

DISEÑO OPERACIONAL DE BOMBA EXTRACTORA DE SOLIDOS EN POZOS

JUAN MANUEL CAVIEDES PAEZ
JUAN CARLOS CASTILLO QUINTERO

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2012

DISEÑO OPERACIONAL DE BOMBA EXTRACTORA DE SOLIDOS EN POZOS

JUAN MANUEL CAVIEDES PAEZ
JUAN CARLOS CASTILLO QUINTERO

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar el título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
HAROLD ERNESTO SILVA
Ingeniero de Petróleos

Co-Director
HAYDEE MORALES
Ingeniera de Petróleos

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2012

Nota de aceptación

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

DEDICATORIA

A mis padres y hermanos y demás familiares por su apoyo y dedicación en todas las etapas de mi vida, tanto académica como personal, y por no dejarme desvanecer, para cumplir día a día mis propósitos.

JUAN MANUEL

Le doy gracias a Dios por acompañarme en todo momento, a mi mamá, mi papa y mis hermanos, les dedico este triunfo ya que fueron motivo de inspiración y apoyo cuando siempre lo necesite. A mis demás familiares y amigos, que siempre estuvieron pendientes de mí.

JUAN CARLOS

AGRADECIMIENTOS

A todo el personal de CEPS ENGINEERING SAS, que nos brindaron su apoyo incondicional.

Al Ingeniero IVAN JOYA ALVARES, Gerente y propietario de CEPS ENGINEERING SAS.

Al Ingeniero HAROLD ERNESTO SILVAL. Ingeniero Director del Proyecto de Grado.

A la Ingeniera HAYDEE MORALES. Docente de la Universidad Surcolombiana y Codirectora del Proyecto de Grado.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCION	
1. ARENAMIENTO DE POZOS	15
1.1 HISTORIA	15
1.2 ARENAMIENTO	16
1.2.1 ¿Qué es un arenamiento?	17
1.2.1.1 Fuerzas que causan un arenamiento	18
1.2.1.2 Diferencias entre arenas consolidadas y no consolidadas	21
1.2.1.3 Problemas relacionados con la baja consolidación de la formación	24
1.2.2 ¿Cómo se controla el arenamiento?	25
1.2.2.1 Mantener y reparar	27
1.2.2.2 Reducción en los gastos de producción	27
1.2.2.3 Consolidación química de la formación con resinas	27
1.2.2.4 Empaque de grava con resinas químicas	29
1.2.2.5 Empaques con grava	30
1.2.2.6 Empacamientos con cedazos	32
1.2.2.7 Liner ranurado	33
1.2.3 Fenómenos provocados por el arenamiento	35
1.2.3.1 Limitación en la producción de hidrocarburos	36
1.2.3.2 Pérdida de presión de salida del petróleo	36
1.2.3.3 Contaminación del yacimiento	36

1.2.3.4	Daños en los equipos de producción	36
1.2.3.5	Acumulación en el fondo del pozo	37
1.3	FACTORES QUE INFLUYEN EN LA PRODUCCION DE ARENA	37
1.3.1	Colapso del revestimiento	37
1.3.1.1	Efectos de imperfecciones del casing	38
1.3.1.2	Revestimiento colapsado	38
1.3.2	Pega de tubería	39
1.3.2.1	Pega diferencial	40
1.3.3	Desviación de pozo	41
1.3.3.1	Patrones de desviación	42
1.4	TRABAJOS DE COMPLETAMIENTO, RECONDICIONAMIENTO DE POZOS LOS CUALES SE REALIZA LIMPIEZA DE ARENA	45
1.4.1	Fracturamiento hidráulico	45
1.4.1.1	Fracturamiento con Apuntalante	45
1.4.1.2	Apuntalantes	45
1.4.2	Swabing – Suabeo	47
1.4.3	Acidificación matricial	49
1.4.4	Gravel pack	51
2	HERRAMIENTAS EXTRACTORAS DE ARENA Y SOLIDOS DE POZO	53
2.1	LIMPIEZA DE POZO CON TUBERIA FLEXIBLE. COILED TUBING	53
2.1.1	Generalidades	53
2.1.2	Transporte de sólidos hacia la superficie	55
2.2	HERRAMIENTA DESARENADORA HY TECH TOOL	58
2.2.1	Aspectos técnicos de las Bombas Desarenadoras Hy Tech Tools	58
2.2.2	Modelos	58

