

A mis compañeros quienes me apoyaron para seguir adelante.

AGRADECIMIENTO

Doy gracias a la universidad por darme la oportunidad de aprender cada día más de esta bella carrera, a los profesores quienes con su dedicación y empeño hacen de la UIS la mejor academia en Colombia.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. PRODUCCIÓN DE ARENA CAUSAS Y CONSECUENCIAS	20
1.1 ARENAMIENTO.....	20
1.2 CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA	20
1.2.1 Propiedades de la roca.	21
1.3 CONSECUENCIAS DE LA PRODUCCION DE ARENA.....	24
1.3.1 Problemas causados por el arenamiento.....	26
2. CONTROL DE PRODUCCIÓN DE ARENA.....	28
2.1 TÉCNICAS DE CONTROL DEL ARENAMIENTO	28
2.2 CLASIFICACIÓN DE LAS TÉCNICAS DE CONTROL	29
2.2.1 Mantener y reparar.	30
2.2.2 Reducción en gastos de producción.	30
2.2.3 Consolidación química con resinas.....	30
2.3 DESCRIPCIÓN DE MÉTODOS Y HERRAMIENTAS DE CONTROL DE PRODUCCIÓN DE ARENA	32
2.3.1 Empaques con Grava.	32
2.3.2 Empaques con cedazos.....	34
2.3.3 Liner ranurado.....	35
2.4 MÉTODOS MÁS UTILIZADOS	37
2.4.1 Variación de la tasa de flujo.	37
2.4.2 Completamientos selectivos.	38
2.4.3 Consolidación plástica.	39
2.4.4 Sistema grava resina.	41
2.4.5 Liner ranurados y/o rejillas.	42
2.4.6 Rejillas con Empaques con Grava.	44

2.4.7 Frac Pack.....	46
3. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS	48
3.1 DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DEL SISTEMA	48
3.2 VENTAJAS DEL SISTEMA DE BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS.....	51
3.3 DESVENTAJAS DEL SISTEMA DE BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS.....	53
3.4 TIPOS DE INSTALACIÓN SISTEMA DE BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS.....	53
3.4.1. Instalación convencional.....	53
3.4.2. Instalación Insertable.....	54
3.5 GEOMETRÍAS	55
3.6 EQUIPOS DE SUBSUELO Y EQUIPOS DE SUPERFICIE	57
3.6.1 Equipos de Subsuelo	58
3.6.2 Descripción y Análisis del Equipos de superficie.....	63
3.7 CRITERIOS DE DISEÑO – SELECCIÓN DE LA BOMA	69
4. ANÁLISIS Y DESARROLLO DE TRABAJOS REALIZADOS AL POZO OSO PARDO 2	71
4.1 INFORMACIÓN POZO OSO PARDO 2.....	71
4.1.1 Equipo de superficie Seleccionado.....	71
4.1.2 Equipo de fondo.....	72
4.1.3 Estado mecánico pozo Oso pardo 2.....	73
4.2 DESARROLLO DE TRABAJO DE WORKOVER POZO OSO PARDO 2	74
4.3 RECIRCULACIÓN DE FLUIDOS O FLUSHING.....	78
5. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	83
5.1 PARÁMETROS OPERACIONALES DE PRODUCCIÓN	83
5.2 DESCRIPCIÓN Y CORRELACIÓN LITOLÓGICA	88
5.2.1 Formacion UMIR.....	88
5.2.2 Formación Lisama.....	90

6. PLAN PARA MITIGAR EL ARENAMIENTO EN LA FORMACION UMIR	94
7. CONCLUSIONES	97
8. RECOMENDACIONES.....	98
BIBLIOGRAFÍA.....	100

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Presión de poro	22
Figura 2. Arco de arena alrededor de zona cañoneada.....	24
Figura 3. Acumulación de arena en el fondo del pozo	26
Figura 4. Taponamiento de tubería por arena.....	27
Figura 5. Posicionamiento de resinas inertes en espacio poroso	32
Figura 6. Empaque de grava implementado en hueco abierto	33
Figura 7. Empaque de grava implementado en hueco revestido	33
Figura 8. Cedazo	35
Figura 9. Patrón de ranuras	36
Figura 10. Geometría de la ranura.....	37
Figura 11. Completamiento selectivo.....	38
Figura 12. Secuencia de inyección	40
Figura 13. Rejilla o Liner ranurado.....	44
Figura 14. Frac Pack.....	47
Figura 15. Mecanismo bombeo por cavidades progresivas	50
Figura 16. Sistema de instalacion convencional	54
Figura 17. Sistema de instalacion insertable	55
Figura 18. Esquema estator - rotor	56
Figura 19. Relación número lóbulos rotor - estator	56
Figura 20. Equipo de superficie y subsuelo bombeo por cavidades progresivas...	57
Figura 21. Equipo de subsuelo	58
Figura 22. Varillas	59
Figura 23. Elastómero.....	59
Figura 24. Estator - Rotor	60
Figura 25. Pin de paro	61

Figura 26. Ancla Antitorque	62
Figura 27. Equipos de superficie.....	64
Figura 28. Cabezal de una Bombeo por cavidades progresivas.....	65
Figura 29. Sistema de correas y poleas.....	67
Figura 30. Estado Mecánico Oso Pardo 2	74
Figura 31. Equipo recuperado Oso Pardo 2	75
Figura 32. BHA recuperado pozo Oso Pardo 2.....	76
Figura 33. Líneas de trabajo Flushing.....	80
Figura 34. Líneas de trabajo Flushing.....	80
Figura 35. Monitoreo de parámetros Flushing	81
Figura 36. Carrotanques trabajo Flushing.....	82
Figura 37. PIP vs RPM pozo Oso pardo 2	83
Figura 38. PIP vs RPM pozo Morsa.....	84
Figura 39. Muestra de arena producida	84
Figura 40. Corrosión causada a la tubería.....	85
Figura 41. RPM vs % sedimentos.....	86
Figura 42. PIP vs TORQUE	86
Figura 43. Producción pozo con Jet pump vs pozo Bombeo por cavidades progresivas	87
Figura 44. UMIR Sand 1	88
Figura 45. AMPLITUD UMIR	89
Figura 46. Formación Lisama	90
Figura 47. Unidad Arena Lisama	91
Figura 48. Pozo Morsa 1.....	95
Figura 49. Pozo Oso Pardo 2	95
Figura 50. Seguimiento de producción de arenas campo oso pardo	96

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Descripción Cabezal pozo Oso Pardo 2	72
Tabla 2. Descripción motor eléctrico pozo Oso Pardo 2	72
Tabla 3. Descripción variador Pozo Oso Pardo 2	72
Tabla 4. Equipo de fondo BCP pozo Oso pardo 2	73
Tabla 5. Estado mecánico pozo Oso pardo 2	73
Tabla 6. Intervalos perforados pozo Oso pardo 2	73
Tabla 7. Intervalos productores formación Lisama y Umir	93

GLOSARIO

ACUIFERO: estructura subterránea que alberga agua.

ARENAMIENTO: producción de material proveniente de la formación junto con fluidos del yacimiento, esto debido a la poca consolidación de la formación productora.

CEDAZO: herramienta que actúa como malla para separar partículas de materiales de diferente tamaño.

ELASTOMERO: goma en forma de espiral y está adherida a un tubo de acero el cual forma el estator.

ESTATOR: es la parte fija de una máquina rotativa y uno de los dos elementos fundamentales para la transmisión de potencia. Sirve para sostener el rotor y a la vez es el punto de partida para el espaciado de este.

FLUSHING O RECIRCULACION: Operación mediante la cual se inyecta Fluidos al fondo del Pozo por vía anular o por el tubing, buscando generar una limpieza de sedimentos.

FORMACIÓN: cuerpo de roca constituida principalmente por cierto tipo de litología o combinación de diversas litologías. Esta es la unidad principal lito estratigráfica. Puede integrar varios grupos o estar subdividida en unidades.

FRACTURAMIENTO HIDRAULICO: es el proceso de inyectar fluido en un pozo para crear esfuerzos tensionales en una formación expuesta a la presión del fluido

de fracturamiento, de tal manera que los esfuerzos locales creados excedan la resistencia a la tensión de la roca.

GRAVEDAD API: característica de un crudo determinada por el Instituto Americano del Petróleo, para darle valores de gravedad específica para la fácil asimilación a hidrocarburos líquidos.

MATRIZ: material cementante que une y mantiene la adherencia de los granos de arena en las formaciones geológicas.

PERMEABILIDAD: capacidad de un material para que un fluido lo atraviese sin alterar su estructura interna. Un material es permeable si deja pasar a través de él una cantidad apreciable de fluido en un tiempo determinado.

RESINA: sustancia química que se bombea dentro de la formación para recubrir los granos y endurecerlos, incrementando la fuerza cohesiva de la formación cercana al pozo, formando artificialmente una arena consolidada.

RESISTENCIA A LA COMPRESIÓN: es una característica de la roca que está directamente relacionada con la consolidación de esta. En formaciones poco consolidadas la resistencia a la compresión es menor (< 1000 psi).

ROTOR: parte móvil de una máquina rotativa en contraposición con la parte fija, llamada estator. En los equipos BCP Tiene como función principal bombear el fluido girando de modo excéntrico dentro del estator, creando cavidades que progresan en forma ascendente.

SARTA DE VARILLAS: conjunto de varillas unidas entre sí por medio de cuplas formando una sarta, que se introduce en el pozo y de esta forma se hace parte

integral del sistema de bombeo de cavidad progresiva. La sarta está situada desde la bomba hasta la superficie.

SISTEMA DE BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP): consiste en un sistema rotativo, compuesto por un rotor metálico, un estator, un sistema motor y un sistema de acoples flexibles. El motor transmite movimiento a una sarta a través de distintos engranajes, esta sarta hace girar al rotor, formando cavidades progresivas ascendentes. El crudo se desplaza hasta la superficie por efecto del rotor que gira dentro del estator fijo.

SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL: primer elemento al cual se recurre cuando se desea incrementar la producción en un campo, ya sea para reactivar pozos que no fluyen o para aumentar la tasa de flujo en pozos activos.

TERMINACIÓN: consiste en establecer la mejor forma controlada y segura los procedimientos encaminados a explotar el yacimiento a través de las tuberías de producción, asegurando así, la comunicación entre el yacimiento y la superficie. Estas operaciones inician cuando se logra llegar al objetivo durante la perforación, finalizando una vez el pozo entra en producción de fluidos.

TUBERÍA DE PRODUCCIÓN: tubería de acero que comunica la bomba de subsuelo con el cabezal y la línea de flujo.

VISCOSIDAD: característica de los fluidos en movimiento, que muestra una tendencia de oposición hacia su flujo ante la aplicación de una fuerza. Cuanta más resistencia oponen los líquidos a fluir, más viscosidad poseen.

YACIMIENTO: es la roca almacenadora de hidrocarburos y se comporta como unidad independiente en cuanto a mecanismos de producción, propiedades petrofísicas y propiedades de los fluidos.

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO PARA LA PREVENCIÓN Y CONTROL DEL ARENAMIENTO EN LA FORMACIÓN UMIR, BLOQUE SANTA ISABEL*

AUTOR: ANGEL MIGUEL PEREIRA CORTES**

PALABRAS CLAVE: Arenamiento, formación Umir, bloque Santa Isabel, Bombeo por cavidades progresivas (BCP).

DESCRIPCIÓN:

El campo Oso Pardo perteneciente al Bloque Santa Isabel, se encuentra localizado en el municipio de Agua Chica Cesar. La empresa operadora la cual cuenta con la operación de este bloque ha evidenciado la producción de arenas provenientes de la Formación Umir, razón por la cual se han presentado fallas en el sistema de levantamiento por cavidades progresivas (BCP/PCP).

En los pozos del campo Oso Pardo se implementa como sistema de levantamiento artificial el bombeo por cavidades progresivas (BCP/PCP), consiste en un sistema rotativo, compuesto por un rotor metálico, un estator, un sistema motor y un sistema de acoples flexibles. El motor transmite movimiento a una sarta a través de distintos engranajes, esta sarta hace girar al rotor, formando cavidades progresivas ascendentes. El crudo se desplaza hasta la superficie por efecto del rotor que gira dentro del estator fijo.

Durante la etapa productiva del campo, se ha evidenciado la caída acelerada en la producción de crudo y gas, y el aumento en el Torque en los equipos de bombeo BCP/PCP. Revisando los datos históricos de producción de arenas del campo, se puede evidenciar que dicha producción ha venido en aumento, de los intervalos someros comprendidos por las arenas no consolidadas.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico Químicas Escuela de Ingeniería de Petróleos Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas Director Reinol Corzo Rueda Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos

ABSTRACT

TITLE: STUDY FOR THE PREVENTION AND CONTROL OF SAND IN UMIR FORMATION, SANTA ISABEL BLOCK*.

AUTHOR: ANGEL MIGUEL PEREIRA CORTES**

KEYWORDS: Sand production, Umir formation, Santa Isabel block, Progressive Cavities pumping.

DESCRIPTION:

The Oso Pardo field belonging to Santa Isabel block, It is located in the municipality of Agua Chica Cesar. The Company has the operation of this block it has demonstrated the production of sand from the Umir formation, why bindings have been presented in the lifting system for progressive cavity pump (PCP).

In the Oso Pardo Wells it's implemented as artificial lift system the progressive cavity pump (PCP), it consists of a rotating system, composed of a metallic rotor, a stator, a motor system and a flexible coupling system. The motor transmits movement to a string through different gears, this string rotates the rotor, forming progressive cavities ascending. The crude oil is displaced to the surface by the rotating rotor inside the fixed stator. The crude oil is displaced to the surface by the rotating rotor inside the fixed stator.

During the production stage of the field, the accelerated fall in oil and gas production has been evidenced, and the increase in the Torque in the PCP pumping equipment. Reviewing the historical production data of field sands, it can be shown that this production has been increasing, and this comes from the Umir formation, of shallow intervals comprised by unconsolidated sands.

* Bachelor Thesis

** Facultad de Ingenierías Físico Químicas Escuela de Ingeniería de Petróleos Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas Director Reinel Corzo Rueda Magister en Ingeniería de Hidrocarburos

INTRODUCCIÓN

En el desarrollo de la producción de petróleo en el campo Oso pardo – en las formaciones Umir y Lizama, se evidencia el aumento en la producción de arena, deteriorando prematuramente los equipos de subsuelo y superficie (ALS) entre ellos el equipo de bombeo por cavidades progresivas; Debido a esto se hace necesario tomar acciones correctivas para optimizar el funcionamiento y vida útil de estos equipos en beneficio de la producción del campo. Existen varias prácticas operacionales para la prevención de alta producción de arenas y como objetivo se tiene definir las más adecuadas y convenientes para el campo optimizando costos, tiempos y producción.

El sistema de levantamiento artificial de bombeo por cavidades progresivas (BCP/PCP) es uno de los mecanismos más utilizados en la actualidad, gracias a sus diversas ventajas, como son el aumento de producción, buena confiabilidad para pozos con crudo pesado o mediano; excelente desempeño en el manejo de producción de arena.

La empresa operadora del bloque Santa Isabel, cuenta con el Campo Oso Pardo, y los Pozos: OP-01, 02 y morsa-01. Se ha identificado que la producción de arenas proviene de la Formación UMIR, razón por la cual quedó fuera de línea el pozo OP-02, por atascamiento en el sistema de levantamiento de bombeo por cavidades progresivas (BCP); se hace necesario realizar un estudio confiable, que seleccione el sistema de levantamiento que mejor desempeño presente para la menor Producción de arenas, al igual que los parámetros de operación que se deben manejar, previo al conocimiento de las arenas producidas.

Existen mecanismos que se implementan para reducir la producción de arena en los pozos productores, operacionalmente se puede alcanzar y mantener una tasa de producción por debajo del nivel crítico. Por otra parte, existen tecnologías que ayudan a prevenir o disminuir este problema, como por ejemplo los empaques con grava y el empacamiento con cedazos, entre otros.

1. PRODUCCIÓN DE ARENA CAUSAS Y CONSECUENCIAS

1.1 ARENAMIENTO

El arenamiento es la producción de material proveniente de la formación junto con fluidos del yacimiento, esto debido a la poca consolidación de la formación productora. A medida que avanza a través del tiempo la extracción de petróleo del yacimiento hacia el pozo, se presenta acumulación de arena y sedimento en el fondo del pozo, con el tiempo esto puede llegar a afectar parcial o totalmente la producción del pozo.

La producción de arena puede ser clasificada en:

- **Transitoria:** producción de arena que declina a medida que avanza el tiempo de producción, se encuentra comúnmente en acidificaciones o fracturamiento hidráulico para recuperación secundaria.
- **Continua:** producción de arena de formaciones no consolidadas, que cuenten con equipos de control de sólidos.
- **Catastrófica:** ocurre como una anomalía cuando los fluidos del yacimiento se producen excesivamente.

1.2 CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

En los campos de producción de petróleo donde se encuentran formaciones poco consolidadas, el simple flujo de fluidos del yacimiento hacia el pozo genera arenamiento.

Las condiciones que pueden llegar a causar la producción de arena dependen de la matriz o cemento entre los granos de las arenas. Estos factores definen la

naturaleza del material de formación y las causas de falla de la estructura. Estas condiciones pueden ser:

- Falta de material cementante (matriz) para mantener adherencia entre los granos de arena de la formación productora.
- Irrupción de acuífero, lo cual deteriora el material cementante entre los granos.
- Disminución de presión de yacimiento, reduciendo adherencia entre los granos, generando su desplazamiento hacia el pozo.
- Factores geológicos.
- Altos niveles de producción, que sobrepasen la tasa crítica.
- Efectos térmicos.

Estos factores se encuentran incluidos en los efectos de flujo de fluidos y resistencia de la roca, cumpliendo un papel determinante para la prevención y control de producción de arenas. De aquí la importancia en definir cuál o cuáles de estos factores predomina en el caso de estudio.

Los mecanismos de la producción de arena son:

- Movimiento de granos, se presenta en zonas alejadas de la formación.
- Movimiento de masas, se presenta en zonas cercanas a la cara de la formación.
- Fluidización masiva, movimiento de arena la cual genera erosión.

1.2.1 Propiedades de la roca. Algunos factores que se encuentran involucrados en la producción de arenas afectan directamente las propiedades de la roca, estas se describen a continuación:

- **Grado de material cementante**

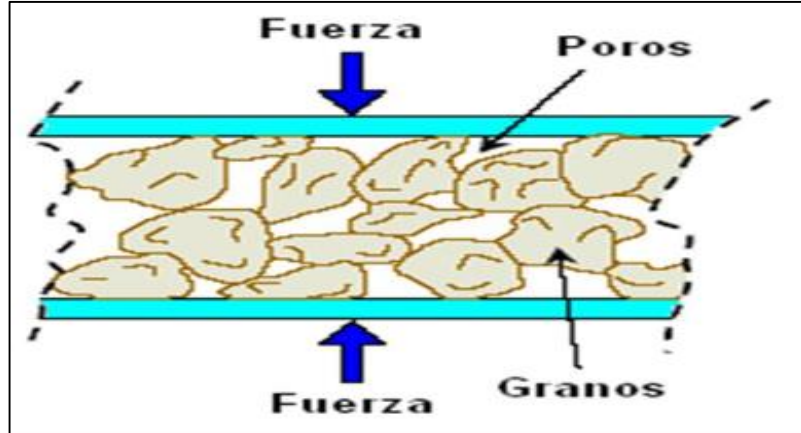
La cementación de las arenas es un proceso geológico secundario, este es un problema encontrado normalmente en campos con formaciones geológicamente jóvenes como la Cenozoica. De la cantidad de material cementante depende la resistencia en la unión de los granos de la cara del pozo.

La resistencia a la compresión es una propiedad mecánica de la roca que está directamente relacionada con la consolidación de la misma. En formaciones poco consolidadas la resistencia a la compresión es menor (< 1000 psi), en este tipo de formaciones es de gran utilidad aplicar sistemas para controlar la producción de arenas.