2.2.3	Capacidad	59
2.2.4	Composición de la Herramienta Hy Tech Tools	60
2.2.5	Funcionamiento	61
2.3	BOMBA DESARENADORA CAVINS	62
2.3.1	Generalidades	62
2.4	BOMBA DESARENADORA MIDCO	65
2.4.1	Generalidades	65
3.	BOMBA EXTRACTORA DE SOLIDOS DE POZOS DE CEPS ENGINEERING S.A.S.	66
3.1	DESCRIPCIÓN DE LA INVENCIÓN	66
3.2	ESPECIFICACIONES TECNICAS DE LOS MATERIALES	68
3.2.1	Acero SAE 4340	68
3.3	DIMENSIONES DE LA BOMBA EXTRACTORA DE SOLIDOS	69
3.4	PROCEDIMIENTO OPERACIONAL	71
3.4.1	Montaje de la bomba extractora de sólidos	71
3.4.1.1	Montaje de corona, flapper y recamaras	71
3.4.1.2	Montaje de la bomba de Succión	71
3.4.2	Análisis operacional	73
3.5	PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO	73
3.5.1	Circulación en reversa	74
3.5.1.1	Cálculos para Circulación	77
3.5.2	Trabajo recíprocante	77
3.5.2.1	Cálculos para Reciprocación	79
3.5.3	Rotación en fondo	80
3.6	MODIFICACIONES DE LA BOMBA EXTRACTORA DE SOLIDOS	81

3.6.1	Standing Valve a Check Valve	83
3.6.2	Coronas	83
3.6.2.1	Coronas de 5 y 4 ½ “	83
3.6.2.2	Corona de 7 ¾ “	83
3.6.2.3	Corona de 2 7/8 “	84
3.7	COMPARACION DE BOMBAS DESARENADORAS	85
4.	CONCLUSIONES	86
5.	RECOMENDACIONES	87
	REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	88
	ANEXOS	89

LISTA DE FIGURAS

- Figura 1. Escala de Wentworth para clasificación de sedimentos.
- Figura 2. Mecanismo de falla por arco de arena.
- Figura 3. Empaques de grava en agujero abierto y revestido
- Figura 4. Cedazo utilizado en pozos de aceite.
- Figura 5. Geometría del liner ranurado.
- Figura 6. Colapsos por formaciones fracturadas y falladas
- Figura 7. Efecto de la presión diferencial
- Figura 8. Patrón de desviación tipo I
- Figura 9. Patrón de desviación tipo II
- Figura 10. Patrón de desviación tipo III
- Figura 11. Curva típica de presión en la superficie durante el fracturamiento
- Figura 12. Representación esquemática de la operación de Suabeo
- Figura 13. Acidificación matricial
- Figura 14. UNIDAD DE TUBERIA FLEXIBLE (CTU)
- Figura 15. Pasos del Proceso de Limpieza con Coiled Tubing
- Figura 16. Bomba Desarenadora Hy Tech Tools. ASETEC LTDA
- Figura 17. Representación gráfica de una Bomba Cavins para limpieza de arena.
- Figura 18. Representación esquemática del funcionamiento de una bomba Cavins.
- Figura 19. Dimensiones de Bomba Extractora de Sólidos
- Figura 20. Bajada de Bomba Extractora de Sólidos
- Figura 21. Instalación de líneas a tanque
- Figura 22. Torque recomendado para tuberías
- Figura 23. Standing Valve
- Figura 24. Check Valve
- Figura 25. Esquema de Coronas de 5", 4 ½ " y 7 ¾ "
- Figura 26. Check Valve para corona de 2 7/8"

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Modelo de Bombas Desarenadoras Hy Tech Tools

Tabla 2. Capacidad de La Bomba Desarenadora Hy Tech Tools

Tabla 3. Propiedades Mecánicas del Acero SAE 4340

Tabla 4. Características Físicas del Acero SAE 4340

Tabla 5. Comparativo de Bombas desarenadoras

RESUMEN

Durante el desarrollo de la investigación para demostrar que el diseño y la funcionalidad de la Bomba Extractora de Sólidos de CEPS ENGINEERING SAS tiene mayor confiabilidad y es de mejor maniobrabilidad que las demás bombas desarenadoras que existen en el mercado. Fueron realizadas diferentes pruebas para establecer que su funcionamiento cumpliera con eficacia y eficiencia cada una de las corridas llevadas a cabo en campo.

La Bomba Extractora de Sólidos, es una herramienta creada con un diseño robusto para que resista las condiciones extremas de las operaciones de limpieza de arena y los trabajos de workover. La versatilidad y novedad de la herramienta es que permite la Circulación en Reversa, el Reciprocado y la Rotación de la Sarta de trabajo sin limitaciones de peso y torque en un solo viaje en el pozo. Las Bombas Desarenadoras existentes en el mercado, no permiten la circulación de fluidos y están limitadas porque no resisten la aplicación de peso superior a 20000 lbs, por lo que se hace necesario realizar una corrida para circular con tubería, y otra para reciprocarse.

En las pruebas de campo realizadas con la herramienta, se obtuvieron excelentes resultados que posicionaron la Bomba Extractora de Sólidos como la mejor del mercado, puesto que trabajos de limpieza que se realizaban en dos o tres corridas se redujeron a una sola; recortando los tiempos de equipo y los costos que acarrearán.

ABSTRACT

During the development of this research we want to show out that both reliability and handling of the design and functionality in the SOLIDS' EXTRACTOR PUMP are better than any other existing DESANDING PUMPS. Different proofs were made in order to establish how effective and efficient its tasks were in the oilfield.

The SOLIDS' EXTRACTOR PUMP is a strong designed tool in order to be resistant to extreme conditions in the sand cleaning process and the work over. Versatility and innovation in this tool allow Circulation in Reverse, Reciprocating and unlimited weight in the working string rotation and a one-way torque in the well. The already existing DESANDING PUMPS, do not allow fluids circulation and they are limited because of their resistant to a weight over 20000 pounds, this why it is necessary to do a running to circulate with the pipe, and another one to reciprocate.

We have gained excellent outcomes in the tests made on the tool, these put the SOLIDS' EXTRACTOR PUMP as the best in the marketing and this was said due to some cleaning works made in two or three running are now reduced to just one; it shortened the time and the costs it produces.

INTRODUCCION

La industria petrolera está calificada como una actividad de alto riesgo, por tanto se deben realizar los procedimientos desde la perspectiva operativa de seguridad, calidad, medio ambiente y eficiencia. Este proyecto se desarrolló obedeciendo a la necesidad de contar con un diseño operacional actualizado que unifique todos los aspectos relacionados con los procesos y la operación de una bomba extractora de sólidos tales como puesta en marcha, operación y parada de los equipos; además los problemas más frecuentes ocurridos y sus posibles soluciones.

Para el diseño, **CEPS ENGINEERING SAS** involucró a muchos ingenieros y científicos de la industria para el consejo y la ayuda técnica. Es imposible reconocer en forma individual a las compañías y al personal que contribuirán en forma material a esta compilación.

En cuanto al diseño integral de operación y procedimientos, es una herramienta que facilita el trabajo, para que en el menor tiempo posible un operador de producción esté en capacidad de comprender y operar la bomba extractora de sólidos en pozos, y dar solución acertada a situaciones operacionales que se presenten.

De esta manera el “**DISEÑO OPERACIONAL DE BOMBA EXTRACTORA DE SOLIDOS DE POZOS**”, responde a una necesidad para la limpieza en subsuelo y así incrementar la eficiencia en la producción de estos.

CAPITULO 1

ARENAMIENTO DE POZOS

1.1 HISTORIA

El relleno de arena y sólidos no son problemas nuevos en los pozos de petróleo. Varias generaciones de ingenieros de campos petroleros han tenido que enfrentar el desafío de mantener sus pozos limpios. En el año 1901, del Pozo Clement N° 1 situado en el sudoeste de Luisiana, EUA, y perteneciente a Jennings Oil Company, producía unos 7,000 bbl/d de petróleo. Lamentablemente para estos primeros pioneros de la industria petrolera, la prosperidad duró poco. Luego de siete horas de producción, la arena de formación taponó más de 1,000 pies de tubería de revestimiento, extinguiendo la producción de petróleo y con ella todos los sueños de opulencia y riqueza. Los esfuerzos por remover la arena de este pozo finalmente fracasaron y se procedió a abandonar el área prospectiva.

Aproximadamente para la misma época, los exploradores de petróleo de Texas comenzaron a utilizar una técnica innovadora para evitar que declinara la producción de petróleo; el torpedo. Un “torpedista” bajaba cuidadosamente en el pozo cantidades sustanciales de nitroglicerina. Una vez que los recipientes con nitroglicerina alcanzaban su objetivo, se dejaba caer un peso en el pozo, poniéndose en marcha una secuencia de eventos que culminaban con una explosión espectacular y, con un poco de suerte, estimulaban el pozo removiendo sus escombros y reiniciando el flujo de petróleo.

Hoy en día, los ingenieros utilizan métodos más seguros y más eficaces para controlar y eliminar la arena y otros sólidos del pozo. Las herramientas limpiadoras o

desarenadoras de pozos afectados, consiste de elementos tipo coronas, válvulas fluidizadoras, válvulas tipo cheque, cámaras de almacenamiento, bomba de desplazamiento positivo, acoples y elementos transmisores de torque o rotación, particularmente dispuestos para lograr un funcionamiento mejorado del estado del arte, útil para remover eficientemente arenas de los pozos petroleros recuperando el yacimiento y estabilizando su capacidad de producción en subsuelo.¹

1.2 ARENAMIENTO

Los problemas operacionales relacionados con la producción de arena, incluyen desde, insignificantes inconvenientes hasta graves como la pérdida de la productividad e inclusive del control del pozo.

Es por ello que, para contar con una terminación exitosa que evite los problemas de arenamiento, se requiere que cada uno de los procedimientos que se lleven a cabo, sean diseñados y ejecutados adecuadamente. Por supuesto, las operaciones de instalación de los equipos de control de arena, no deben excluirse de ello.