- **Reducción de presión de poro**

Cuando se genera una reducción en la presión del yacimiento se crea un esfuerzo sobre la formación (ver figura 1), lo que produce ruptura entre los granos de esta, las cuales se transportan hacia el pozo mediante el fluido.

Figura 1. Presión de poro



Fuente: PEROZO Americo "Física de yacimientos" Maracaibo Enero 2007.

Control de arena aplicado a pozos petroleros

- **Tasas de producción**

Un pozo produce naturalmente debido a la diferencia de presión existente entre la formación y el hueco o pozo. Este diferencial de presión puede crear fuerzas que exceden la resistencia a la compresión de la roca, lo cual produce sólidos al desestabilizar la roca. Lo recomendable es mantener tasas de flujo por debajo de los niveles críticos, aunque muchas veces no es rentable para las compañías, ya que esto en algunos casos se traduce en baja producción.

- **Viscosidad de fluidos de formación**

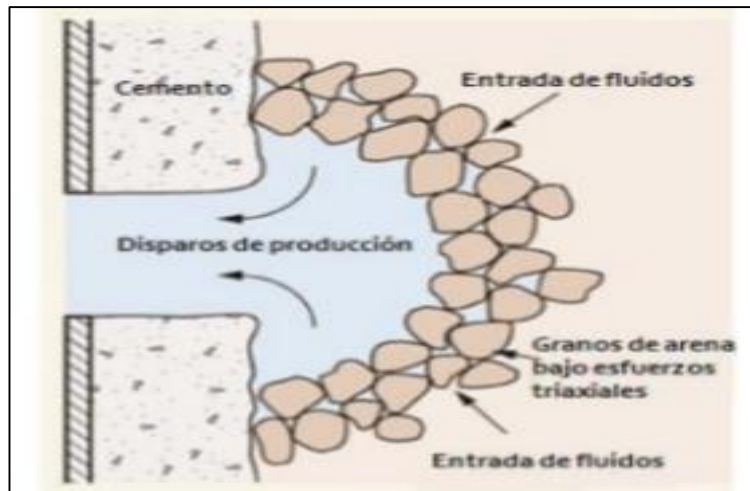
La fuerza de fricción ejercida por fluidos sobre los granos de la roca está relacionada con la velocidad de flujo y la viscosidad del fluido. Por lo anterior la viscosidad influye en la producción de arenas, especialmente en yacimientos con fluidos de alta viscosidad

- **Incremento en la producción de agua**

La producción de agua de formación puede generar la presencia de arena en el pozo, esto debido a que la fuerza de tensión superficial se reduce afectando la cohesión entre los granos de la roca en yacimientos mojables por agua, generando con esto la producción de sólidos.

La permeabilidad relativa, también es papel importante, ya que con la presencia de agua, la permeabilidad al aceite disminuye, ocasionando una caída de presión, desestabilizando la resistencia de la formación lo que genera también producción de sólidos, principalmente en las zonas cañoneadas (ver figura 2).

Figura 2. Arco de arena alrededor de zona cañoneada



Fuente: SLIDE SHARE Control de arena [en línea] disponible en:
<https://es.slideshare.net/davpett/control-de-arena>

1.3 CONSECUENCIAS DE LA PRODUCCION DE ARENA

El problema por arenamiento siempre ha estado presente en la producción de petróleo, causando grandes inversiones adicionales para controlarla, buscando mantener la producción óptima de los pozos, de igual manera se han desarrollado variedad de métodos y tecnologías en busca de mitigar esta problemática en alguna medida.

Listando las principales consecuencias, se pueden encontrar:

- Reducción de la tasa de producción
- Erosión en equipos de fondo (Bombas, tubería) y en equipos de superficie (válvulas, separadores, ...)
- Acumulación de arena en equipos de superficie.
- Colapso de la formación.
- Reducción de permeabilidad en cara de pozo.
- Falla mecánica de revestimientos.

- Problemas en el manejo de sólidos producidos en superficie.

Los efectos del arenamiento siempre son perjudiciales y se ven reflejados a corto o largo plazo en la productividad. Existen varios métodos para el control de la producción de arenas, algunos no muy viables económicamente.

A continuación, se describen los daños más representativos:

- **Pérdida de presión de salida**

La presión a la cual se encuentra confinado el petróleo en el yacimiento representa el caudal y la velocidad de flujo de los fluidos allí contenidos, debido a esto cualquier cambio en esta condición repercute directamente en la producción.

- **Contaminación del yacimiento**

A medida que se presenta aumento en la producción de arena, estos se mezclan con los fluidos de producción, lo cual genera cambios en sus propiedades físicas, dificultando su método de extracción, transporte, tratamiento, etc.

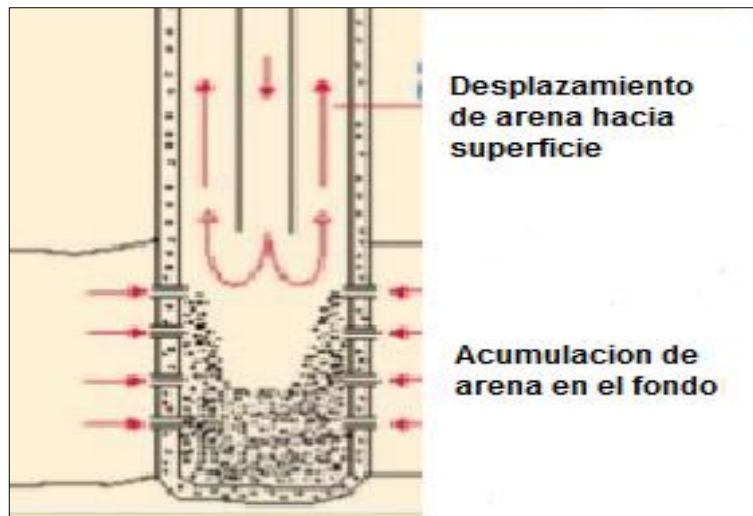
- **Daños en los equipos de producción**

La presencia de granos de arena va deteriorando poco a poco los equipos de producción. Con el flujo constante de fluidos de producción, la arena actúa como material abrasivo, lo cual corroe y erosiona los equipos hasta el punto de deteriorarlos por completo.

- **Acumulación en el fondo del pozo**

La acumulación de arena en el fondo del pozo se produce cuando la velocidad de producción no es suficiente para arrastrar los sólidos hasta superficie, lo que conlleva a que estos sólidos se depositen en el fondo del pozo, alcanzando los niveles del intervalo productor (ver figura 3).

Figura 3. Acumulación de arena en el fondo del pozo



Fuente: SLIDE SHARE Control de arena [en línea] disponible en: <https://es.slideshare.net/davpett/control-de-arena>

- **Colapso de revestimientos**

El flujo constante de arena de formación, con el paso del tiempo produce cavernas, lo que puede generar que las tuberías de revestimiento colapsen propiciando con esto la pérdida del pozo.

1.3.1 Problemas causados por el arenamiento. Los problemas más comunes son ocasionados principalmente por presencia de arena, parafinas, asfáltenos y sales. Estos materiales se producen junto con el fluido de producción, por ejemplo:

- Interrupción en la producción, la cual es causada por taponamiento en la tubería de producción, en la tubería de revestimiento, en líneas de superficie, separadores.
- Incremento en los esfuerzos de sobrecarga de la formación, sometiendo a sobreesfuerzos las tuberías de revestimiento, generando colapso y deformaciones en estos.
- Daño en equipos de fondo y de superficie. Las tuberías y equipos en fondo sufren erosión severa por la entrada de la arena con el fluido de producción. Se

pueden formar grandes cavidades en cedazos o Liner ranurados. Cuando se observa en la producción fragmentos de cemento y de formación, es indicativo de erosión excesiva en la tubería de revestimiento.

La erosión depende de factores como:

- Presencia de burbujas de gas.
- Distribución y características de los sólidos.
- Velocidad y ángulo de incidencia.

La erosión afecta en mayor magnitud en las secciones de tubería y equipos, donde se presentan cambios de diámetro o cambios de dirección (codos, válvulas, estranguladores).

El arenamiento implica realizar continuamente trabajos de limpieza, para matener la maxima tasa de produccion. Estos servicios de limpieza influyen sobre la viabilidad economica del campo en desarrollo, debidos a los costos de implementacion para mitigar esta problemática.

Figura 4. Taponamiento de tubería por arena



Fuente: SLIDE SHARE Control de arena [en línea] disponible en:
<https://es.slideshare.net/davpett/control-de-arena>

2. CONTROL DE PRODUCCIÓN DE ARENA

2.1 TÉCNICAS DE CONTROL DEL ARENAMIENTO

El flujo de arena junto con los fluidos de producción de un pozo (aceite, gas, agua), ha sido uno de los mayores retos de la industria, por las implicaciones que este problema acarrea; La forma en que es completado un pozo es fundamental, esto puede definir el incremento o la disminución de la tendencia de la producción de arenas. La planeación de esta etapa de terminación requiere un análisis profundo por parte de un equipo multidisciplinario compuesto por las áreas involucradas en el desarrollo del campo (geología, producción, yacimientos, perforación).

Se debe definir la estrategia más apropiada, y así mitigar esta problemática en la mayor medida posible.

La terminación de un pozo consiste, en establecer la mejor forma controlada y segura los procedimientos encaminados a explotar el yacimiento a través de las tuberías de producción, asegurando así, la comunicación entre el yacimiento y la superficie. Estas operaciones inician cuando se logra llegar al objetivo durante la perforación, finalizando una vez el pozo entra en producción de fluidos.

Esta etapa se caracteriza por una serie de actividades típicas, dependiendo de las condiciones definidas del pozo para aplicar las técnicas más acertadas; se pueden realizar, por ejemplo: limpieza del pozo, instalación de empaques con grava, acidificaciones, fracturamientos, asentamientos de tubería de producción y de los empaques. Todas las anteriores con un objetivo claro, enfocadas a explotar los hidrocarburos del yacimiento.

El objetivo primordial de la terminación de un pozo es la de explotar eficientemente el yacimiento al menor costo posible, cuidando de las tuberías de revestimiento que lo componen, porque son estas las que representan la vida del pozo. El criterio de la productividad es un factor muy importante en pozos que requieren sistemas adicionales para el control de arena, debido a que estas son sensibles a errores que puedan ocurrir en algunas de las técnicas utilizadas en la terminación y ello verse reflejado como una baja e inclusive pérdida de la productividad del pozo.

Los diversos estudios realizados, hoy en día se cuenta con diferentes sistemas desarrollados para el control de arenas.

Los métodos se definen dentro de 4 técnicas principalmente, las cuales son:

- Cedazos. Herramienta que actúa como malla para separar partículas de materiales de diferente tamaño.
- Empaques de arena.
- Consolidación de arenas usando resinas.
- Empaques de grava.

Independientemente del método seleccionado, este debe ser correctamente diseñado para que su aplicación sea eficiente, dependiendo de las condiciones encontradas en el pozo.

2.2 CLASIFICACIÓN DE LAS TÉCNICAS DE CONTROL

La técnica de control de la producción de arena puede consistir en cambios de parámetros operacionales, hasta terminaciones económicamente altas, la decisión de cual técnica aplicar depende de las condiciones específicas del pozo a estudiar, tipo de operación y consideraciones económicas. Algunas técnicas se describen a continuación:

2.2.1 Mantener y reparar. Es posible tolerar hasta cierto punto la producción de arena en un pozo, haciendo frente a esta cuando sea necesario (limpieza de pozo y/o equipos). Esto implica labores rutinarias de mantenimiento y limpieza de los equipos en superficie, para así conservar una tasa optima de producción.

Este método es utilizado en pozos donde se presenta una producción transitoria de arena, y gastos de producción bajos.

2.2.2 Reducción en gastos de producción. Consiste en aumentar o reducir el flujo de producción, hasta el punto de equilibrio, donde la presencia de arenas sea aceptable. Su objetivo es establecer un flujo máximo posible, obteniendo un arco estable de la formación sin llegar a afectar la consolidación de la roca.

2.2.3 Consolidación química con resinas. Inyección de resinas liquidas a la formación, las cuales se endurecen formando una masa que mantiene unidos los granos de la roca, consolidando la formación.

Con una correcta aplicación de este método, se consigue el aumento de la resistencia de la formación lo que le permite soportar la fuerza de arrastre ocasionada por las tasas de producción óptimas.

Las resinas se inyectan junto con un catalizador necesario para el endurecimiento, estos pueden ser de dos tipos interno o externo, su aplicación depende del tipo de formación que se pretenda intervenir.

Catalizador interno: va mezclado directamente con la resina, solo requieren de tiempo y temperatura para activar y endurecer.

La principal ventaja que presenta este tipo de catalizador es que siempre se encuentra en contacto con la resina lo que favorece a su activación uniforme.

Catalizador externo: estos son inyectados después de que la resina se encuentra en la zona de interés, lo cual elimina por completo endurecimientos indeseados.

Existen dos tipos de consolidación de la resina:

- **Separación de fases**

Una fase de la resina, entre un 15% a 25% activa en una solución de resina inerte, donde la resina activa es atraída por la formación la cual realiza la labor de consolidación, mientras que la resina inerte no se endurece y se mantiene en los espacios porosos de la formación. Esta es retirada mediante un sobre desplazamiento del mismo fluido inyectado.

- **Sobre flujo**

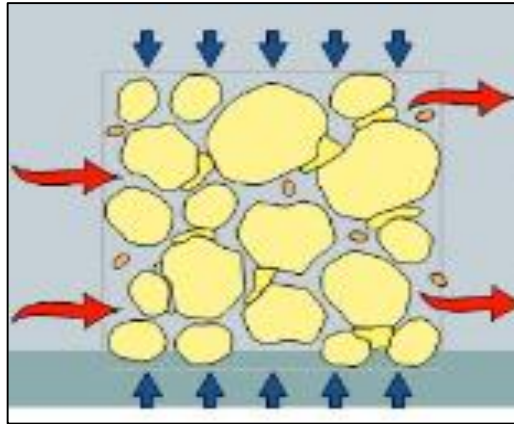
Contiene un alto porcentaje de resina activa que cuando son inyectados estos ocupan el espacio poroso de la formación (ver figura 5), lo que hace necesario un sobre flujo para expulsar estos fuera de la zona del pozo, para no afectar la permeabilidad de la roca.

Todo trabajo con resinas requiere de una eficiente cementación primaria, esto para evitar canalizaciones, además se debe tener un pozo limpio para evitar que solidos queden pegados a la tubería.

Una desventaja de estas técnicas es la disminución en la permeabilidad de la roca, debido a que no es posible eliminar todo el exceso que queda posicionado dentro del espacio poroso, y debido también a que la resina es un producto mojabable al aceite.

La resina se utiliza generalmente en intervalos cortos de 10 ft a 15 ft, debido a la dificultad que hay para instalarla en la formación objetivo.

Figura 5. Posicionamiento de resinas inertes en espacio poroso



Fuente: PEROZO Americo “Física de yacimientos” Maracaibo Enero 2007.

2.3 DESCRIPCIÓN DE MÉTODOS Y HERRAMIENTAS DE CONTROL DE PRODUCCIÓN DE ARENA

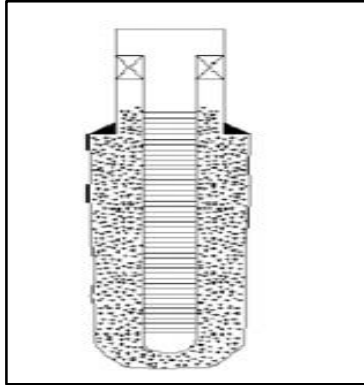
2.3.1 Empaques con Grava. Este método consiste inicialmente en la instalación de un cedazo en la zona objetivo. Posteriormente a la instalación del cedazo se procede a saturar con grava la formación que presenta o presentará problemas de producción de arenas.

La grava posicionada debe estar entre un rango de 5 a 6 veces mayor que el diámetro de los granos de la formación, por lo que funcionará como un filtro que permitirá el flujo de fluidos de la formación y a su vez reteniendo los sólidos que estén contenidos en los fluidos producidos.

Este método puede ser aplicado en pozos en hueco abierto (ver figura 6) o en pozos revestidos (ver figura 7), por lo que la arena bombeada hacia la zona productora mantendrá estables los arcos de arena que se puedan generar, generando estabilidad con ello a la formación misma. Con un buen diseño y aplicación de los

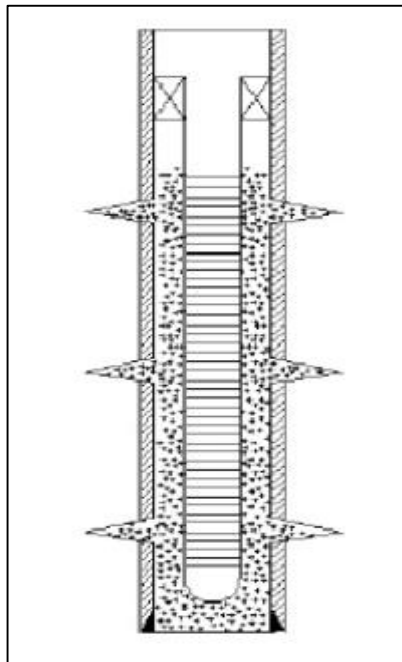
empaques de grava, estos pueden garantizar la permeabilidad, dadas las condiciones de producción requeridas.

Figura 6. Empaque de grava implementado en hueco abierto



Fuente: INGENIERÍA DE PETRÓLEO Empaque con grava [en línea] disponible en:
www.ingenieriadepetroleo.com/empaque-con-grava/

Figura 7. Empaque de grava implementado en hueco revestido



Fuente: INGENIERÍA DE PETRÓLEO Empaque con grava [en línea] disponible en:
www.ingenieriadepetroleo.com/empaque-con-grava/

Control de arena aplicado a pozos petroleros

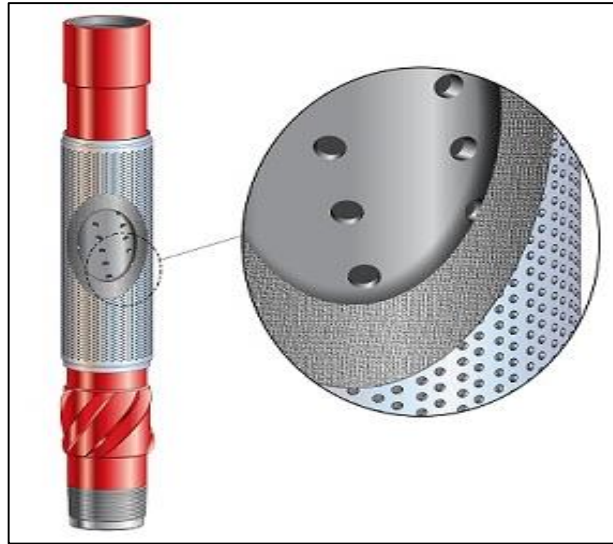
Los empaques con grava son más eficientes en pozos completados en hueco abierto, debido a que permite el posicionamiento efectivo de la arena frente a la formación productora. Caso contrario al de los pozos revestidos, donde se dificulta el correcto posicionamiento de los empaques. Actualmente es uno de los métodos que presentan los mejores resultados.

2.3.2 Empaques con cedazos. Este método se basa en una serie de cedazos que constan de un material de metal tejido en capas sobre la base de un tubo y una cubierta de material protector sobre estas, la cual funciona como un filtro, cuyo objetivo es impedir el paso de las partículas de arena hacia el pozo (ver figura 8).

Esta herramienta tiene gran aceptación en la industria del petróleo; el diseño de los empaques con cedazos se basa en determinar un valor numérico, el cual resulta de pruebas que consiste en hacer pasar pequeñas partículas a través del cedazo. No obstante, estas pruebas no proporcionan suficiente información sobre el control de arena. Información como la cantidad de arena que puede introducirse y que puede atravesar la misma, que es lo que realmente es necesario para elegir qué tipo de cedazo es apropiado para un control efectivo.