Esto significa que se debe mantener la estabilidad del pozo y la formación, durante las operaciones de perforación y terminación, ya que estos son requerimientos necesarios para evitar futuros problemas que se pueden presentar. Antes de entender esto, se requiere primeramente definir unos términos para comprender mejor esta problemática.

¹ BROUN George; BURGOS Rex; CHRISTIAN Jon; et al. La Tubería Flexible en todo su Esplendor. Oilfield Review. Primavera 2009. Pág. 2-4.

1.2.1 ¿Qué es un arenamiento?

Antes de abordar el tema de arenamiento se debe detallar, qué son las arenas y de qué están formadas, para ello, se define que: las rocas detríticas o clásticas son resultados de la acumulación de elementos separados de rocas preexistentes por elementos externos, como la erosión y transportados a grandes distancias por el viento, ríos o glaciares y cementados o no después de su depositación. Entre estas rocas se puede definir las arenas por la posición de sus granos en la escala de tamaños (presentados en la figura 1), siendo la de Wentworth la más utilizada, reservando el nombre de arena a cuyos elementos tienen un tamaño comprendido entre los 2 y 0.063 mm.

Figura 1. Escala de Wentworth para clasificación de sedimentos.

CLASIFICACIÓN DE SEDIMENTOS			
Límite de clases	Clases de tamaño		Término para roca
(milímetros)	Gravas	Peñascos	Conglomerado Brecha Rudita Rocas rudáceas
256		Mataténas	
16		Guijarros	
4		Gránulos	
2	Arenas	Arenas muy gruesas	Arenisca Arenita Rocas arenáceas
1		Arenas gruesas	
0.05		Arenas medianas	
0.25		Arenas finas	
0.125		Arenas muy finas	
0.0625	Limos	Limo grueso	Argilita Rocas argiláceas Lodolita Rocas lodosas Lutita
0.0312		Limo medio	
0.0156		Limo fino	
0.0078		Limo muy fino	
0.0039	Arcilla		Lutita

Fuente: Control de arena en la terminación de pozos.pdf

Ahora, se puede ver la definición de arenamiento que es: la producción de pequeñas o grandes partículas de sólido junto con los fluidos que son producidos del yacimiento debido a la baja consolidación de la formación productora. Comúnmente, es preferible utilizar el término “producción de sólidos” en lugar de “producción de arena” ya que, esto implica que solo las areniscas frágiles o poco consolidadas son las que están susceptibles de ser producidas.

Un pozo requiere de técnicas de control de arenamiento, si es susceptible o produce granos de arena de una porción de matriz del yacimiento; cabe recalcar que, “finos móviles”, que son partículas dispersas de arcilla o minerales pueden fluir a través de las gargantas de poros, por lo que no son considerados problemas que requieran control.

En algunas situaciones, las cantidades aportadas generan efectos insignificantes que poco se reflejan en la producción. Sin embargo, en muchos casos la producción de sólidos ocasiona reducciones en la productividad e inclusive aumentos excesivos en los programas de mantenimiento a los equipos de fondo, como de superficie, que provocan fallas prematuras del pozo y de los equipos, reflejándose en inversiones costosas que afectan la rentabilidad, llegando muchas veces al abandono del mismo.

Es importante no sólo conocer la definición de arenamiento sino comprender cuales son los factores y causas que los provocan para tener en claro cómo funciona cada uno de ellos.

1.2.1.1 Fuerzas que causan un arenamiento. En campos con formaciones poco consolidadas, el simple flujo de fluidos del yacimiento hacia el pozo puede acarrear sólidos que en ciertos casos generan problemas en la producción.

Las condiciones que pueden causar la producción de arena dependen de las fuerzas que mantienen unidas a los granos de areniscas. Estos factores describen la naturaleza del material de formación y las causas para que falle la estructura, entre las que se tienen:

- La cantidad y tipo de material cementante que mantiene los granos unidos entre sí.
- Reducción en la presión de poro a través de la vida del pozo.
- La viscosidad de fluidos contenidos dentro de los poros de la roca.
- Incremento de la producción de agua a lo largo de la vida del pozo.

Estos factores, están incluidos entre los efectos de la resistencia de la roca y los del flujo de fluidos, cada uno de ellos, representa un papel importante en la prevención e inicio de la producción de arena.

En la actualidad, muchos estudios se han realizado, determinando los tipos de fallas para que ocurran fracturas en las areniscas. Entre estos tenemos trabajos de Exxon donde se concluyen que, cuando se genera un exceso en la compresión de la roca, se puede fracturar las areniscas provocando su desconsolidación, con lo que, la medición de la compresión resulta como un buen indicador de producción de sólidos que permite controlar y evitar el mismo.

Entre otros factores, se debe tomar en cuenta los que están directamente relacionados con la roca y que producen su desestabilidad, por ello, se describen estas propiedades a continuación:

- *El grado de material cementante.* El por qué, del que un pozo se encuentre abierto y no colapse, se debe principalmente a la cantidad de material

cementante que mantiene unido a los granos circundantes al pozo. La cementación de las areniscas es un proceso geológico secundario y es una regla general que viejos sedimentos estén mejor consolidados que los nuevos.

Una característica mecánica de la roca que está relacionada con la consolidación es la resistencia a la compresión por lo mencionado anteriormente.

Para formaciones poco consolidadas, la resistencia a la compresión es menor que los 1000 psi. Éste valor, es de mucha utilidad en formaciones estudiadas para aplicar sistemas de control de arena, por lo que brinda un espectro general de la resistencia de las rocas.

- *La reducción en la presión de poro.* Este fenómeno ocurre cuando se genera una disminución en la presión del yacimiento, esto repercute como un esfuerzo sobre la formación, que llega a romper los granos de la misma, pudiendo ser comprimidos, creando así partículas sólidas producidas por los fluidos del yacimiento al pozo.
- *Las tasas de producción.* Un pozo produce por la generación de un gradiente de presión existente entre la formación y el pozo. Este diferencial de presión genera fuerzas de arrastre que exceden la resistencia a la compresión de la roca, lo que ocasiona la producción de sólidos por la desestabilización de los granos y del material cementante. Es recomendable, mantener una tasa de flujo por debajo del nivel crítico, aunque muchas veces, no es aceptable, por presentar producción baja y poco rentable que afecta los fines económicos esperados.
- *La viscosidad de los fluidos de la formación.* Se refleja como la fuerza de fricción ejercida en los granos de la formación que es generada por el flujo de los fluidos

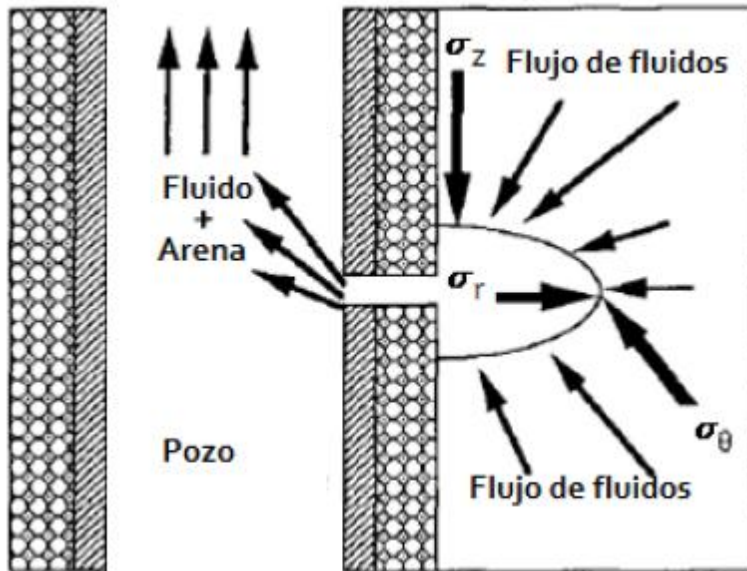
producidos. Esta fuerza, está estrechamente relacionada con la velocidad de flujo y la viscosidad de los fluidos producidos. Por lo que, la viscosidad influye en la producción de sólidos en yacimientos de aceite pesado; principalmente en aquellos que contengan fluidos con alta viscosidad.

1.2.1.2 Diferencias entre arenas consolidadas y no consolidadas. La producción de arena ocurre cuando se induce un esfuerzo "*in situ*" que exceda la resistencia natural de la formación. La resistencia de la formación es proveniente principalmente de los materiales naturales cementantes que mantienen adheridos los granos de arena. Según el tipo de resistencia estas pueden clasificarse como consolidadas, débiles o no consolidadas.

En yacimientos de areniscas *consolidadas* los sólidos producidos son los escombros o recortes generados en las zonas de fallas, que cuando el pozo entra en producción los fluidos acarrearán estos recortes por lo que pueden fluir hacia el pozo junto con los fluidos producidos.

En formaciones *débiles y no consolidadas* los sólidos son producidos cuando las fuerzas de arrastre generados por el flujo de fluidos de la formación hacia el pozo exceden la cohesión natural existente entre los granos de arena. El movimiento de los granos va generando un arco de arena como se observa en la figura 3, que nos muestra la distribución de los esfuerzos (σ) existentes a los que está sometida la formación por el acarreo de los granos de arena por el fluido.

Figura 2. Mecanismo de falla por arco de arena.