Realizar un análisis granulométrico de la formación, permite determinar el tamaño de grano de formación. Una muestra es pasada a través de las mallas, que determinan en cada una de estas el tipo, el peso de la muestra y el porcentaje retenido, escogiendo de entre todas la que retenga entre el 10 a 20% de la muestra. Ya que se ha demostrado experimentalmente que estos representan a los granos más grandes y que con el flujo del aceite o del gas, se acumulan y forman una especie de filtro extra que impide el paso de los granos más pequeños.

Figura 8. Cedazo



Fuente: SLIDE SHARE Control de arena [en línea] disponible en: <https://es.slideshare.net/davpett/control-de-arena>

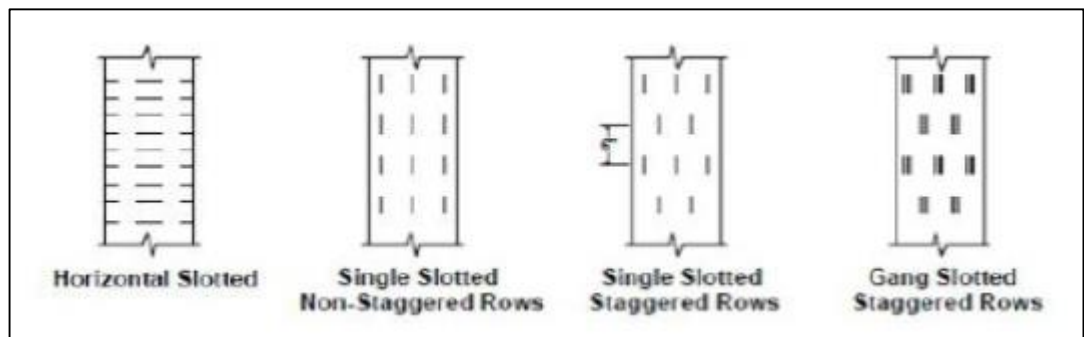
2.3.3 Liner ranurado. El Liner ranurado es una tubería manufacturada, a la cual se le perforan pequeñas ranuras maquinadas por una sierra rotatoria. En algunos casos este método resulta más económico que la implementación de cedazos, cuentan con un área de flujo más pequeña que ellas, pero presentan una caída de presión más pronunciada.

En cuanto a su instalación generalmente es sencilla, se instala como Liner una vez finalizada la perforación de la fase de producción del pozo, realizando el aislamiento de las zonas de interés mediante empaques hinchables.

Las ranuras son realizadas con un patrón de alineación definido según la necesidad del yacimiento (ver figura 9), sumamente recomendable debido a que gran parte del esfuerzo original de la tubería es preservada por este diseño, también se tiene en cuenta la cantidad de ranuras por pie y su longitud.

El patrón de ranuras escalonadas sola es generalmente preferido porque una porción mayor de la resistencia original de la tubería se conserva. El patrón escalonado también da una distribución más uniforme de ranuras sobre la superficie de la tubería. El patrón de ranuras escalonadas solo está ranurado con un número par de filas alrededor de la tubería con un típico separación longitudinal 6 pulgadas de filas de ranura.

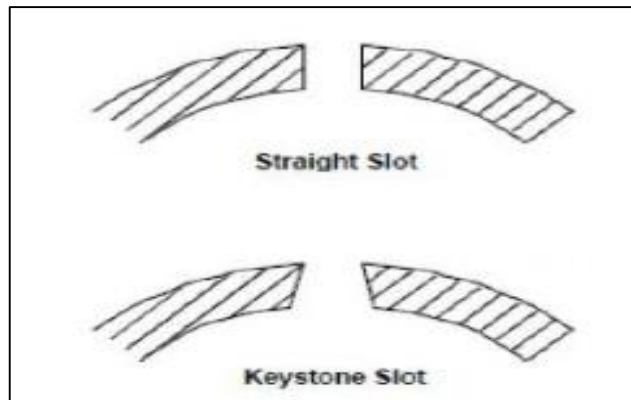
Figura 9. Patrón de ranuras



Fuente: SLIDE SHARE Control de arena [en línea] disponible en: <https://es.slideshare.net/davpett/control-de-arena>

Las ranuras pueden ser rectas o angulares (ver figura 10). Las angulares tienen una característica principal que hace que tengan una parte más estrecha que la otra en la tubería, esto forma una V invertida como área de sección transversal que atraviesa la tubería, esta geometría genera que sea menos propensas a ser obstruidas, puesto que cualquier partícula pequeña pueda atravesar las ranuras hacia el interior de la tubería, lo que permitirá continuar con un flujo constante sin ser obstruido por la acumulación de partículas en las ranuras.

Figura 10. Geometría de la ranura



Fuente: SLIDE SHARE Control de arena [en línea] disponible en: <https://es.slideshare.net/davpett/control-de-arena>

2.4 MÉTODOS MÁS UTILIZADOS

Para seleccionar un método de control de arenas se debe tener en cuenta las variables y factores específicos del campo, sus prácticas operativas y factores económicos. Los métodos más recurrentes para mitigar la producción de arenas son:

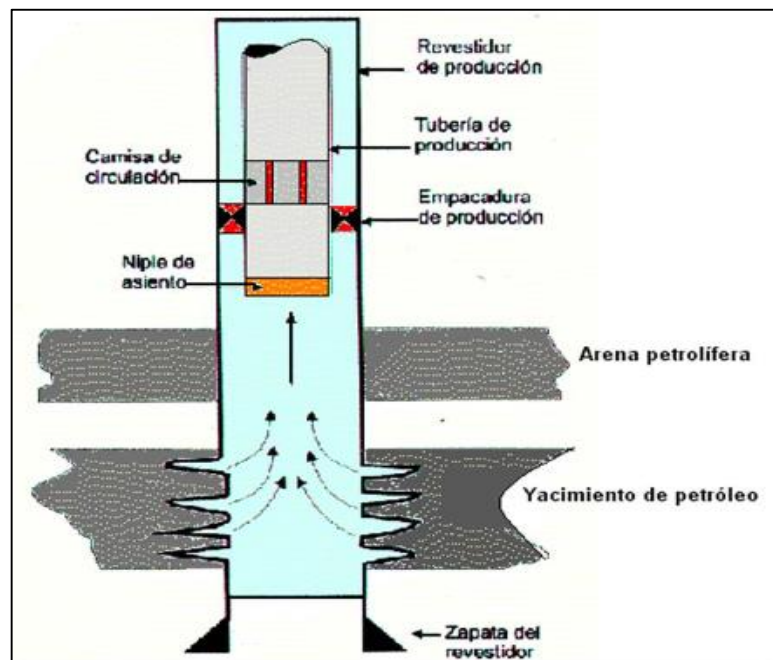
2.4.1 Variación de la tasa de flujo. La variación de la tasa de flujo se basa en la reducción de la velocidad en el área cercana a la boca del pozo, mediante la restricción de las tasas de producción, disminuyendo la caída de presión en la cara de la formación. Se reduce o aumenta la tasa de flujo progresivamente hasta que la producción de arena sea operativamente aceptable.

Es una técnica que implica la prueba y error, la cual se basa en la formación de arcos estables en la formación, es necesario repetir eventualmente el procedimiento, a medida que cambian la presión del yacimiento, la tasa de flujo y el corte de agua.

Como desventaja que presenta esta técnica es que la tasa requerida para mantener un arco estable en la formación suele ser menor al potencial de flujo del pozo.

2.4.2 Completamientos selectivos. Consisten en cañonear algunas secciones de la formación productora, las cuales poseen mayor resistencia a la compresión, para así obtener un mayor diferencial de presión que normalmente permitirá tasas y velocidades de producción más altas sin que se presente producción de arena (ver figura 11).

Figura 11. Completamiento selectivo



Fuente: PERFOB BLOG SPOT Empacaduras en completacion de pozos [en línea] disponible en: <http://perfob.blogspot.com/2015/06/empacaduras-en-completacion-de-pozos.html>

Estas secciones poseen grado mayor de cementación, pero una menor permeabilidad, por lo tanto, para que esta técnica sea plenamente efectiva, la formación debe presentar una buena permeabilidad vertical, esto con el fin de

permitir el drenaje del yacimiento. Sin embargo, este método puede limitar la cantidad de zonas que puede ser perforada.

2.4.3 Consolidación plástica. La consolidación plástica para control de arena implica el proceso de inyectar resina a las formaciones de baja consolidación, con el objetivo de proporcionar cementación de los granos mientras todavía se mantiene suficiente permeabilidad.

El aumento de la resistencia a la compresión de la formación será suficiente para soportar las fuerzas de arrastre generadas, mientras se continúa produciendo a las tasas óptimas. Este proceso consiste en la inyección de resinas plásticas, las cuales se adhieren a los granos de arena de la formación, este compuesto se endurece y forma una masa dando consolidación a la roca.

Un tratamiento de consolidación plástica es exitoso si logra los siguientes objetivos:

- Adición de resistencia a la formación.
- Mantenimiento de la permeabilidad de la formación.

Ventajas:

- El área en el fondo del pozo está libre de obstrucción.
- En caso de ser necesarios, Los trabajos de reparación, se pueden realizar sin sacar el equipo de fondo, a través de la tubería o mediante una unidad de tubería continua.
- Recomendable en completamientos Slim hole.

Desventajas:

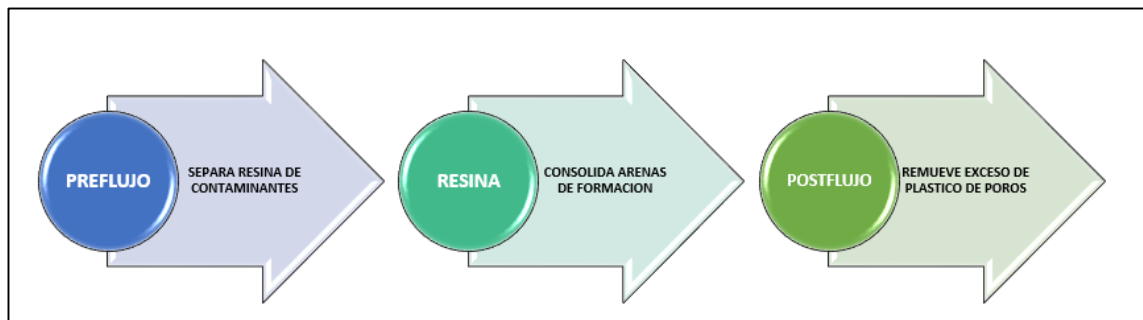
- Reducción de la permeabilidad de la formación.
- Costo por pie elevado, en comparación con otros métodos de control de arena.
- Aplicable a intervalos menores de 15 pies.

- Los materiales utilizados son peligrosos y tóxicos.

La técnica de consolidación plástica origina el aumento en la resistencia a la compresión de la formación, lo cual permite seguir produciendo a las tasas deseadas. Existen tres tipos de resinas utilizadas: epóxicas, furanos y fenólicas puras. Al entrar en contacto con la formación, la resina se encuentra en estado líquido y mediante un catalizador se logra la consolidación. Estos catalizadores pueden ser internos o externos, como se explicó anteriormente.

En los métodos de consolidación plástica se sigue la siguiente secuencia de inyección:

Figura 12. Secuencia de inyección



- **Preflujo**, es un fluido miscible cuya función es separar la resina de posibles contaminantes y limpiar la superficie de los granos de arena para proporcionar una mayor adherencia entre la resina y los granos.
- **Resina**, una vez que todos los fluidos contaminantes son removidos se procede a la inyección de la solución resinada en los poros de la formación, existe un desplazamiento inmisible hacia el preflujo. Esta solución se encuentra constituida por resina, solvente, agentes de cura y un catalizador o activador.
- **Postflujo**, es un fluido inmisible cuya función es remover el exceso de plástico de los poros. El postflujo es diseñado para controlar el espesor de la cubierta

plástica, por ende, el esfuerzo de compresión y la permeabilidad que resulta en la formación luego de aplicar el método.

Para contemplar la implementación del sistema de consolidación con resinas, se requiere cumplir en lo posible, con las siguientes condiciones:

- Buena cementación primaria, para evitar las filtraciones por detrás del revestimiento.
- Densidad de perforación de un mínimo de 4 disparos por pie, para reducir diferencial de presión y mejorar la distribución del plástico.
- Tener el sistema limpio, todos los sólidos que se encuentren para el momento del tratamiento quedarán adheridos en el sitio.
- Longitudes de intervalos menores de 15', debido a la dificultad operacional de posicionar los químicos en formaciones de mayor espesor.
- Permeabilidades mayores de 50 milidarcies.
- Temperaturas menores de 225 °F.
- Formaciones con contenido de arcilla menor de 10%.

2.4.4 Sistema grava resina. Este método de control de arena como su nombre lo indica, combina la técnica de empaque con grava y la consolidación plástica con resina. La mayoría de los sistemas grava - resina proporcionan esfuerzos de compresión entre las 2000 y 3000 libras de presión y a su vez mantener la permeabilidad en un 80%.

Ventajas:

- Los pozos se encuentran libres de obstrucción.
- Más efectivo que la consolidación plástica en intervalos largos o arenas arcillosas.
- Se obtienen mayores esfuerzos de compresión que con otros métodos.
- Menor valor que el método de consolidación plástica con resinas.

Desventajas:

- Todas las perforaciones cañoneadas deben ser cubiertas totalmente para así conseguir un empaque efectivo.
- Es requerido largo tiempo de taladro.
- No aplicable en intervalos mayores de 30 pies.
- La aplicación del sistema grava resina se encuentra limitado a pozos que sean capaces de aceptar suficiente grava y con temperaturas de formación menores de 250°F.

2.4.5 Liner ranurados y/o rejillas. La manera más sencilla de controlar la producción de arena en pozos horizontales es con la implementación de Liner ranurados o rejillas sin empaques con grava, esto dependiendo claramente del grado de consolidación de la arena presente en el yacimiento. Este mecanismo debe emplearse, sólo si se tiene una arena bien distribuida y limpia, con un tamaño de grano grande, porque de lo contrario las ranuras resultaran taponándose.

Estas herramientas actúan como filtros entre la formación y el pozo, puesto que el material de la formación se puentea a la entrada del Liner. Previenen la producción de arena basados en el ancho de las ranuras o aperturas para el flujo, creando así un filtro que permite la producción de los fluidos (ver figura 12).

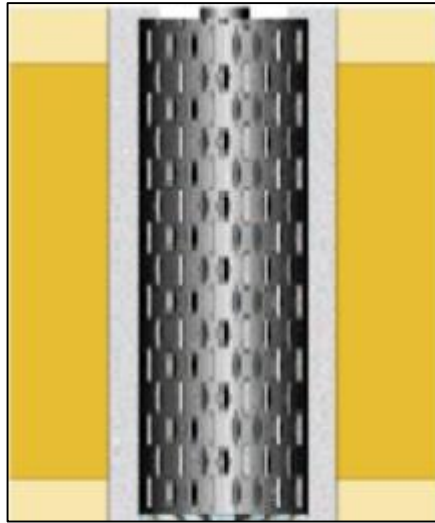
Dentro del diseño de las ranuras del Liner existen varios criterios para tener en cuenta, éstas en algunos casos, se dimensionan de tal manera que su tamaño duplique el diámetro del grano de arena de formación en el percentil cincuenta de la arena (D50). En otros casos se diseñan para que su tamaño triplique el percentil diez más pequeño de la arena (D10). Lo anterior es resultado de varios estudios, en los cuales se determinó que un grano de arena forma un puente en la abertura de una ranura cuyo tamaño sea dos o tres veces el diámetro del grano, siempre y cuando dos partículas traten de entrar en la ranura al mismo tiempo.

El problema más común que se presenta en la implementación de Liner ranurado o rejillas, es la corrosión de las ranuras antes de que ocurra el puenteo. Por otra parte, los puentes que se han formado no presentan estabilidad, entonces pueden romperse cuando se cambien las tasas de producción o en los arranques y cierres del pozo. Como consecuencia de la ruptura de los puentes formados, es posible que la arena de la formación se reordene, lo cual tiende a ocasionar obstrucción. Lo recomendable es que cuando se instalen estas herramientas, debe procurarse que el diámetro del Liner o rejilla sea lo más grande posible, con el fin de minimizar la magnitud de la reorganización que pueda ocurrir. Para que estas sean eficaces, generalmente se recomienda su utilización en formaciones de permeabilidad elevada, con baja presencia o ninguna arcilla, arenas limpias, cuyos granos sean grandes y bien distribuidos.

Si la formación presenta suficiente arcilla, los puentes de arena que se forman pueden taponar el Liner o las rejillas.

Otro factor de gran importancia es el económico. El Liner ranurado es menos costoso, pero presenta limitaciones de espesor mínimo de ranura y presentan menos área de flujo disponible. Por su parte, las rejillas pueden tener aberturas mucho más pequeñas y un área de flujo mayor, pero con un costo más elevado.

Figura 13. Rejilla o Liner ranurado



Fuente: SLIDE SHARE Control de arena [en línea] disponible en: <https://es.slideshare.net/davpett/control-de-arena>

2.4.6 Rejillas con Empaques con Grava. Los empaques con grava son el método de control de arena más utilizado en pozos de producción de petróleo, donde se encuentran arenas poco consolidadas.

Estas herramientas son filtros de fondo, para prevenir la producción no deseada de arena de formación. Se posiciona grava seleccionada, la cual actúa como filtro entre arena de formación y el Liner ranurado o rejilla, lo cual genera que la arena de formación se mantenga en su sitio, debido a la acción de la arena posicionada, la cual será sostenida por una rejilla o Liner.

La producción de un pozo está altamente relacionada con la selección de la grava a utilizar, ya que de la selección del tamaño de esta puede permitir que la arena de formación y la grava se mezclen, trayendo como consecuencia un área de baja permeabilidad, lo cual disminuye la productividad del pozo. El tamaño de la grava debe ser seleccionado de tal forma que la arena de formación se puente con poco o ningún movimiento de la arena dentro del empaque. La grava del empaque

colocada en las perforaciones y en el anular filtra la arena de la formación mientras que la rejilla o Liner filtra la arena del empaque con grava.

La técnica más adecuada depende de las características particulares del pozo.

En estas influyen aspectos tales como profundidad, espesor del intervalo, presión de la formación, etc. La pérdida de fluido durante el empaque con grava es un problema serio, sobre todo en las zonas de alta permeabilidad. Esta pérdida de fluido puede producir una variedad de mecanismos de daño tales como, problemas de escama por la interacción del agua de la formación con los fluidos perdidos durante la fase de completamiento, se puede presentar daño debido a la pérdida de fluidos altamente viscosos, o daño debido a la incapacidad de completar con fluidos limpios libres de partículas sólidas como carbonato de calcio o sal usados como aditivos para controlar pérdidas de fluidos, bombeados antes del empaque con grava, que pueden crear problemas de taponamiento del medio poroso por sólidos.

Esto también crea otros problemas durante la realización del trabajo de empaque, como, por ejemplo, un puente de la grava y falsa indicación del fin de la operación.

Estos empaques con grava es usualmente el tipo más exitoso de control de arena por una variedad de condiciones, sin embargo, tiene la desventaja de que requiere una inversión sustancial para el taladro, fluido de completamiento, el equipo de fondo de pozo, equipo de superficie y bombeo, y materiales.

La pérdida de fluidos durante el completamiento podría causar daño a la formación, puede producir erosión y/o corrosión de la rejilla o tubería debido a la arena que choca con la superficie expuesta y dificultad de implementar fluidos de estimulación a través del intervalo empacado. Al implementar el empaque con grava se utiliza en hueco abierto, se hace necesario perforar por debajo del zapato, repasar la sección del hueco abierto y entonces colocar una rejilla o Liner a lo largo del intervalo del

hueco abierto, para posteriormente circular la grava al anular, de tal forma que esta funcione como un dispositivo de retención de la grava y el empaque con grava como filtro de la arena de la formación.

Entre las desventajas del empaque en huecos abiertos, se presenta que, en zonas con grandes cantidades de arcilla y finos, los grandes volúmenes de fluido que contactan la formación durante la perforación y completamiento pueden causar daño.

Por otra parte, la estabilidad del hueco normalmente es un problema, por la dificultad de aislar fácilmente la producción de fluidos no deseables como agua y/o gas. Las rejillas o Liner pueden ser difíciles de remover para futuros trabajos en el pozo y la habilidad para controlar la colocación de tratamientos de estimulación es difícil.

2.4.7 Frac Pack. La técnica Frac Pack consiste en una combinación de la implementación de fracturamiento y empaque con grava (ver figura 13).

Para realizar el diseño de un Frac Pack, es necesario conocer los objetivos de su aplicación, ya que esto ayudará a determinar el diseño del completamiento

Entre los objetivos de esta técnica, se tiene:

- Disminuir el daño en las cercanías del pozo.
- Reducir la velocidad de flujo en el área de la cara de la formación.
- Minimizar las pérdidas de fluidos de completamiento de alta densidad, costosos y potencialmente dañinos.
- Crear un perfil de inyección uniforme.
- Reducir el factor de daño (skin).
- Incrementar el índice de productividad del pozo (IP).

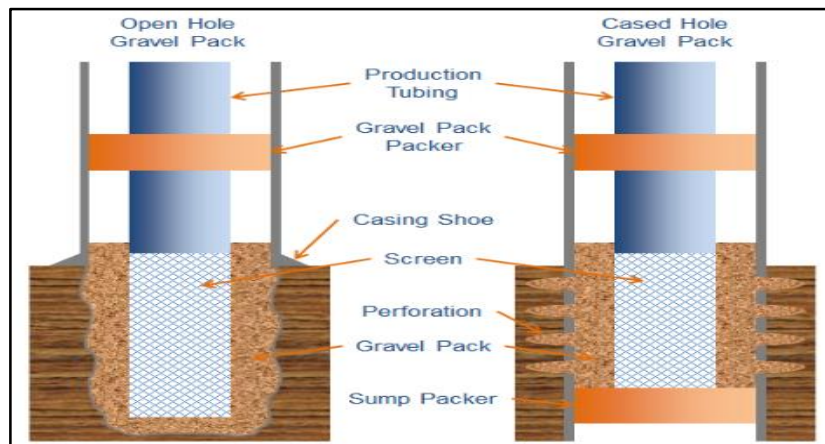
Una fractura corta y altamente conductiva es una solución práctica para algunas situaciones tales como pozos donde el daño a la formación es muy profundo, por lo que requeriría excesivos volúmenes de ácidos, en formaciones sensibles a ácido u otros fluidos reactivos y en formaciones donde el tipo de daño es desconocido causando incertidumbre en el diseño del tratamiento matricial, en areniscas poco consolidadas.

Los fluidos de fracturamiento deben poseer características específicas, tales como:

- Propagar la longitud de la fractura.
- Transportar el material propante.
- Maximizar el ancho de la fractura.
- Minimizar el daño en la conductividad de la fractura.

El tamaño y tipo de propante son críticos para el éxito del tratamiento. El material propante debe ser lo suficientemente grande para contribuir significativamente a la conductividad de la fractura, en el área cercana al pozo, donde controla las partículas de la formación.

Figura 14. Frac Pack



Fuente: DUNE FRONT [en línea] disponible en: www.Dunefront.com

3. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS

En los pozos de producción de petróleo del Campo Oso Pardo, se implementa como sistema de recobro el bombeo por cavidades progresivas. Una bomba de cavidad progresiva consiste en una maquina rotativa, compuesta por un rotor metálico, un estator cuyo material es elastómero generalmente, un sistema motor y un sistema de acoples flexibles. El motor transmite movimiento a una sarta a través de distintos engranajes, esta sarta hace girar el rotor, formando cavidades progresivas ascendentes. El crudo se desplaza hasta la superficie por efecto del rotor que gira dentro del estator fijo.

En los últimos años el sistema de bombeo por cavidades progresivas ha tenido un aumento en su implementación gradual como un mecanismo de extracción artificial común. Sin embargo este sistema es reciente, en comparación con otros métodos, como las bombas electro sumergible (ESP) o el bombeo mecánico.

Las bombas de cavidades progresivas se caracterizan por generar un caudal de fluido constante, aunque la presión de descarga varia, lo cual ofrece una gran ventaja. Adicionalmente se pueden bombear fluidos que contengan agua, arena y parafinas.

3.1 DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DEL SISTEMA

El Bombeo por Cavidad Progresiva, proporciona un método de levantamiento artificial que se puede utilizar en la producción de fluidos muy viscosos (crudos pesados) y posee pocas partes móviles por lo que su mantenimiento es sencillo.

Este sistema consta básicamente de un cabezal de accionamiento en superficie y una bomba de fondo compuesta de un rotor de acero, en forma helicoidal de paso simple y sección circular, que gira dentro de un estator de elastómero vulcanizado (ver figura 14).

La operación de la bomba es sencilla, a medida que el rotor gira excéntricamente dentro del estator, se van formando cavidades selladas entre las superficies de ambos, para mover el fluido desde la succión de la bomba hasta su descarga.

El estator va en el fondo del pozo enroscado a la tubería de producción con un empaque no sellante en su parte superior. El diámetro de este empaque debe ser lo suficientemente grande como para permitir el paso de fluidos a la descarga de la bomba sin presentar restricción de ningún tipo, y lo suficientemente pequeño como para no permitir el paso libre de los acoples de la extensión del rotor.

El rotor va roscado en las varillas por medio del niple espaciador o intermedio, las varillas son las que proporcionan el movimiento desde la superficie hasta la cabeza del rotor. La geometría del conjunto es tal, que forma una serie de cavidades idénticas y separadas entre sí. Cuando el rotor gira en el interior del estator estas cavidades se desplazan axialmente desde el fondo del estator hasta la descarga generando de esta manera el bombeo por cavidades progresivas.

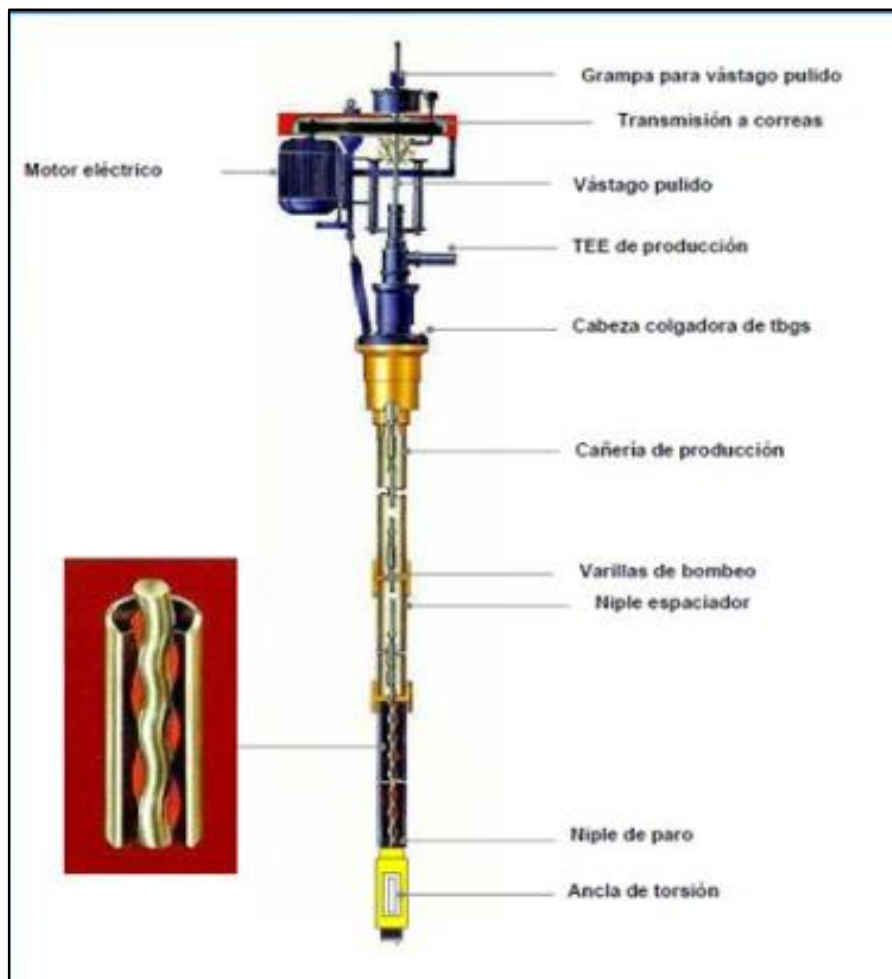
Debido a que las cavidades están hidráulicamente selladas entre sí, el tipo de bombeo es de desplazamiento positivo.

La instalación de superficie está compuesta por un cabezal de rotación, que está conformado, por el sistema de transmisión y el sistema de frenado. Estos sistemas proporcionan la potencia necesaria para poner en funcionamiento al a bomba de cavidades progresivas.

Otro elemento importante en este tipo de instalaciones es el sistema de anclaje, que debe impedir el movimiento rotativo del equipo ya que, de lo contrario, no existirá acción de bombeo. En vista de esto, debe conocerse la torsión máxima que puede soportar este mecanismo a fin de evitar daños innecesarios y mala operación del sistema.

El niple de asentamiento o zapato, en el que va instalado y asegurado al sistema de anclaje, se conecta a la tubería de producción permanentemente con lo cual es posible asentar y desasentar la bomba tantas veces como sea necesario.

Figura 15. Mecanismo bombeo por cavidades progresivas



Fuente: SLIDE PLAYER [en línea] disponible en: <http://slideplayer.es/slide/2980780/>

3.2 VENTAJAS DEL SISTEMA DE BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS

Los mecanismos de bombeo por cavidades progresivas poseen características particulares que lo diferencian a los demás métodos disponibles de levantamiento artificial, lo cual genera unas ventajas sobre estos. Dentro de sus cualidades más notorias esta su alta eficiencia, las cuales frecuentemente oscilan entre un 50 y 60%.

Otras ventajas que ofrece este sistema de levantamiento artificial son:

- Ideal para producción de crudos pesados (inferior a 20° API).
- Costos bajos con respecto a otros mecanismos de levantamiento artificial, esto gracias a la simplicidad y pequeñas dimensiones del cabezal de funcionamiento. En algunos casos la inversión es de hasta un 50% menor con respecto a los mecanismos convencionales de bombeo.
- Costos operativos bajos con respecto a otros mecanismos de levantamiento artificial, principalmente por el consumo de energía, el cual es mucho más bajo, las varillas de bombeo no se levantan solo giran.
- Facilidad y economía en su transporte, por las dimensiones de los equipos.
- Opera eficientemente en presencia de arenas, debido a la resiliencia del material del estator y al mecanismo de bombeo.
- No se presenta bloqueo del equipo ante la presencia de gas.
- Permite el Manejo de rangos amplios de producción, velocidades de operación recomendadas entre 25 y 500 rpm, lo que genera una relación de 20 a 1 en caudales de producción.
- Contribuye a la mitigación de producción de arena, ya que no genera pulsaciones en la formación cercana al pozo, evitando la alteración de la arena no consolidada.
- La producción a flujo constante hace más fácil la instrumentación del mecanismo.

- Ofrece mayor vida útil con respecto a otros mecanismos, debido al esfuerzo constante en la sarta con movimientos mínimos, disminuyendo el riesgo de fallas por fatiga y pesca de varillas de bombeo.
- Su tamaño pequeño requiere de espacios mínimos, lo que hace a estos equipos los ideales para instalar en locaciones con pozos múltiples y plataformas costa afuera.
- Bajo nivel de ruido e impacto visual, lo hace ideal para zonas urbanas, sin generar mayor contaminación visual y auditiva.
- Fácil y rápida instalación y operación.
- La simplicidad del mecanismo mejora el bombeo de gran variedad de fluidos.
- La tasa de bombeo puede ser regulada dependiendo las exigencias del pozo, variando la rotación en el cabezal, esto se logra realizando cambios de polea o utilizando un variador de rotación.
- Maneja un torque constante en la sarta de bombeo dentro del pozo, presenta menos fricción, reduciendo el consumo de energía, economizando hasta un 50% en comparación con otros mecanismos.
- Estos equipos permiten alcanzar altas tasas de bombeo, eliminando la necesidad de cambio de equipo cuando los pozos disminuyen o prestan variaciones en la producción.
- Ofrece riesgos mínimos para ocurrencias de accidentes, por su versatilidad y tamaño del mecanismo, de fácil manejo.
- La simplicidad del equipo reduce costos en mantenimiento, lubricación y cambio de partes.

3.3 DESVENTAJAS DEL SISTEMA DE BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS

El sistema de bombeo por cavidades progresivas también presenta algunas desventajas con respecto a los otros sistemas de levantamiento artificial. Entre estas se encuentran:

- Bajas capacidades de desplazamiento y levantamiento de la bomba.
- Poca compatibilidad de los elastómeros con algunos fluidos de producción, en especial con los que contienen componentes aromáticos. Los elastómeros pueden hincharse y deteriorarse con el contacto prolongado con ciertos fluidos.
- Resistencia a la temperatura máxima de 350°F – 178°C. temperatura recomendada de trabajo 280°F – 138°C.
- Cuando se obstruye la succión de la bomba, el equipo trabaja en seco, lo que puede generar daño del estator.
- Desgaste por contacto entre las varillas y la tubería de producción en pozos desviados.
- En caso de requerir algún trabajo de reparación o sustitución de la bomba, ya sea por falla o adecuación del sistema, se debe extraer la tubería de producción.
- No se tiene una medición directa del nivel de sumergencia, por ende, se puede quedar sin nivel de fluido en la columna, para realizar esta medición se requiere de un sensor o equipo externo. (Sonolog)
- Se requiere de equipo de W/S, para realizar la instalación o mantenimiento de este según la complejidad del trabajo a realizar.

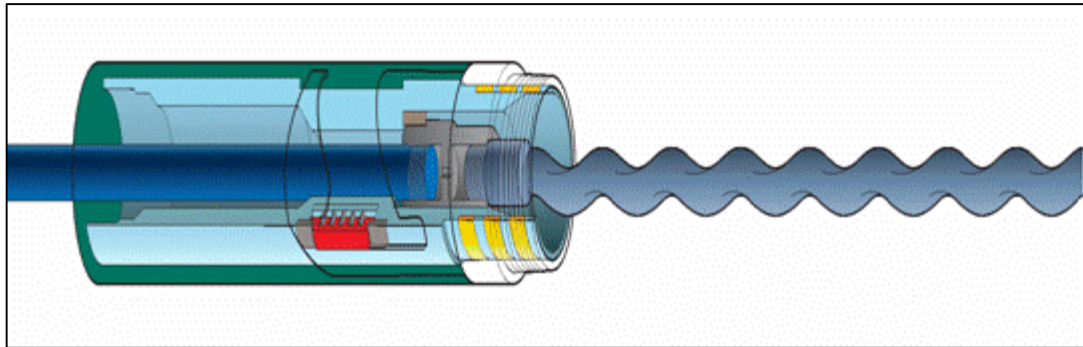
3.4 TIPOS DE INSTALACIÓN SISTEMA DE BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS

3.4.1. Instalación convencional. El sistema de instalación convencional (ver figura 16), procede inicialmente a bajar la tubería de producción, la cual se ancla con un

empaques. Luego de la fijación del empaque se baja el estator y rotor que son instalados de forma separada; este tipo de instalación consume más tiempo y en consecuencia mayor inversión. Las varillas que son las que transmiten el movimiento giratorio, son enroscadas al rotor generando el movimiento giratorio que el sistema exige para ponerse en marcha.

Este tipo de instalación hoy en día ya no es tan usual por el tiempo que requiere, ha venido siendo desplazada por la instalación insertable, la cual se describe a continuación.

Figura 16. Sistema de instalación convencional



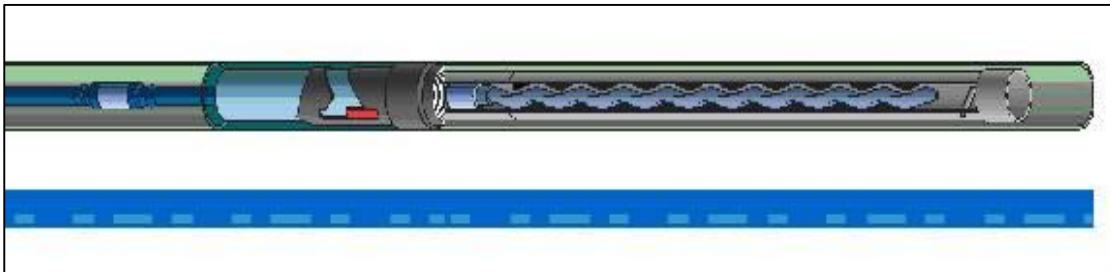
Fuente: MONOGRAFIAS Bombeo por cavidades progresivas [en línea] disponible en: www.monografias.com

3.4.2. Instalación Insertable. El sistema de instalación de bombas insertables (ver figura 17), el estator se baja al fondo del pozo juntamente con el resto del sistema de subsuelo. En otras palabras, la bomba completa es instalada con la sarta de varillas sin necesidad de remover la columna de tubería de producción, minimizando el tiempo de intervención y, en consecuencia, el costo asociado.

La bomba es la misma que en la configuración convencional, con la diferencia de que viene adaptada a un sistema de acople que permite obtener un equipo totalmente ensamblado como una sola pieza. Al rotor se le conecta una extensión

de varilla la cual sirve como apoyo al momento de espaciado de la bomba. Los acoples superior e inferior de esta extensión sirven de guía y soporte para la instalación de este sistema.

Figura 17. Sistema de instalacion insertable



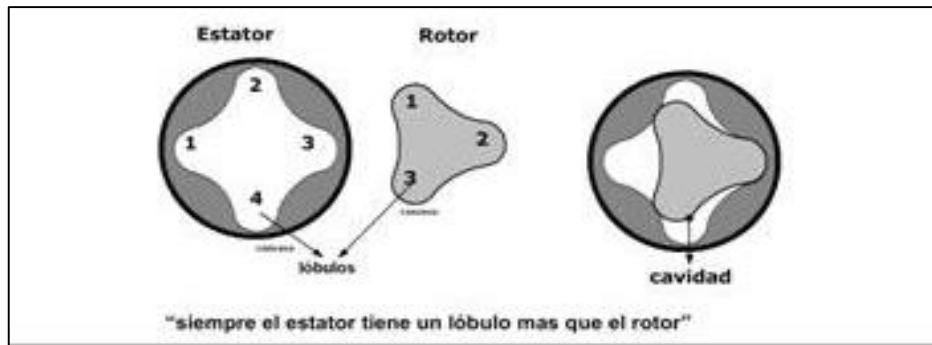
Fuente: MONOGRAFIAS Bombeo por cavidades progresivas [en línea] disponible en: www.monografias.com

3.5 GEOMETRÍAS

La geometría en el sistema de bombeo por cavidades progresivas, hace referencia a la relación de lóbulos entre rotor y estator (ver figura 18). Esto se define por los siguientes parámetros:

- Cada ciclo de rotación del rotor produce dos cavidades de fluido.
- El área y la velocidad de rotación son constantes, el caudal es uniforme; Esta acción de bombeo puede asemejarse a la de un pistón moviéndose a través de un cilindro de longitud infinita.
- El caudal es directamente proporcional al desplazamiento y a la velocidad de rotación.
- La capacidad de un sistema para vencer una determinada presión está dada por las líneas de sello hidráulico formados entre el rotor y el estator. Existen distintas geometrías en sistemas BCP/PCP y las mismas están relacionadas directamente con el número de lóbulos del estator y rotor (ver figura 19).