Fuente: Control de arena en la terminación de pozos.pdf

Investigadores han ilustrado este fenómeno de migración en tres fases: la primera en la que el material de la formación se encuentra en equilibrio estático, seguida de la fase en la que se presenta un arenamiento significativo donde los sólidos comienzan a fluir y la tercera en la que el material granuloso fluye a través de su medio poroso comportándose como el fluido de producción.

La producción de arena puede ser clasificada en:

- Producción transitoria de arena: la cual se refiere a una producción de arena que declina con respecto al tiempo de producción a gasto constante, comúnmente encontrada en limpiezas de pozos, acidificaciones o fracturamiento hidráulico para recuperación secundaria.

- Producción continúa de arena: que se presenta cuando se produce de formaciones no consolidadas que no cuenten con equipos de control de sólidos.
- Producción catastrófica de arena: que es el peor de todos los tipos y ocurre como una anomalía cuando los fluidos del yacimiento son producidos excesivamente.

En campos que presentan zonas de baja consolidación y alta viscosidad del fluido producido; esto conlleva a la tendencia de transportar sólidos de la formación hacia los equipos de producción. Esta misma puede ser provocada o a la vez intensificada por factores como los que se citan a continuación:

- Cuando los hidrocarburos fluyen hacia el pozo por efecto del diferencial de presión, desestabilizan la formación poco consolidada provocando que las partículas migren hacia el pozo.
- Las propiedades físicas de los hidrocarburos a producir como la viscosidad elevada del aceite que perturba las areniscas poco consolidadas en su proceso de flujo hacia el pozo.
- Las tasas de producción generan esfuerzos en las rocas que provocan perturbaciones de las mismas provocando producción de arena.
- Conforme transcurre la vida productiva del yacimiento, la presión se reduce generando que la formación sufra esfuerzos excesivos que la debilitan.
- Una vez que se llega a producir agua de los acuíferos cercanos al yacimiento, estos, disuelven fracciones del material cementante además de ocurrir cambios

en las fuerzas capilares que son los que permiten que los granos de arena no se separen.

Los factores que principalmente influyen en una formación para producir arena es la resistencia de la roca, la presión de sobrecarga y los esfuerzos introducidos por la perforación, terminación y producción.

La resistencia de la roca es afectada por factores como la cohesión, el ángulo de fricción interna, los esfuerzos de fricción máximos y mínimos y la presión de poro al igual que el grado de cementación a la que es sometida la formación, por lo que las formaciones fuertemente consolidadas tienden a ser más resistentes en comparación con las no consolidadas.

Durante la producción la ruptura de la formación por cizallamiento generada por la caída de presión provoca arenamiento, aunque no todas las areniscas producen granos de arena bajo condiciones de esfuerzos y no siempre son transportados por los fluidos producidos por lo que el grado de movilización del mismo dependerá de factores como la viscosidad y velocidad de flujo de los fluidos. En yacimientos no consolidados muy débiles la producción de arena en gran escala será inevitable de manera que lo conveniente es recurrir a métodos que permitan controlarla o en el mejor de los casos consolidarla y mantenerla estable en las cercanías del pozo.

1.2.1.3 Problemas relacionados con la baja consolidación de la formación. A continuación se definen los problemas:

- *Consolidación inicialmente insuficiente.* La roca puede ser inicialmente consolidada ineficientemente dependiendo de los factores como: el tipo y

acumulación de los componentes intergranulares y la profundidad a la cual fue enterrada y por lo tanto la presión y temperatura a la que fueron sometidas.

- *Cambios en los esfuerzos intergranulares.* Que puede ser particularmente debido a las tasas de flujo, viscosidad de los fluidos producidos, la transferencia parcial de sobrecarga y la despresurización a la que es sometida la matriz.
- *Deterioro de las propiedades mecánicas.* Los líquidos secundarios producidos (agua con diferente salinidad, etc.) provocan dispersión o desprendimientos de los componentes minerales que mantienen unidos los granos debilitando así la formación.

1.2.2 ¿Cómo se controla el arenamiento?

El flujo de arena con aceite y gas de los yacimientos hacia los pozos productores ha sido desde siempre uno de los principales problemas en la industria petrolera. Por ello el control de arena es un término que describe el estudio del porque los pozos producen sólidos a la vez que el desarrollo de mecanismos y métodos químicos que prevengan la entrada de arena.

Sin embargo, uno de los puntos principales a tomar en cuenta es la forma en la que el pozo es terminado, lo que puede incrementar o disminuir la tendencia a la producción de arenas. Por lo que la planeación del mismo involucra a un equipo seleccionado de trabajo compuesta por geólogos, ingenieros, personal de perforación quienes coordinan esfuerzos con perforadores y los del departamento de producción para cumplir con los objetivos eficientemente.

En décadas recientes, los problemas de control de arena en pozos productores de aceite y gas han incrementado significativamente por lo que muchos campos alrededor del mundo no son económicamente factibles sin un buen sistema de control de sólidos que evite estos problemas que se reflejan en la rentabilidad del campo.