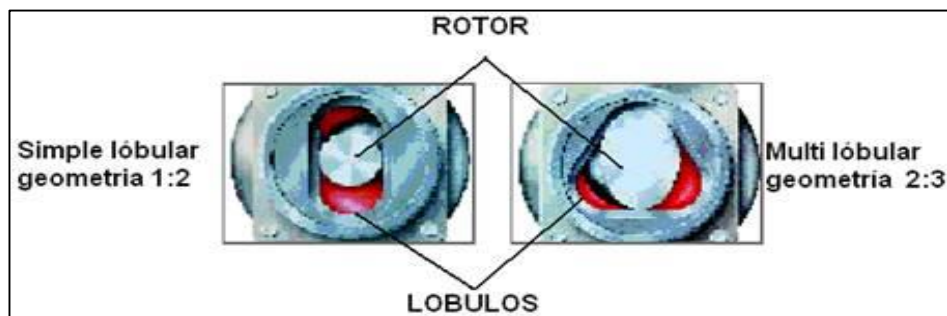
Figura 18. Esquema estator - rotor



Fuente: Bombeo por cavidades progresivas

La relación entre el número de lóbulos del rotor y el estator permite definir un sistema simple o multi lobular.

Figura 19. Relación número lóbulos rotor - estator



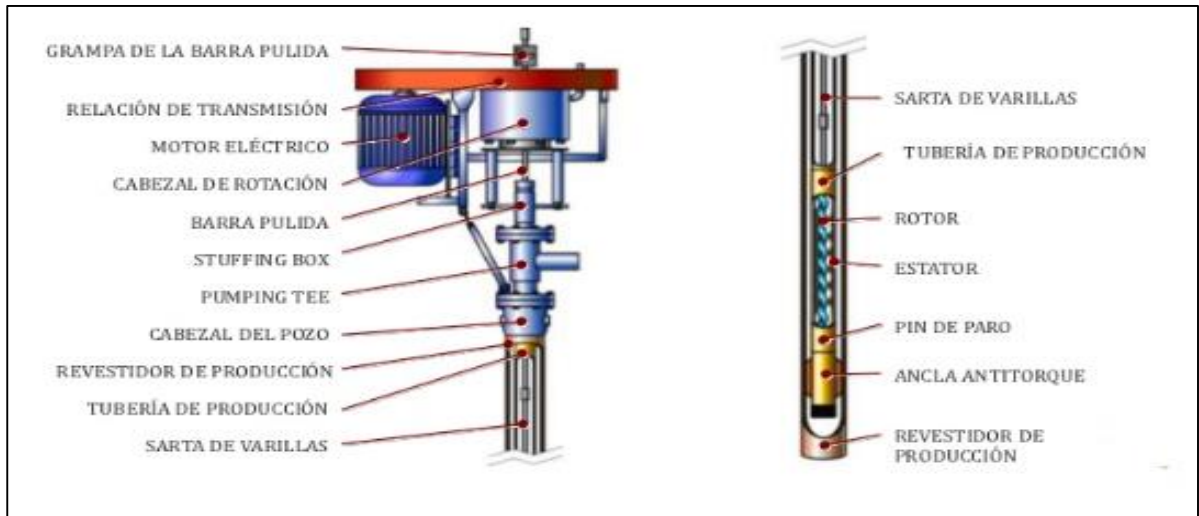
Fuente: Bombeo por cavidades progresivas

La distribución de efectos es dada por la cantidad de veces que la línea de sellos se repite, define el número de etapas de la bomba. Cada etapa está diseñada para soportar una determinada presión diferencial, por lo tanto, a mayor número de etapas, mayor es la capacidad para vencer una diferencial de presión.

3.6 EQUIPOS DE SUBSUELO Y EQUIPOS DE SUPERFICIE

El sistema de bombeo por cavidades progresivas está integrado por dos secciones de equipos: Equipos de Superficie y Equipos de Subsuelo (ver figura 20).

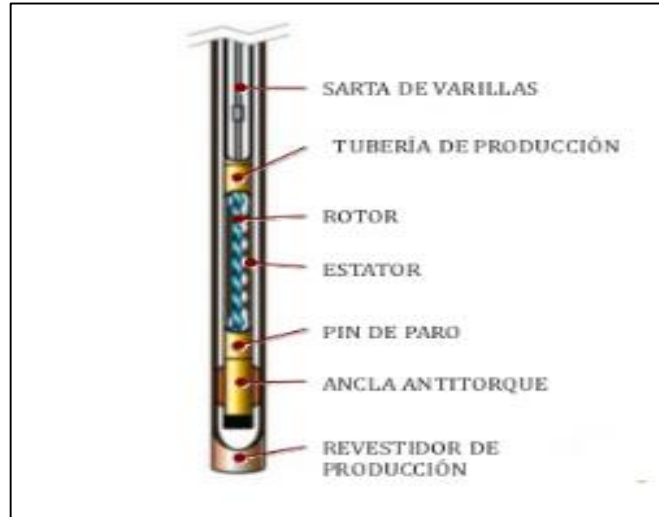
Figura 20. Equipo de superficie y subsuelo bombeo por cavidades progresivas



Fuente: MONOGRAFIAS Bombeo cavidades progresivas [en línea] disponible en:
<https://www.monografias.com/trabajos69/bombeo-cavidades-progresivas/bombeo-cavidades-progresivas2.shtml>

3.6.1 Equipos de Subsuelo

Figura 21. Equipo de subsuelo



Fuente: MONOGRAFIAS Bombeo cavidades progresivas [en línea] disponible en: <https://www.monografias.com/trabajos69/bombeo-cavidades-progresivas/bombeo-cavidades-progresivas2.shtml>

- **Tubería de producción:** tubería de acero que comunica la bomba de subsuelo con el cabezal y la línea de flujo. Se deben realizar conexiones con el máximo API, para prevenir el desenrosque de la tubería.
- **Sarta de varillas:** conjunto de varillas unidas entre sí por medio de cuplas formando una sarta (ver figura 22), que se introduce en el pozo y de esta forma se hace parte integral del sistema de bombeo de cavidad progresiva.

La sarta está situada desde la bomba hasta la superficie. Los diámetros máximos utilizados están limitados por el diámetro interior de la tubería de producción, utilizándose diámetros reducidos y en consecuencia cuplas reducidas, de manera, de no raspar con el tubing.

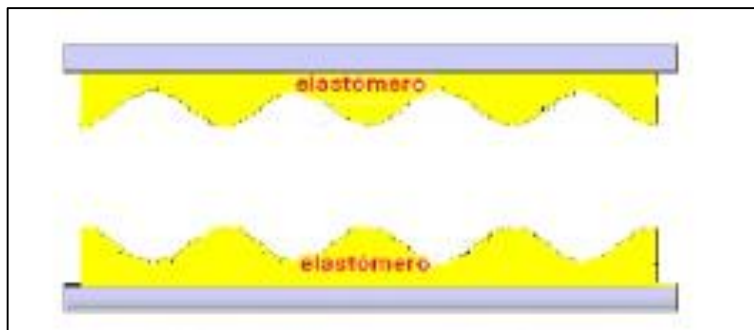
Figura 22. Varillas



Fuente: TENARIS [en línea] disponible en: www.tenaris.com

- **Estator:** Usualmente está conectado a la tubería de producción; consta de una hélice doble interna y moldeado a precisión, hecho de un elastómero sintético el cual está adherido dentro de un tubo de acero. En el estator se encuentra una barra horizontal en la parte inferior del tubo que sirve para sostener el rotor y a la vez es el punto de partida para el espaciamiento de este.
- **Elastómero:** Es una goma en forma de espiral y está adherida a un tubo de acero el cual forma el estator (ver figura 23). El elastómero es un material que puede ser estirado varias veces su longitud original teniendo la capacidad de recobrar rápidamente sus dimensiones una vez que la fuerza es removida.

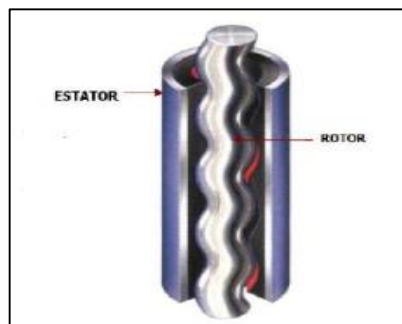
Figura 23. Elastómero



Fuente: PRODUCCIÓN DE CRUDO PESADO BLOG SPOT [en línea] disponible en: http://producciondecruoextrapesado.blogspot.com/p/blog-page_1.html

- **Rotor:** Suspendido y girado por las varillas, es la única pieza que se mueve en la bomba. Este consiste en una hélice externa con un área de sección transversal redondeada, tornada a precisión hecha de acero al cromo para darle mayor resistencia contra la abrasión (ver figura 24). Tiene como función principal bombear el fluido girando de modo excéntrico dentro del estator, creando cavidades que progresan en forma ascendente.

Figura 24. Estator - Rotor



Fuente: PERFOB Sistema slider perforación en el modo [en línea] disponible en: <http://perfob.blogspot.com/2018/04/sistema-slider-perforacion-en-el-modo.html>

- **Pin De Paro:** hace parte o componente de la bomba y va roscado al extremo inferior del estator (ver figura 25). Sus funciones son:
 - Hacer de Tope al rotor en el momento del espaciamiento, para que el rotor tenga el espacio suficiente para trabajar correctamente.
 - Servir de pulmón al estiramiento de las varillas, con la unidad funcionando como succión de la bomba.

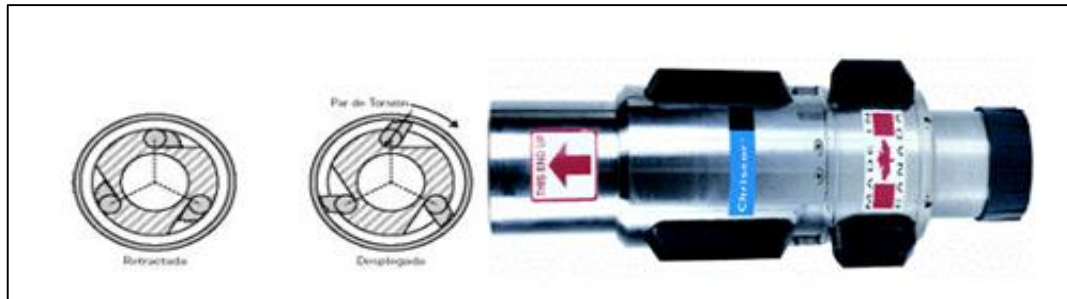
Figura 25. Pin de paro



Fuente: SLIDE SHARE Bombeo por cavidades progresivas [en línea] disponible en:
<https://es.slideshare.net/william-alexander/bombeo-por-cavidades-progresivas>

- **Ancla Antitorque:** Al girar la sarta en el sentido de las agujas del reloj, se realiza la acción de girar la columna también hacia la derecha, es decir hacia el sentido de desenrosque de la tubería. A esto se suman las vibraciones producidas en la columna por las ondas ocasionadas por el giro del rotor dentro del estator, vibraciones que son mayores cuanto más profunda es la instalación de la bomba. La combinación de estos efectos puede producir el desprendimiento de la tubería de producción, el ancla de torsión (ver figura 26) evita este problema. Cuanto más la columna tiende al desenrosque, más se ajusta el ancla. Debe ir siempre instalada debajo del estator.

Figura 26. Ancla Antitorque



Fuente: ACLINAR funcionamiento del ancla de tubing pump anchor [en línea] disponible en: <https://www.aclinar.com/single-post/2016/06/27/Funcionamiento-del-ancla-de-tubing-pump-anchor>

Es el elemento de la columna donde el esfuerzo de torsión es mayor, no siempre es necesaria su instalación, ya que en bombas de menor caudal a bajas velocidades y profundidades no se tienen torques importantes y no se producen grandes vibraciones. No obstante, es recomendable en todos los casos.

Otros elementos de subsuelo que se pueden encontrar en algunos sistemas de bombeo por cavidades progresivas son:

- **Centralizador:** Puede ser un componente adicional, sin embargo, tiene mayor uso en especial para proteger las partes del sistema.
El tipo de centralizadores es el "no soldado". Empleado en la tubería con el propósito de minimizar el efecto de variaciones y a la vez para centralizar la bomba dentro de la tubería de producción.
- **Niple Intermedio o Niple Espaciador:** Su función es la de permitir el movimiento excéntrico de la cabeza del rotor con su cupla o reducción de conexión al trozo largo de maniobra o a la última varilla, cuando el diámetro de la tubería de producción no lo permite. En este caso es imprescindible su instalación.
- **Trozo De Maniobra:** Es muy importante instalar un trozo de esta medida inmediatamente por encima del rotor, en lugar de una varilla, cuando gira a

velocidades superiores a las 250 RPM. Cuando se instala una varilla, debido a su longitud y al movimiento excéntrico del rotor que se transmite directamente a ella, tiende a doblarse y rozar contra las paredes de la última tubería de producción. El trozo de maniobra, al ser menos de la mitad del largo de la varilla, se dobla menos o no se dobla, dependiendo de su diámetro.

- **Niple Asiento:** es una pequeña unión sustituta que se corre en la sarta de producción. Permite fijar la instalación a la profundidad deseada y realizar una prueba de hermeticidad de cañería. En bombas insertables el mecanismo de anclaje es mediante un mandril a copas que permite utilizar el mismo niple de asiento que una bomba mecánica, evitando en un futuro el movimiento de instalación de tubería de producción al momento de cambiar el sistema de extracción.
- **Mandril A Copas:** Permite fijar la instalación en el niple de asiento y produce la hermeticidad entre la instalación de tubería de producción y el resto del pozo.
- **Zapato probador de hermeticidad:** En caso de ser instalado (altamente recomendado), se debe colocar siempre arriba del niple intermedio. Para poder probar la integridad de toda la tubería y además como su diámetro interno es menor que el de la tubería de producción no permite el paso de centralizadores a través de él. Para algunas medidas de bomba, no se puede utilizar, porque el pasaje interior del mismo es inferior al diámetro del rotor impidiendo su paso en la bajada.
- **Filtro:** Se utiliza para evitar, (en el caso de rotura de estator con desprendimiento de elastómero), trozos de tamaño regular del mismo, pueden estar dentro del espacio anular. Una vez cambiada la instalación de fondo, estos pedazos de elastómero podrán ser recuperados con equipo especial y no permanecerán en el pozo donde se corre el peligro que sean succionados nuevamente por la bomba.

3.6.2 Descripción y Análisis del Equipos de superficie. Una vez definidos los parámetros de operación necesarios para operar el equipo de subsuelo del

mecanismo PCP, es necesario dimensionar correctamente los equipos de superficie que sean capaces de suministrar la energía requerida por el sistema.

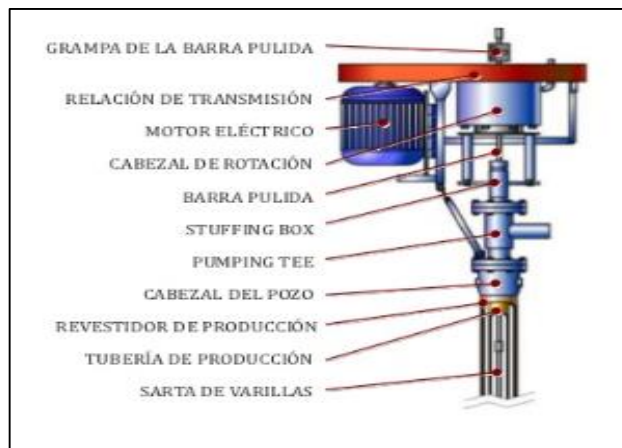
Estos equipos deben realizar las siguientes funciones:

- Suspender la sarta de varillas
- Soportar la carga axial del equipo de fondo
- Entregar la torsión requerida
- Rotar al vástago a la velocidad requerida
- Prevenir la fuga de fluidos en la superficie.

Los componentes de superficie se dividen en tres sistemas principales que son:

- Cabezal de rotación
- Sistema de transmisión
- Sistema de frenado.

Figura 27. Equipos de superficie



Fuente: SLIDE SHARE Bombeo por cavidades progresivas PCP Grupo H1 [en línea] disponible en: <https://es.slideshare.net/Dicarito2/bombeo-por-cavidades-progresivas-pcp-grupo-h1>

- **Cabezal de rotación.**

El cabezal de rotación debe ser diseñado de tal manera que tenga la capacidad para manejar las cargas axiales de las varillas, el rango de velocidad a la cual debe funcionar, la capacidad de freno y la potencia necesaria para el correcto funcionamiento del sistema de levantamiento.

Este es un equipo de accionamiento mecánico instalado en la superficie directamente sobre la cabeza de pozo. Consiste en un sistema de rodamientos que deben soportar la carga axial del sistema, un sistema de freno que puede ser mecánico o hidráulico, debe estar integrado a la estructura del cabezal o ser un dispositivo externo (ver figura 28). Algunos cabezales incluyen un sistema de caja reductora accionado por engranajes mecánicos o poleas y correas.

La torsión se halla transferida a la sarta de varillas mediante una mesa porta grampa. El movimiento de este dentro del eje hueco permite el ajuste vertical de la sarta de varillas de succión. El peso de la sarta de varillas se halla suspendido a una grampa, provisto de pernos. La barra se puede levantar a través del cabezal a fin de sacar el rotor del estator y lavar la bomba por circulación inversa.

Figura 28. Cabezal de una Bombeo por cavidades progresivas



Fuente: MONOGRAFIAS Bombemo cavidades progresivas [en línea] disponible en: <https://www.monografias.com/trabajos69/bombeo-cavidades-progresivas/bombeo-cavidades-progresivas2.shtml>

- **Sistema de transmisión.**

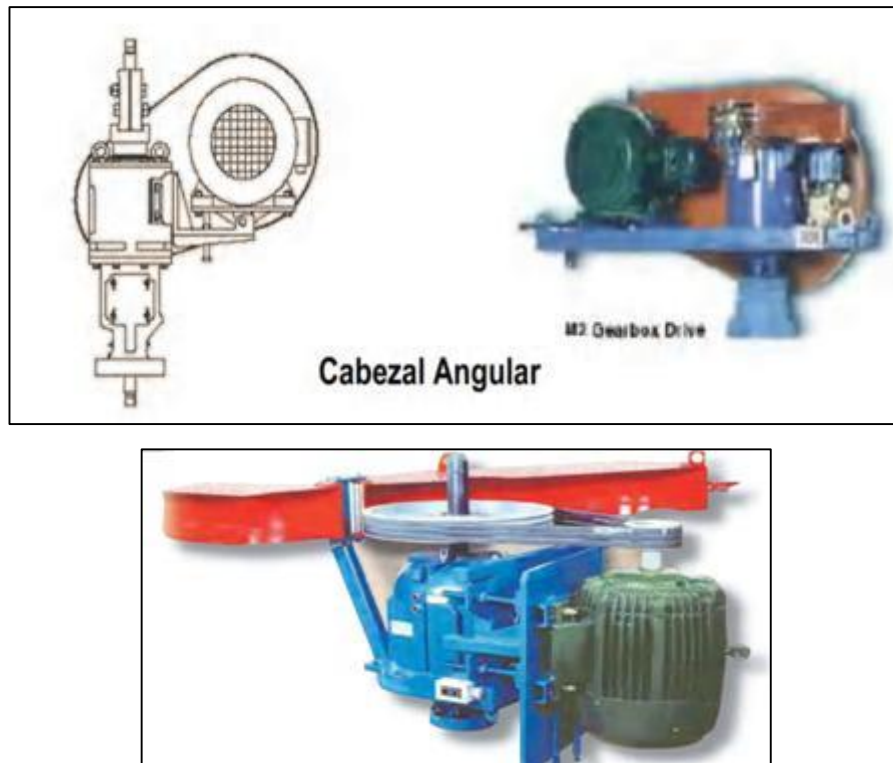
El sistema de transmisión se conoce el dispositivo utilizado para transferir la energía, desde la fuente de energía primaria (motor eléctrico o de combustión interna) hasta el cabezal de rotación.