En la actualidad diversos estudios publicados han desarrollado sistemas de control de arena donde se describen técnicas apropiadas para la aplicación de las mismas, aunque a pesar del progreso en la resolución de dichos problemas, existen controversias en cuanto al tipo de método que debe ser aplicado en alguna situación en particular. Ciertamente, esto es causa de debates, aunque los autores proponen guías establecidas en base a la experiencia durante el uso de los sistemas. De estos métodos se encuentran cuatro principales que son:

- Cedazos.
- Empaques de arena. Fracturamiento hidráulico con empaques de grava.
- Consolidación de la arena utilizando resinas.
- Empaques de grava utilizando partículas recubiertas con resina.

Aunque comúnmente existan variaciones entre cada uno de estos métodos siguen incluyendo características típicas o normales para la mayoría de las condiciones a combatir, por lo que cada uno independientemente del tipo seleccionado, debe ser correctamente diseñado y aplicado para evitar pérdidas en la productividad de los pozos ya que en algunas áreas es tal el índice de aportación de arena que por taponamiento se abate la misma.

Estos métodos pueden ir desde simples cambios en las rutinas de operación, hasta costosas terminaciones por lo que el método seleccionado dependerá de las

condiciones específicas del lugar, del tipo de operaciones y también de las consideraciones económicas. Algunos se describen a continuación.

1.2.2.1 Mantener y reparar. Consiste en tolerar la producción de arena y hacer frente a sus efectos cuando sea necesario. Esto requiere del mantenimiento rutinario del equipo superficial para conservar la productividad, aunque solo es utilizada en pozos que mantienen una producción transitoria de arena y donde los gastos de producción son bajos y los riesgos por llevar a cabo un servicio son muy escasos. Además de ser económicamente viables donde no pueda ser utilizada otra técnica de control.

1.2.2.2 Reducción en los gastos de producción. Aunque no es muy utilizado por las pérdidas económicas que ocasiona, ayuda a reducir la producción de arena. Consiste en reducir o aumentar el flujo hasta que la producción de arena sea considerablemente aceptable. Su propósito es el de establecer un caudal máximo posible junto con un arco estable en la formación que evite la degradación excesiva de la misma como se ha explicado anteriormente. Este método es muy bueno al momento de controlar la producción de arena solo que presenta un problema muy importante ya que el caudal para mantener un control adecuado es muchas veces menor que el potencial de flujo del pozo y se ve reflejado en la baja productividad y rentabilidad del mismo.

1.2.2.3 Consolidación química de la formación con resinas. Este método consiste en la inyección de resinas líquidas (mezcladas con un catalizador necesario para el endurecimiento) a la formación que se endurecen y forma una masa consolidada que mantiene unidos los granos puestos en contacto con esta misma. Este método, siendo exitoso, puede aumentar la resistencia de la formación lo que permite soportar las fuerzas de arrastre ocasionadas por las tasas de producción deseadas.

Comercialmente existen tres tipos principalmente disponibles de resinas que son: epoxi, fenólicos puros y furanos (es una mezcla de furanos y fenólicos).

Estas resinas pueden tener dos tipos de catalizadores “interno” o “externo”, los cuales son utilizados dependiendo de los tipos de formaciones a tratar, ya que cada uno de ellos presenta ventajas y desventajas al momento de su aplicación.

En el caso de utilizar catalizadores internos, estos van mezclados directamente con la resina a inyectarse a la formación que solo requieren de tiempo o temperatura para activar y endurecer la resina. La principal ventaja de este tipo de catalizadores internos es que siempre estará en contacto con la resina lo que favorece su uniforme activación. La desventaja es la que puede ocurrir un endurecimiento prematuro de la resina antes de llegar a la zona a tratarse incluso en la tubería de trabajo, por lo que estos deben ser perfectamente seleccionados y controlados para las condiciones específicas en las que se utilizarán. Al contrario de los catalizadores externos que son inyectados después de que la resina está en su lugar.

Existen dos tipos de consolidación de la resina la primera de ellas es la “separación de fases” compuesta por una fase de resina de entre un 15 a 25 % activa en una solución de resina inerte, la resina activa es atraída por la formación quedando consolidada mientras que la inerte que no se endurece y es mantenida en los espacios porosos de la formación que es retirada mediante un sobre desplazamiento del mismo. Este tipo de consolidación puede ser ineficaz en formaciones con más del 10 % de arcillas que tienen una superficie que atrae a la resina activa, debido a que este tipo de consolidación contiene un pequeño porcentaje de resina que puede ser no suficiente para consolidar los granos de arena.

El otro tipo de consolidación de la resina es la “sobre flujo” contienen un alto porcentaje de resina activa que cuando se inyectan estos ocupan los espacios porosos de la formación, por lo que se requiere de un sobre flujo para empujar esta fuera de la zona del pozo para restablecer la permeabilidad.