Para la transmisión de torsión de una máquina motriz a una máquina conducida, existen al menos tres métodos muy utilizados: Transmisión con engranajes, correas flexibles de caucho reforzado y cadenas de rodillos (ver figura 29).

Para seleccionar el método adecuado para implementar, se deben tener en cuenta variables como la potencia, posición de los ejes, relación de transmisión, sincrónica, distancia entre ejes y costos.

En la mayoría de las aplicaciones donde el sistema requiere bajas velocidades de rotación (menores a 150 RPM), es usual utilizar cabezales con caja reductora interna (de engranaje) con un sistema alternativo de transmisión, como correas y poleas. Lo anterior, se desarrolla con el fin de no forzar al motor a trabajar a muy bajas RPM, lo que traería como resultado la falla de este a corto plazo.

Figura 29. Sistema de correas y poleas



Fuente: MONOGRAFIAS Bombemo cavidades progresivas [en línea] disponible en: <https://www.monografias.com/trabajos69/bombeo-cavidades-progresivas/bombeo-cavidades-progresivas2.shtml>

- Sistema de Freno

Después de la generación de rotación a la sarta de varillas, la segunda función principal del cabezal es la de frenado que requiere el sistema. Cuando un sistema de bombeo por cavidades progresivas está en operación, una gran cantidad de energía se acumula en forma de torsión sobre las varillas.

Si el sistema se para repentinamente, la sarta de varillas de bombeo libera esa energía girando en forma inversa para liberar torsión. Adicionalmente, a esta rotación inversa se le suma la producida debido a la igualación de niveles de fluido en la tubería de producción y el espacio anular, en el momento de la parada. Durante

ese proceso de marcha inversa, se puede alcanzar velocidades de rotación muy altas.

Al perder el control de la marcha inversa, las altas velocidades pueden causar severos daños al equipo de superficie, desenrosque de la sarta de varillas y hasta la ruptura de la polea el cabezal, generando un alto potencial de riesgo de accidente con afectación al operador.

El sistema de frenado tiene las siguientes características:

- Tener la capacidad requerida para manejar conjuntos de alta potencia con bombas de gran dimensión.
- El motor hidráulico que equipa el cabezal es de alta eficiencia y respuesta inmediata en ambos sentidos de giro.
- El manifold comando permite un rango de regulación según las exigencias del equipo. Ya que se puede optar por un freno progresivo, así evitando aprisionamiento de la bomba de fondo.
- El freno de disco asegura una mejor dispersión del calor generando un frenado prolongado.
- Las pastillas del freno se pueden reemplazar fácilmente en el campo por el buen acceso al caliper de freno que se tiene.
- El freno funciona automáticamente tan pronto como hay rotación inversa y la velocidad se puede ajustar fácilmente por el alto rango de regulación que consta el manifold comando.

De los frenos utilizados se pueden destacar los siguientes:

Freno de accionamiento por fricción: Compuesto de un sistema de disco y pastillas de fricción, accionadas hidráulica o mecánicamente cuando se ejecuta el giro a la inversa. La mayoría de estos sistemas son instalados externamente al cuerpo del cabezal, con el disco acoplado al eje rotatorio que se ajusta al eje del

cabezal. Este tipo de freno es utilizado generalmente para potencias transmitidas menores a 75 HP

Freno de accionamiento Hidráulico: Es muy utilizado debido a su mayor eficiencia de acción. Es un sistema integrado al cuerpo del cabezal que consiste en un plato rotatorio adaptado al eje del cabezal que gira libremente en el sentido de las agujas del reloj. Al ocurrir la marcha hacia atrás, el plato acciona un mecanismo hidráulico que genera resistencia al movimiento inverso, lo que permite que se reduzca considerablemente la velocidad inversa y se disipe la energía acumulada.

3.7 CRITERIOS DE DISEÑO – SELECCIÓN DE LA BOMA

Para la selección de una bomba de un sistema de levantamiento por cavidades progresivas, se deben tener en cuenta las variables, que enmarcarían esta selección. Entre estas variables se encuentran:

- Caudal de extracción.
- Profundidad zona productora.
- Diámetro del revestimiento.
- Propiedades del fluido producido (BSW, arenas, viscosidad, etc.)

Una vez definidas las variables mencionadas, se entra a determinar las variables de diseño de la bomba:

- Geometría (sencilla o multi lóbulos)
- Numero de etapas.
- Diámetro del tubing.
- Diámetro de las varillas de bombeo.
- Tipo de elastómero.

Adicionalmente, existe otra variable que se debe tomar en cuenta al momento del diseño y selección de la bomba, y es la interferencia entre rotor y estator. Es considerada una de las variables más importantes durante el diseño, de esta depende la prolongación del tiempo de vida útil del sistema.

Después de varias mejoras con el desarrollo tecnológico de los sistemas de bombeo por cavidades progresivas, existen en el mercado equipos con una capacidad de producción de 5.000 BPD y una capacidad de presión hasta de 4.350 PSI.

Existen disponibles diferentes diámetros de bombas (entre 1,66" hasta 6 5/8" de OD), las cuales son adaptadas a las diferentes tuberías de producción (entre 2 3/8" hasta 5 1/2" de OD). En cuanto a las conexiones, estas se pueden adaptar a cualquier conexión disponible en el mercado (EUE, LTC, etc.).

El tipo de bomba es seleccionado de acuerdo con:

- Perfil del pozo.
- Completamiento del pozo.
- Datos del yacimiento.
- Propiedades fisicoquímicas del fluido.
- Torque disponible en superficie.

Un detalle a tener en cuenta para el diseño del equipo es definir el diámetro mínimo (drift) de la tubería de producción, esto se determina con el movimiento excéntrico de la cabeza del rotor.

4. ANÁLISIS Y DESARROLLO DE TRABAJOS REALIZADOS AL POZO OSO PARDO 2

Durante el desarrollo productivo del pozo Oso pardo 2, se han evidenciado altas tasas de producción de arena, lo que ha generado la parada total del pozo por daños y/o atascamientos en el equipo de Bombeo por cavidades progresivas. Para subsanar esta situación, se han realizado operaciones de intervención, con el fin de reanudar la producción normal del pozo.

Se realizó un análisis sobre el equipo PCP requerido para la puesta en producción teniendo en cuenta los antecedentes operativos, de producción de arenas y bajo IP. Se identificó que la arena producida proviene de la formación Umir, problemática planteada para el desarrollo de este trabajo.

Debido a lo anterior en este capítulo se describirá el último trabajo de intervención realizado al pozo Oso pardo 2, donde se evidencia daño en los equipos de Bombeo por cavidades progresivas, debido a la alta producción de arena.

4.1 INFORMACIÓN POZO OSO PARDO 2

A continuación, se relacionan los datos generales del pozo Oso Pardo 2, describiendo equipos tanto de superficie como los equipos de fondo.

4.1.1 Equipo de superficie Seleccionado. El equipo de superficie del sistema de bombeo por cavidades progresivas, instalado en el pozo Oso Pardo 2, está compuesto por:

Tabla 1. Descripción Cabezal pozo Oso Pardo 2

CABEZAL	
FABRICANTE	OIL LIFT
MODELO	G2000HS
SERIAL	G2-0175HT
RELAC. TRANS	3.65:1
DIAMETRO EJE HUECO	1-1/2"

Tabla 2. Descripción motor eléctrico pozo Oso Pardo 2

MOTOR ELECTRICO	
FABRICANTE	SIEMENS
MODELO	444T
SERIAL	NO TIENE
POTENCIA	100 HP
CORRIENTE	127 AMP
VOLTAJE	460
RPM	1188
FRECUENCIA	60
 AISLAMIENTO	IP55
No. POLOS	6

Tabla 3. Descripción variador Pozo Oso Pardo 2

VARIADOR	
FABRICANTE	UNICO 1100
POTENCIA	100 HP
CORRIENTE	154 AMP
SERIAL	889435

4.1.2 Equipo de fondo. El equipo de fondo del sistema de bombeo por cavidades progresivas, instalado en el pozo Oso Pardo 2, está compuesto por:

Tabla 4. Equipo de fondo BCP pozo Oso pardo 2

SARTA DE TUBERIA						
CANTIDAD	DESCRIPCION	LONG. (FT)	ID (PULG)	OD (PULG)	DESDE (FT)	HASTA (FT)
	ROTARY TABLE ELEVATION	17	NA	NA	0	17
1	TUBING HANGER 7-1/16"	0,62	2,992	7,063	17	17,62
127	TUBING 3-1/2", N80, 9,3 LBS/FT	3979,97	2,992	4,5	17,62	3997,59
1	XO COUPLING 2-7/8" EU X 3-1/2" EU	0,46	2,875	4,5	3997,59	3998,05
1	TUBING EXTENSION 2-7/8" EUE PIN	9,64	2,441	2,875	3998,05	4007,69
1	ESTATOR PCP LIFT 10-1800 E2 2-7/8" EUE BOX-BOX	17,75	NA	3,5	4007,69	4025,44
1	PIN DE PARO 2 7/8"	0,57	NA	3,1	4025,44	4026,01
1	XO COUPLING 2-7/8" EU X 3-1/2" EU	0,46	2,441	4,5	4026,01	4026,47
1	TUBING JOINT 3-1/2"	30,61	2,992	3,5	4026,47	4057,08
1	ANCLA TORQSTOPPER 7"	1,15	2,992	5	4057,08	4058,23
1	SLEEVE TUBING PLUG 3 1/2"	1,07	NA	4,45	4058,23	4059,3

4.1.3 Estado mecánico pozo Oso pardo 2. Los siguientes son los datos del estado mecánico del pozo oso Pardo 2:

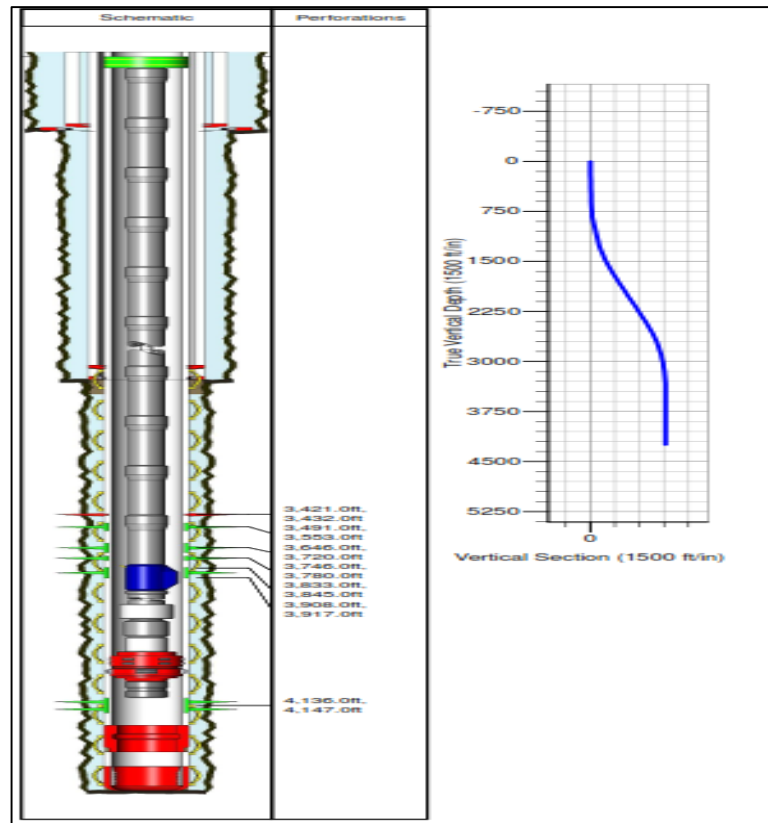
Tabla 5. Estado mecánico pozo Oso pardo 2

REVESTIMIENTO Y TUBING								
TIPO	DIAMETRO (PULG)	PESO (LBS/FT)	GRADO	ID (PULG)	DRIFT (PULG)	JUNTAS	DESDE (FT)	HASTA (FT)
CASING	13 3/8	61	K55	12,515	12,359	12	0	468
CASING	9 5/8	47	P110	8,921	8,765	58	0	2388
CASING	7	26	P100	6,366	6,151	143	0	4294
TUBING	3 1/2	9,3	N80	2,992	2,867	127	17,62	3997,59

Tabla 6. Intervalos perforados pozo Oso pardo 2

INTERVALOS PERFORADOS						
FORMACION	BASE (FT)	TOPE (FT)	ESTADO	BASE (FT)	TOPE (FT)	ESTADO
UMIR 0	3511	3491	ABIERTO	3532	3511	ABIERTO
UMIR 0	3553	3532	ABIERTO	3688	3667	ABIERTO
UMIR 1	3667	3646	ABIERTO	3713	3703	ABIERTO
UMIR 1	3703	3688	ABIERTO	3780	3765	ABIERTO
UMIR 1	3720	3713	ABIERTO	4147	4146	CERRADO
UMIR 2	3752	3746	ABIERTO			
UMIR 2A	3845	3833	ABIERTO			
UMIR MAKER	3917	3907	ABIERTO			

Figura 30. Estado Mecánico Oso Pardo 2



4.2 DESARROLLO DE TRABAJO DE WORKOVER POZO OSO PARDO 2

Inicialmente se descargan las presiones del tubing y del anular. Se procede a tensionar la sarta, alcanzando una tensión máxima de 60 klbs, liberando el rotor del estator. Peso de la sarta 11 klbs.

Bombee 200 bls de salmuera por el anular obteniendo retorno por el tubing, se inicia a recircular el pozo. Se presuriza el anular hasta alcanzar 450 psi, verifica presiones en tubing, observando presiones igualadas. Se procede a descargar el anular manteniendo una presión de 50 psi.

Se tensiona cabezal y procede a destorquear tornillería, retira cabeza de G2000 y motor eléctrico. Realiza POOH de la sarta de varilla convencional de 1" grado D78.

Se realiza el POOH de toda la sarta de varillas, encontrando (ver figura 31):

- Salen 21 centralizadores PL5 1" x 3-1/2" tbg.
- Evidencia desgaste radial en 15 coupling de 1".
- Barra lisa presenta dobles en punta superior.
- Evidencia trazas de sólidos en el cuerpo de la varilla.
- Rotor PCP no presenta perdida de cromo ni señales de mal espaciamento.

Figura 31. Equipo recuperado Oso Pardo 2



Fuente: WORKOVER Reporte pozo Oso pardo 2

Personal de Workover instala mesa rotaria, posiciona, instala y realiza prueba de preventoras, adecua herramientas para manejo de tubería de 3 1/2". Instala polea guía para el cable del sensor e inicia POOH de tubing.

Realiza POOH de 126 juntas de 3 1/2" EUE, retira Caliper y sensor de fondo. Realiza POOH del BHA, saliendo:

- Coupling 3-1/2" EUE.
- Estator PCP PCM 24 E 2000 elastómero 159.
- Pin de paro 3-1/2" EUE.

- Ancla Torquestopper TX
- Sleeve tubing plug 3-1/2" EUE

En el BHA se encontraron (ver figura 32):

- Halló trozos de elastómeros y sólidos en el fondo de la Sleeve tubing plug.
- En la descarga del estator se encuentra alambre.
- Prueba ancla de torque observa que no tiene agarre continuo.
- No se evidencia elastómero desgarrado en la succión ni en la descarga del estator.
- Pin de paro no evidencia señales de trabajo metal – metal en el pasador.
- Sleeve tubing plug sale Full open y pines de fractura rotos.
- Parte externa de los accesorios del BHA PCP salen con scale.

Figura 32. BHA recuperado pozo Oso Pardo 2



Fuente: WORKOVER Reporte pozo Oso pardo 2

Se realiza limpieza en la mesa y se inicia RIH de sarta de producción con cuello dentado para tocar fondo. Encuentra fondo @ 4124.9 ft (fondo real @ 4208 ft). 83 ft de arena. Se prepara píldora y circula pozo hasta lavar la totalidad de los sedimentos encontrados. Realiza POOH de sarta con cuello dentado hasta superficie.

Procede a realizar el arme del BHA del sistema de bombeo por cavidades progresivas,

Ingresa al pozo BHA: PCP y realiza prueba de ancla Antitorque, con éxito. Conecta primera parada de tubing al BHA e instala manguera de bomba para realizar prueba hidrostática con 1200 psi, manteniendo durante 10 min, observando integridad en el sistema.

Realizo RIH de sarta de producción y BHA PCP, realizando pruebas hidrostáticas, Procede a romper los pines de la Sleeve Tubing Plug con 2000 psi. Se bombea con alto caudal para verificar que el sistema no eleve presión, presentando retorno por el anular. Prueba exitosa. Se retiran herramientas de manejo y set de preventoras.

Se verifica punto de asentamiento del ancla ubicada de 4057 ft a 4058.2 ft, zona libre de intervalos cañoneados. Conecta pup joint de tubing 3-1/2" por encima del tubing hanger y tensiona sarta. Se gira una vuelta en sentido horario con llaves de tubo, hasta tomar torque suficiente. Finalmente se descarga colgador sobre el tubing head spool. Peso de la sarta 49 Klbs.

Se Instaló BOP composite, se ajusta tornillería. Se Instala llave hidráulica y herramientas de izaje de varilla de 1". Verifica medida del rotor PCP, conecta a pony de 4" y deja ubicado sobre plato de rotores. Se instala primera varilla a rotor e inicia corrida de varillas, hasta tocar pin de paro.

Se procede a realizar procedimiento de espaciamento, verificando tres veces pin de paro coincidiendo con el punto 0. Se mide la distancia al completar el procedimiento sumando 22 ft.

Se iza cabezal en conjunto con la barra lisa y se instalan en la boca del pozo. Torque tornillería del cabezal. Procede a realizar conexiones eléctricas al VDF y motor del cabezal rotación. Instala líneas de producción.

Se arranca el pozo con los siguientes parámetros de operación: 50 RPM, 10%T, 170 lb/ft, 48 AMP, 649 VDC, 60 VAC, 1 HP, 0 PSI THP, 0 PSI CHP.

Se aumenta velocidad de la bomba progresivamente hasta alcanzar 120 rpm, y realiza toma de nivel del pozo, obteniendo:

- Sumergencia efectiva 3267 ft.
- Sumergencia total 3267 ft.
- Nivel 710.7 ft.
- PIP 1053.7 PSI.
- PBHP 940.5 PSI.
- Gas flow 0.
- % liquido 100

Datos de operación: 120 rpm, 50 amp, 5 Hp, 212 lbs/ft, 13% de torque, 159 volt, THP 0 psi, CHP 3.2 psi.

4.3 RECIRCULACIÓN DE FLUIDOS O FLUSHING.

Método utilizado en campo, ante el evento de un atascamiento de bomba, pérdidas de Producción por el no aporte en superficie asociados a problemas de arenamiento.

Flushing es una operación en la cual se circulan o se inyectan fluidos de producción (Agua/Aceite) de manera directa (Tubing) o inversa (Anular); lo anterior buscando

realizar limpieza de finos (sedimentos/arenas) almacenados junto a los perforados o zonas productoras de hidrocarburos.

Equipos requeridos:

Según facilidades con las cuales se cuente en superficie se debe disponer de una logística necesaria:

- Tanques de almacenamiento para fluidos (Agua/Aceite)
- Bomba reciprocante
- Líneas de flujo o mangueras
- Accesorios/Acoples
- Herramienta de mano
- Choke ajustable
- Manómetros
- Personal calificado en medición.

Descripción de la operación:

Según necesidad del sentido de flujo para realizar el “Flushing” (reversa o directa): se debe revisar y registrar de manera preliminar los parámetros de operación: Presión en Casing y Presión en Tubing, para lo cual, la Presión del sentido de flujo o de inyección, deberá estar por encima de la presión de descarga entre: 10 y 20 Psi; (presión Mínima) presiones iniciales de CHP o THP, según sea el caso.

Se debe asegurar que el Choke y/o válvulas intervinientes en la operación trabajen “Full Open”: Manejando la Presión del sistema desde la Válvula reguladora de descarga o de la bomba utilizada (Ver líneas abajo)

Figura 33. Líneas de trabajo Flushing



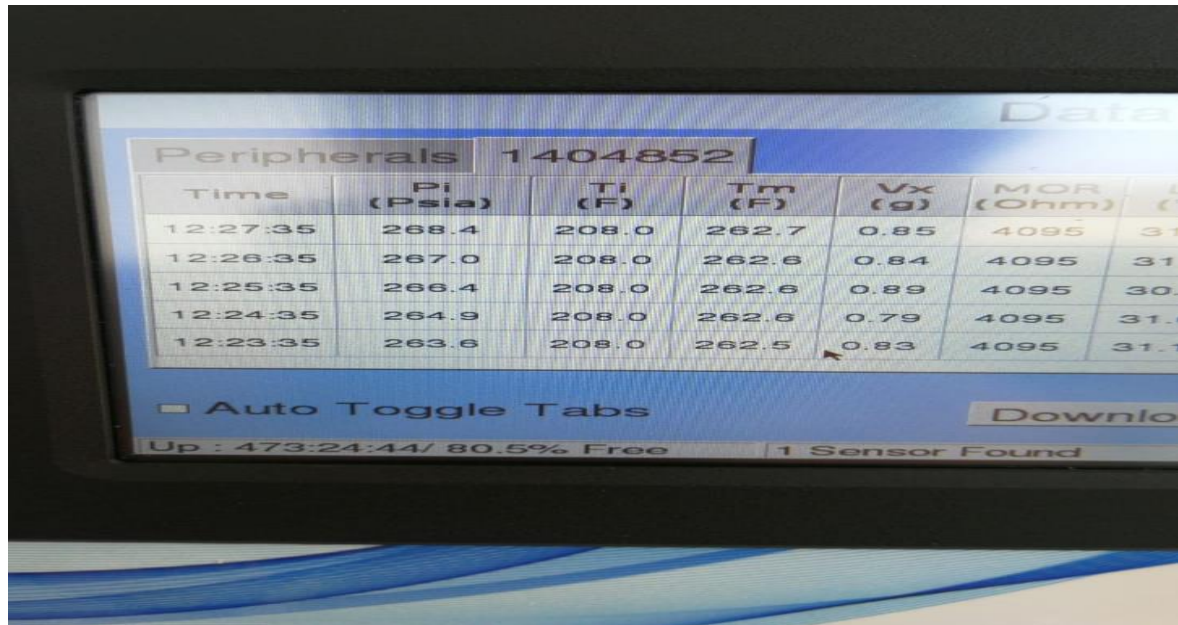
Las corrientes de fluido pueden ser distribuidas según diagrama de flujo y serán reguladas por un diferencial de presión buscando tener siempre la: $(P_d > \text{CHP/THP})$. Las líneas se deben mantener presurizadas o empaquetadas para contar con un flujo de Caudal estable. (Cerrando el resto de las válvulas no intervinientes en la inyección)

Figura 34. Líneas de trabajo Flushing



Para el manejo de la medición de las corrientes de fluidos, se recomienda iniciar con mediciones estáticas, mediante la tabla de aforo de los Tanques, adicionalmente se recomienda el uso de los medidores ultrasónicos o de turbina; los cuales pueden corroborar los volúmenes inyectados.

Figura 35. Monitoreo de parámetros Flushing



Time	PI (Psla)	TI (F)	Tm (F)	Vx (g)	MOR (Ohm)	
12:27:35	268.4	208.0	262.7	0.85	4095	31
12:26:35	267.0	208.0	262.6	0.84	4095	31
12:25:35	266.4	208.0	262.6	0.89	4095	30.
12:24:35	264.9	208.0	262.6	0.79	4095	31.
12:23:35	263.6	208.0	262.5	0.83	4095	31.1

☐ Auto Toggle Tabs
 Download

Up : 473:24:44/ 80.5% Free | 1 Sensor Found

Con el seguimiento continuo de la PIP, se debe controlar los cambios bruscos en el manejo de los fluidos entre las 2 columnas (Tubing/Casing); al igual que el aporte obtenido en TK y/o desplazado, confirmando los desplazamientos mediante medición estática y confirmado por los instrumentos de medición.

Observaciones:

El Fluido a utilizar dentro de la recirculación se aconseja que sea preferiblemente fluido del mismo pozo, por temas de compatibilidad de los fluidos producidos con las formaciones productoras y manejo del corte de agua con el cual viene

produciendo en el pozo; se debe asegurar el no contenido de sólidos y/o contaminación con otra sustancia.

Figura 36. Carrotanques trabajo Flushing



Se debe asegurar el almacenamiento del fluido necesario a utilizar dentro de los Tk de almacenamiento y/o contar con camión de vacío con bomba tríplex, tractomulas para almacenamiento, bombas de descargue con la presión y Q requerido, adicionalmente contar con el conexionado, mangueras, bridas o acoples.

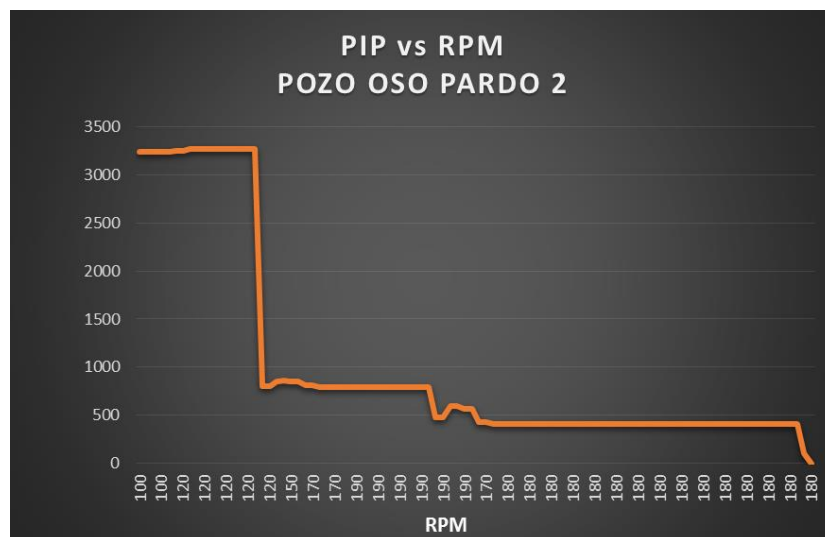
5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1 PARÁMETROS OPERACIONALES DE PRODUCCIÓN

Realizando un Análisis de la problemática del arenamiento presentado en el Campo Oso Pardo esta se debe a varios factores presentados durante el desarrollo de la producción del campo:

5.2-Altas RPM de Operación: En el pozo Oso pardo 2, se manejan parámetros operacionales del sistema de bombeo por cavidades progresivas entre 100 y 180 RPM (ver grafica 37). Se puede observar un comportamiento de bajas PIP (**Pump Intake Pressure**) cuando se tienen mayores RPM en el sistema.

Figura 37. PIP vs RPM pozo Oso pardo 2



Otro pozo que se tiene como referencia en el campo, es el pozo Morsa-01, en el cual se manejan parámetros operacionales del sistema de bombeo por cavidades

progresivas entre 100 y 170 RPM (ver grafica 38). Se puede observar un comportamiento de bajas PIP cuando se tienen mayores RPM en el sistema.

Figura 38. PIP vs RPM pozo Morsa

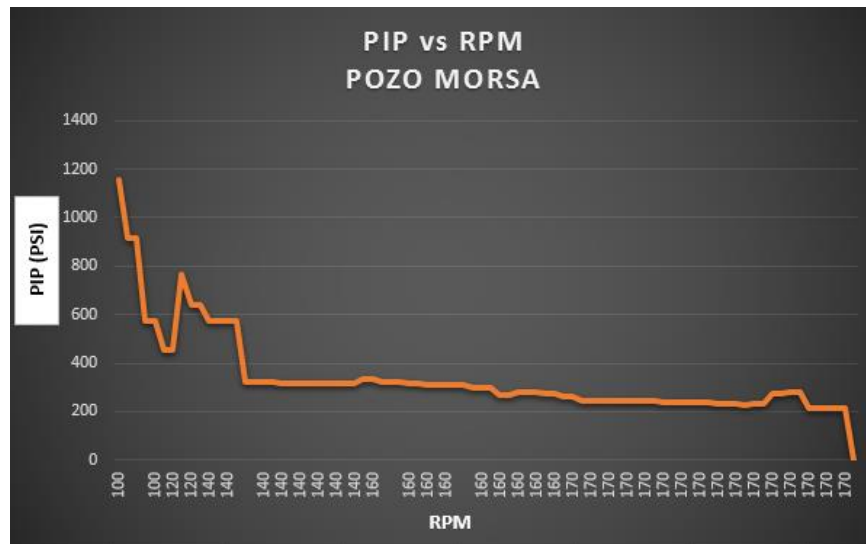
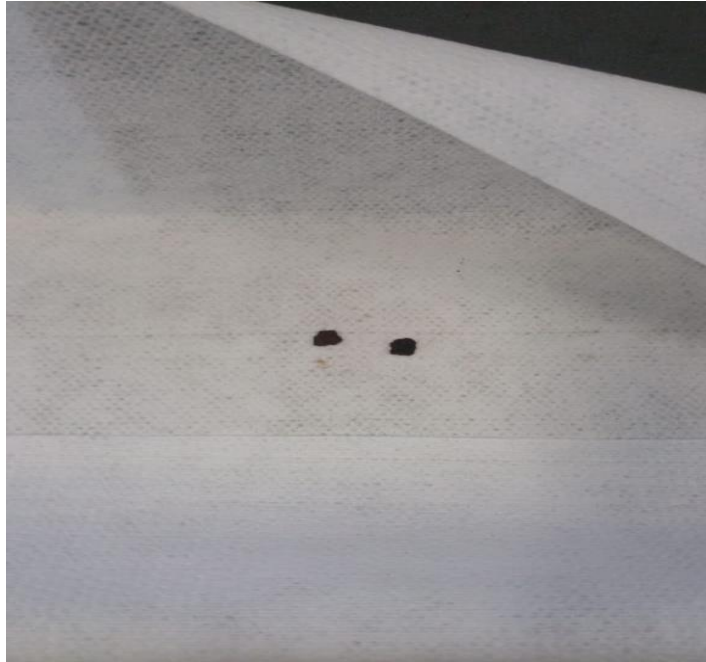


Figura 39. Muestra de arena producida

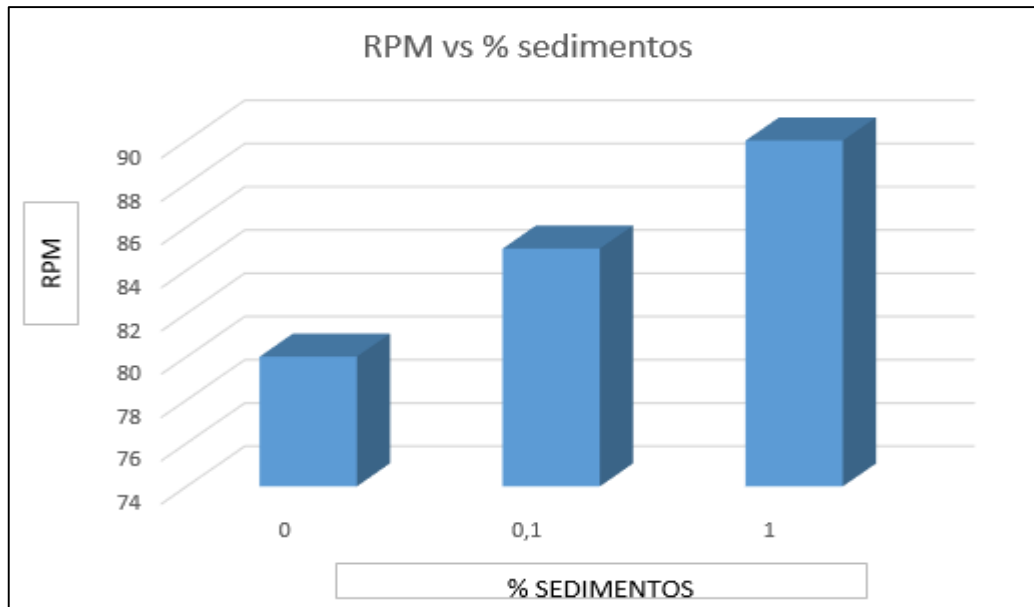


Figura 40. Corrosión causada a la tubería



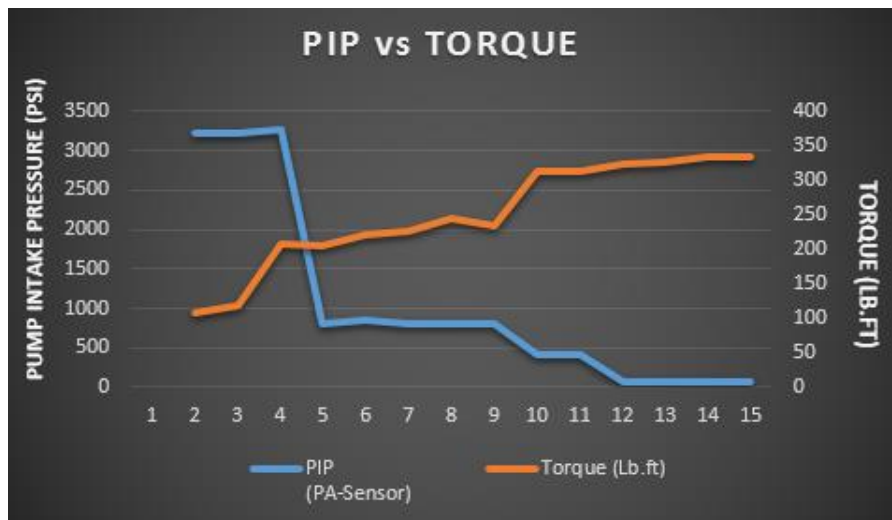
Según figura 40, se puede observar que a medida que aumentan las RPM, aumenta la producción de sedimentos y una caída acelerada en la temperatura de producción de los fluidos

Figura 41. RPM vs % sedimentos



Durante el desarrollo productivo del pozo Oso Pardo 2, se observa que cuando se reduce la PIP (Pump Intake Pressure) el comportamiento del torque este tiende a aumentar. Ver figura 41.

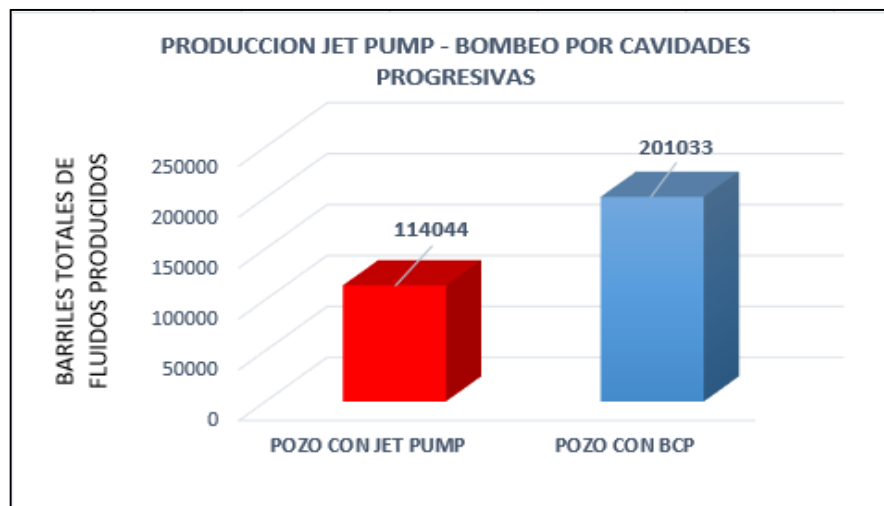
Figura 42. PIP vs TORQUE



En la figura 42 se relaciona la producción acumulada de los últimos 4 años, tomando como muestra un pozo con sistema de levantamiento Jet pump y un pozo con bombeo por cavidades progresivas, observando que en este último la producción total de fluidos es mayor, que el fluido producido por el sistema de bombeo hidráulico.

Es de entender que para realizar este tipo de análisis comparativo de manera acertada, se debería partir de la premisa que ambos pozos deberían compartir el mismo IP, o para tener una mayor certeza en cuanto al análisis a realizar se debería implementar un cambio alternado entre los 2 sistemas de ALS Bombeo Hidráulico / PCP) entre los 2 pozos en cuestión; con los datos obtenidos de manera preliminar se grafican los resultados:

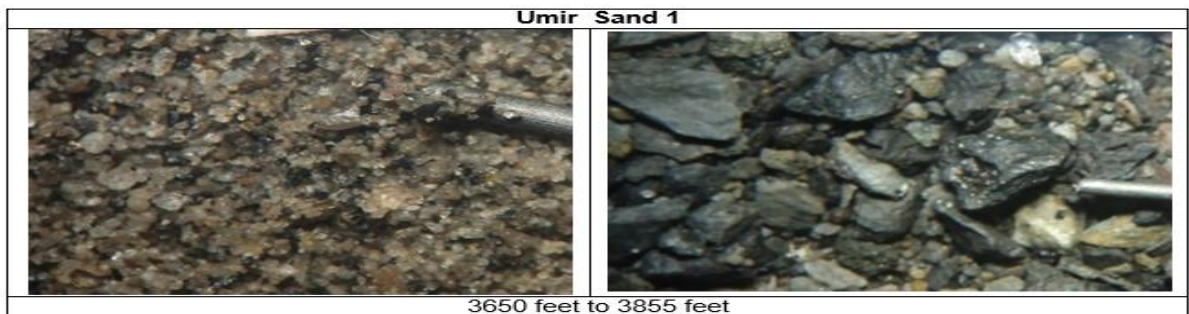
Figura 43. Producción pozo con Jet pump vs pozo Bombeo por cavidades progresivas



5.2 DESCRIPCIÓN Y CORRELACIÓN LITOLÓGICA

5.2.1 Formacion UMIR. Espesor de 205 ft aproximadamente, esta unidad se encuentra compuesta por arena interestratificada con capa de arcillas y limolita fina. Ver figura 43.

Figura 44. UMIR Sand 1



Fuente: EWOR – DATALOG

Las características presentadas en la roca son: roca arcillosa de color marrón amarillento pálido, en una proporción menor de gris oliva, y ocasionalmente gris claro, moderado, firme y no calcáreo.

Esta parte superior se definió por un aumento de las características de arena sin presentar manchamiento, de grano fino a muy fino. Esta Formación está compuesta por una capa de arcilla con una capa fina de limolita y arena.

Las características presentadas en la roca arcillosa son de color gris claro, en pequeñas proporciones, naranja muy pálido, ocasionalmente café pardo, moderadamente firme, no calcáreo; a 4200 pies aparece abundante arcilla de color marrón, en menor proporción negro pardusco.

MPLITUD UMIR

Espesor de 430 ft aproximadamente, presencia de caras calcáreas (Dolomita).
Ver figura 44.

Figura 45. AMPLITUD UMIR



Fuente: EWOR - DATALOG

Las características presentadas en la roca arcillosa son de color gris claro, en menor proporción café amarillento, marrón y ocasionalmente naranja amarillento oscuro, moderado firme y no calcáreo. Aparece abundante gris medio entrecruzado con capas de Shale-Claystone gris claro, moderadamente firme, con material carbonoso intercalado, pirita diseminada y no calcárea.

Las características predominantes de limolita son: color gris claro y ocasionalmente el café grisáceo con material carbonáceo, algunas de ellas con arenisca de grano muy fino y no calcárea. A lo largo de la secuencia presenta vestigios de fósiles.

5.2.2 Formación Lisama. Espesor de 760 pies MD; el tope de la formación Lisama se define por el aumento en el porcentaje de arcilla, cambio de color y tendencia de rayos gamma y correlación litológica con Oso Pardo 1. Ver figura 45.

Figura 46. Formación Lisama



Fuente: EWOR – DATALOG

La formación Lisama está compuesta por la intercalación de arcilla con arena y limolita de capa fina. Las capas de arcilla son de color naranja amarillento, marrón claro y grisáceo medio a claro; se encuentra arcillas de color gris verde, marrón amarillento, de contextura suave y soluble al 25%, no calcáreo; a 2710 pies a 2770 pies predomina el gris claro y ocasionalmente cuarzo de grano muy fino; a 3140 pies aparece abundante gris verde, anaranjado amarillento menor y ocasionalmente gris claro, suave, en parte amorfo, con inclusiones de glauconita

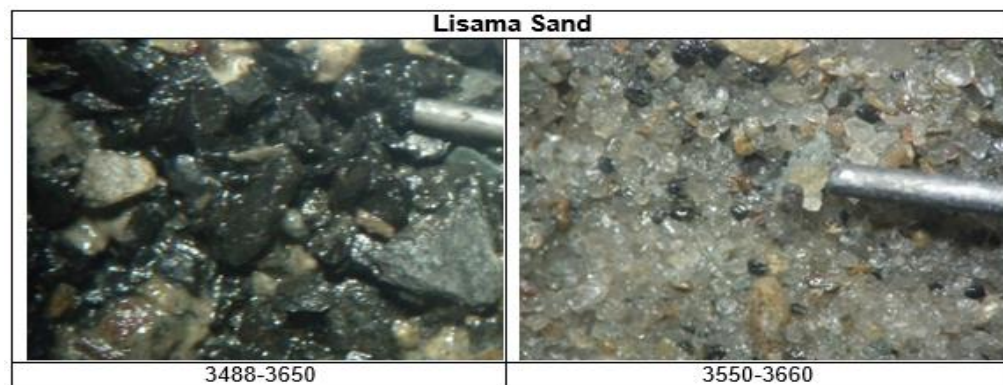
La arenisca producida presenta manchamiento por aceite, está compuesta por cuarzo, blanco, cuarzo friable, translúcido, de tamaño fino a muy fino, sub redondeado; cemento calcáreo, inclusiones locales de carbón; pobre porosidad visible.

ARENA LISAMA

Espesor 260 Ft-Aprox. Esta unidad consiste en una secuencia de areniscas entrecruzadas con niveles de arcilla, capas delgadas de caliza de menor extensión. Esta formación se ve afectada por tres fallas.

La unidad Arena Lisama está compuesta por intercalaciones de Arena con arcilla desde 3390 pies hasta 3488 pies.

Figura 47. Unidad Arena Lisama



Fuente: EWOR - DATALOG

Las arcillas presentan características: color gris claro, en menor proporción marrón amarillento y ocasionalmente marrón claro, moderadamente firme, no calcárea. A 3535 a 3542 pies, las limolitas presentes son de color negro.

Las areniscas presentan las siguientes características: son cuarzosas; marrón claro, cristalina, cemento silicio, la arena es translúcida, de grano muy fino, redondeada a esférica.

En la tabla 7, Se realiza correlación entre las arenas de la formación Lisama y la formación UMIR, las cuales son las arenas productoras del campo en estudio.

CORRELACIÓN FORMACIÓN UMIR – FORMACIÓN LISAMA

UMIR

50% ARCILLOLITA: Gris claro, gris medio, menor marrón amarillento pálido, ocasional gris oliva; moderadamente firme, ocasional blanda; blocosa; soluble; no calcárea.

40% ARENA: Cuarzo; translúcido, hialino; grano fino a grano muy fino; sub redondeado ha redondeado; subesférico, buena selección.

10% LIMOLITA: Gris medio, marrón grisáceo, menor gris claro; blocosa; moderadamente firme; alguno gradando a arenisca de grano muy fino; ocasional con material carbonoso; no calcárea.

LISAMA

60% ARENA: Cuarzo; translúcido, hialino; grano fino a grano medio, ocasional grano grueso; subredondeado ha redondeado; ocasional angular; subesférico.

30% ARCILLOLITA: Gris verdoso, menor naranja amarillento oscuro, marrón amarillento pálido, ocasional gris oliva, gris claro moteado con marrón claro; blanda, ocasional moderadamente firme; subblocosa; gomosa; soluble; no calcárea.

10% LIMOLITA: Gris medio, menor gris verdoso, ocasional purpura grisáceo, marrón rojizo, marrón claro; subblocosa; moderadamente firme; con material carbonoso; ferruginosa; en partes gradando a arenisca de grano muy fino; no calcárea.

Tabla 7. Intervalos productores formación Lisama y Umir

LISAMA	UMIR
ARENA (3390-3422): Aceite de color marrón oscuro debido a la presencia de TR, irregular, parche, NF: 10%, débil, irregular, color amarillo apagado, CF: moderado lento, débil, transmisión, blanco Mlky; RR: amarillo opaco; NRR: No visible.	SANDSTONE (3650-3670): Aceite muestra presencia de color marrón claro, incluso, NF: 40%, color amarillo dorado, rápido, CF: moderado rápido, fuerte, transmisión, blanco mlky; RR: amarillo pálido; NRR: No visible. Manchamiento de petróleo.
ARENA (3424-3430): Aceite de color marrón oscuro debido a la presencia de TR, irregular, parche, NF: 10%, débil, irregular, color amarillo apagado, CF: moderado lento, débil, fluctuante, blanco Mlky; RR: amarillo opaco; NRR: No visible.	PIEDRA ARENISCA (3665 - 3690): Aceite muestra presencia de color marrón claro, incluso, NF: 40%, color amarillo dorado, rápido, CF: moderado rápido, fuerte, transmisión, blanco mlky; RR: amarillo pálido; NRR: No visible. Manchamiento de petróleo.
SANDSTONE (3449-3470): Aceite de color marrón oscuro debido a la presencia de TAR, irregular, parche, NF: 10%, débil, irregular, de color amarillo apagado, CF: moderado rápido, débil, transmisión, blanco Mlky; RR: amarillo opaco; NRR: No visible.	SANDSTONE (3715- 3724): aceite libre muestra presencia de color marrón claro, incluso, NF: 20%, color amarillo dorado rápido, CF: moderado rápido, fuerte, transmisión, blanco mlky; RR: amarillo brillante; NRR: marrón claro. Manchamiento de petróleo.
SILTSTONE (3535-3542): TAR TR dk brn, incluso; NF: (TR); wk, dk; CF: lento, moderadamente fuerte, floreciente, blanco mlky; RR: amarillo oscuro orage; NRR: marrón oscuro. show petrolero muy pobre	SANDSTONE (3855 - 3864): aceite libre muestra presencia de color marrón claro, incluso, NF: 20%, color amarillo dorado rápido, CF: moderado rápido, moderado fuerte, transmisión, blanco mlky; RR: pálido yel; NRR: No visible. Manchamiento de petróleo.
ARENA (3550-3560): Aceite de color marrón oscuro debido a la presencia de TR, irregular, parche, NF: 10%, débil, irregular, color amarillo apagado, CF: moderado lento, débil, transmisión, blanco Mlky; RR: amarillo opaco; NRR: No visible.	SANDSTONE (3867 - 3873): aceite libre muestra presencia de color marrón claro, incluso, NF: 40%, color amarillo dorado, rápido, CF: moderado rápido, moderado fuerte, transmisión, blanco mlky; RR: pálido yel; NRR: No visible. Manchamiento de petróleo.

Fuente: EWOR - DATALOG

6. PLAN PARA MITIGAR EL ARENAMIENTO EN LA FORMACION UMIR

Revisando la información recolectada y los datos obtenidos se lograron establecer condiciones óptimas de operación, buscando mantener una producción de aceite estable y haciendo viable económicamente la operatividad del campo, con una producción de arena “estable” y/o permisible; mediante los cuales se protegiese la integridad del equipo de ALS, produciendo bajo parámetros confiables y asegurando la integridad del Pozo para no tener un arenamiento prematuro en la cara de este.

Como medida inicial no se deben exceder los 84 RPM, para un rango de sumergencia de la Bomba PCP, donde los niveles de fluido se mantengan sobre los 150 y 250 ft.

Lo anterior nos asegura mantener la bomba con un nivel de sumergencia estable y trabajando de manera continua o duradera; por otra parte, se asegura la integridad del pozo bajo el sostenimiento de la columna de fluido manteniendo un drawdown controlado.

En cuanto a la protección del Equipo PCP, el torque sugerido se debe mantener sobre los 250 y 350 Lb/ft. Esto para el ejemplo tomado del pozo OP-02 y los parámetros mencionados en este estudio.

Dada la información anterior los 3 parámetros para tener en cuenta y controlar el arenamiento producido en el campo oso pardo son:

La Sumergencia de la Bomba, el Torque y la RPM.

Revisando los datos obtenidos en un periodo de tiempo de dos meses, bajo parámetros estables y controlados vs la producción de arena recuperada, se puede observar en las siguientes gráficas, que el arenamiento se mantuvo estable o la tendencia fue a cero.

Figura 48. Pozo Morsa 1

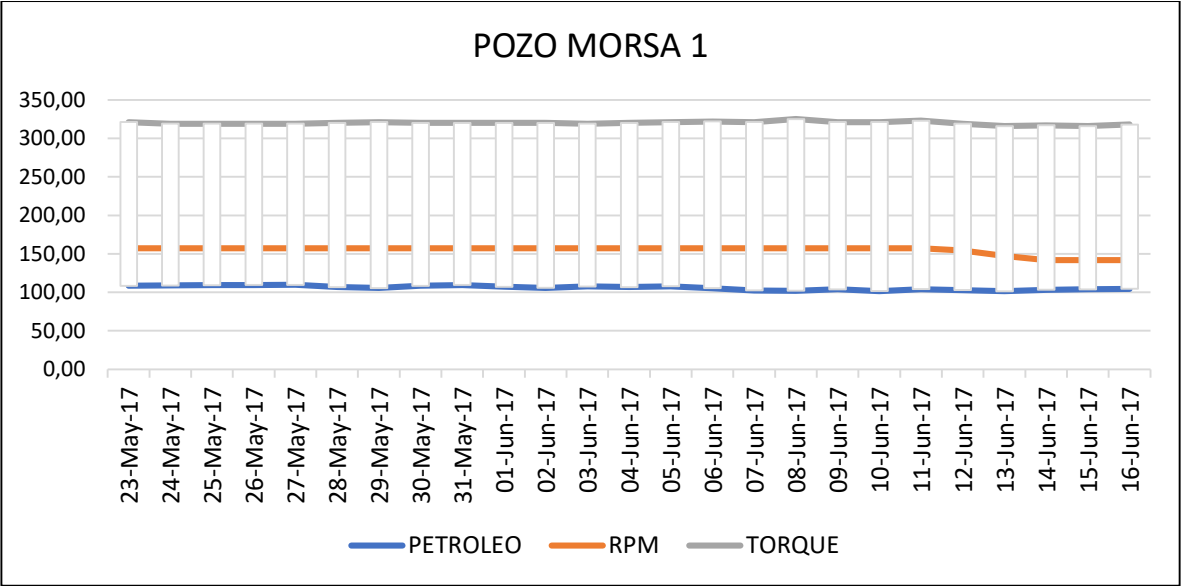


Figura 49. Pozo Oso Pardo 2

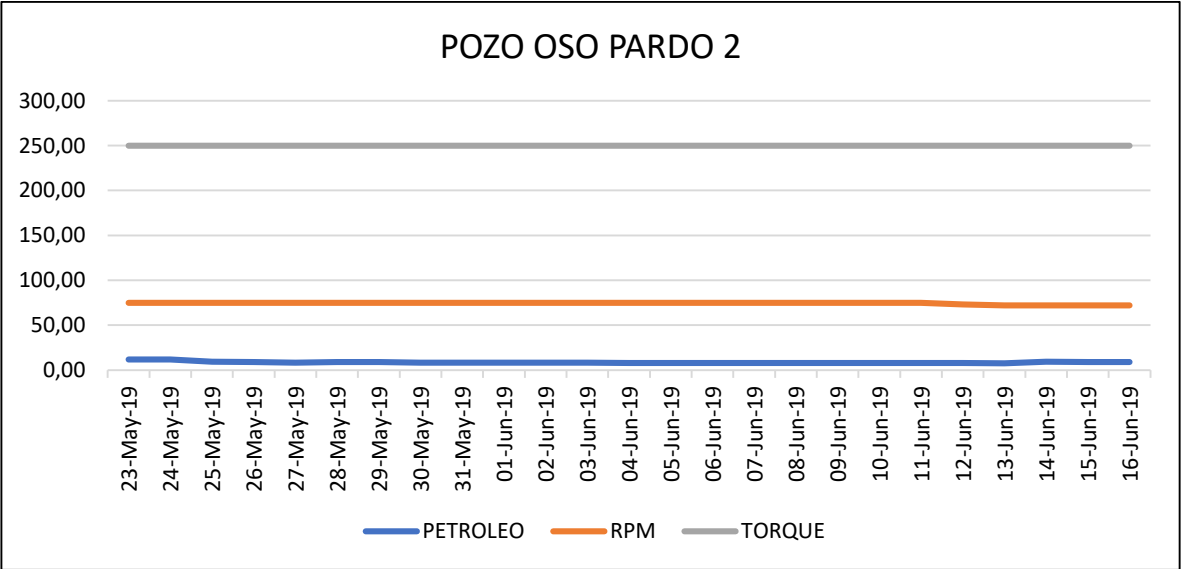
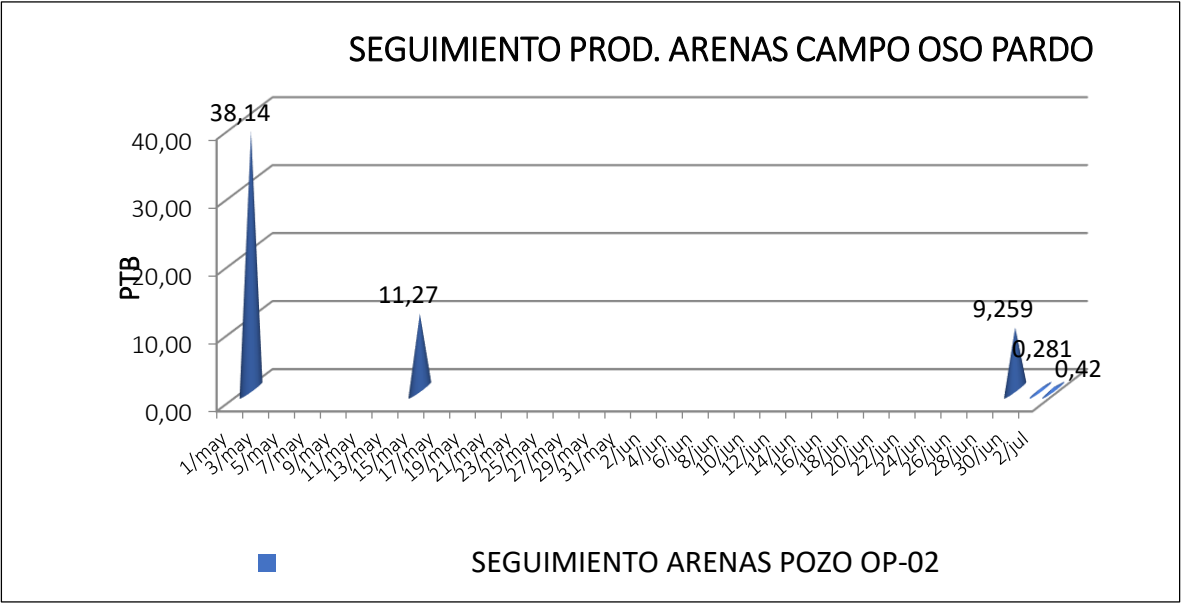


Figura 50. Seguimiento de producción de arenas campo oso pardo



7. CONCLUSIONES

- Durante el desarrollo de la producción de los pozos del área, se evidencia que se exceden los parámetros operacionales, en específico las RPM en el sistema de bombeo por cavidades progresivas, buscando mayor aporte de los pozos: (caudal Q de producción de fluidos), sin embargo, se evidencia que, a altas RPM, cae la PIP de forma acelerada, ocasionando los problemas por arenamiento analizados en el documento. Según datos obtenidos y analizados NO se deben exceder las 84 RPM (ver figura 35).
- Los equipos de bombeo por cavidades progresivas han mostrado mejor eficiencia en cuanto a tasas de producción aplicadas en el campo, comparado con el pozo donde se tiene Jet pump (ver figura 37). Sin embargo, el sistema BCP ha demostrado un desempeño confiable con menores pérdidas por fallas del equipo ALS y mejor manejo de sólidos.
- Se pudieron Identificar las arenas producidas en la formación Umir, objeto de esta investigación: 60% ARENA; 30% ARCILLOLITA; 10% LIMOLITA; Variando proporcionalmente su aporte en superficie, con lo anterior se pueden seleccionar los métodos de control de arena eficientes o los parámetros operacionales adecuados, o el sistema de levantamiento más adecuado.

8. RECOMENDACIONES

- Se deben tomar registros PLT- PVT con el fin de identificar las zonas que mayor producción de arena aportan. Una vez identificadas estas zonas, analizar su posible aislamiento para mitigar y disminuir las fallas en el equipo de bombeo por cavidades progresivas, debido al problema del arenamiento.
- Durante el diseño del completamiento de los pozos de desarrollo del campo, se debe considerar la instalación de filtros o rejillas ranuradas, con el fin de contrarrestar la problemática de arenamiento definida en el área, mitigando daños en los equipos de bombeo.
- Registrar datos de sumergencia, PIP (presión) y producción de manera constante, para así poder controlar las condiciones de operación y evitar problemas de arenamiento y fallas operativas.
- Manejar progresivamente (no realizar aumentos severos / altos), los cambios de la velocidad de operación (RPM), con el fin de evitar producción excesiva de arena, Generando como consecuencia fallas y/o atascamientos de la sarta de varillas y en general en el equipo de bombeo por cavidades progresivas.
- Revisar en el diseño del equipo de bombeo por cavidades progresivas, el ajuste rotor / estator, debido a que en pozos productores de arena no debe estar muy ajustado, permitiendo el paso de la arena evitando fallas y/o atascamientos en la bomba.
- Para mantener una data confiable, que permita toma de decisiones oportunas sobre los parámetros de operación de los equipos de bombeo por cavidades

progresivas, se hace necesario, aumentar la frecuencia de toma de registros Sonolog.

- Actualmente se cuenta en la industria con equipos (empaquetamiento de grava) y herramientas: Software (Ecosemt 2.0) que nos permiten prevenir y realizar evaluaciones analíticas, buscando evitar el arenamiento en los pozos de manera preventiva.
- Realizar adecuaciones mecánicas (toma muestra API), que permitan realizar mediciones confiables de las tasas de producción de arena.

BIBLIOGRAFÍA

CASTRO TOVAR, Antonio. Últimos avances en control de arena para pozos horizontales en operaciones costa-afuera, Bucaramanga, 2005, 156p. Trabajo de grado (Ingeniero de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

MIRANDA MORENO, Dairo Hernando y ROMERO MANTILLA, Dyjhan Kavith, metodología para el control de arenas no convencional en un pozo petrolero sin el uso de cedazos (filtros), Bucaramanga, 2016, 74p. Trabajo de grado (Ingeniero de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

PUENTES PALACIO, Michael Esneider. Desarrollo de herramienta para la reducción de riesgo de Arenamiento en pozos, a partir de la metodología de completamiento, Ecosemt 2.0. Bucaramanga, 2012, 106p. Trabajo de grado (Ingeniero de sistemas). Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de sistemas e informática.

ROMERO JARAMILLO, Policarpo y ORTEGA MERCADO, Josimar. Diseño y operación de empaquetamientos con grava para el control de arenas en pozos horizontales de alta productividad en campos de crudo pesado. Bucaramanga, 2010, 236p. Trabajo de grado (Ingeniero de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

SLIDE SHARE Control de arena aplicado a pozos petroleros, [en línea] disponible en: <https://es.slideshare.net/davpett/control-de-arena>