Todo trabajo de consolidación con resinas requieren de una cementación primaria eficiente que evite canalizaciones del mismo, además de un pozo limpio de sólidos para evitar que las impurezas queden pegadas a la tubería.

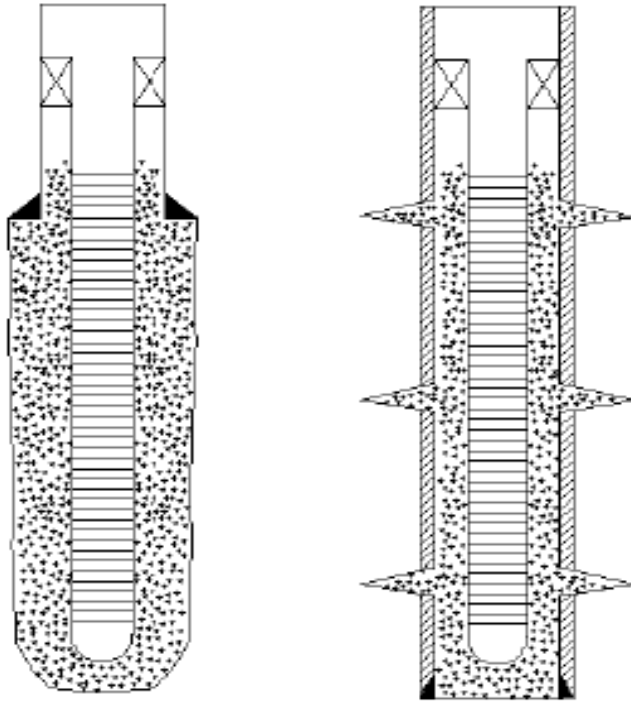
Una de las principales ventajas es que deja al pozo completamente abierto, además de poder ser efectuado por medio de la tubería de trabajo y pozos con diámetros pequeños. Aunque también acarrear problemas como el de la reducción de la permeabilidad de la formación, porque la resina ocupa un lugar en el espacio poroso y debido también a que la resina es mojable al aceite. La principal dificultad es instalar la resina en la formación, por lo que solo es adecuada para intervalos de 10 a 15 pies (3 a 4.5 metros). Aunque en intervalos mayores pueden ser utilizados empacadores que consumirían más tiempo y dinero. No son muy favorables para formaciones con permeabilidades menores a 50 mD y temperaturas de fondo arriba de los 107 ° C (225 ° F). No suelen ser comúnmente utilizados en el mundo debido a que la colocación del mismo es difícil y tienden a tener un elevado costo además de utilizar productos químicos muy tóxicos que son peligrosos de manipular.

1.2.2.4 Empaque de grava con resinas químicas. Consiste de un recubrimiento de un empaque de grava de alta permeabilidad con una capa fina de resina. Este método involucra el bombeo de grava a la formación y de una resina que es activada por la temperatura del fondo del pozo o por el calor de una inyección de vapor, una vez consolidado este empaque se prosigue a perforar la tubería de revestimiento contando ya con un filtro permeable que evitará la entrada de sólidos provenientes

de la formación. Es una operación complicada que aumenta su grado de complejidad conforme cambien las condiciones del pozo como la longitud de la zona productora y la desviación. Requiere también de que el pozo esté completamente relleno con la grava que será utilizada para controlar. La resistencia a la compresión del empaque depende principalmente de la resina, la cual es afectada primordialmente por los factores como el tiempo de operación y la temperatura de fondo. Aunque actualmente existen resinas para consolidar a temperaturas superiores a los 180 °C que necesitan varios días para consolidar lo que resulta en una débil resistencia a la compresión, por lo que para lograr una alta resistencia a la compresión para temperaturas superiores a los 150 °C requieren de muchas horas de espera. Estas condiciones son difíciles de obtener, solamente si se cuenta con técnicas de recuperación térmica. Desafortunadamente hay muy poca información con respecto al éxito o fracaso de esta técnica, por lo que su uso es apenas conocido.

1.2.2.5 Empaques con grava. Este método consiste primero en la instalación de un cedazo en la zona productora, posteriormente en saturar con grava la formación productora de hidrocarburos que presentará problemas de producción de sólidos (figura 3). Dicha grava 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 reteniendo los sólidos que posiblemente sean producidos. Pueden ser aplicadas en pozos con revestimiento o no, por lo que la arena bombeada hacia la zona productora mantendrá estables los arcos de arena que se puedan generar estabilizando con ello la formación misma, es por ello que al ser bien diseñados y aplicados pueden mantener la permeabilidad, dadas las condiciones de producción requeridas.

Figura 3. Empaques de grava en agujero abierto y revestido



Fuente: Control de arena en la terminación de pozos.pdf

Se introducen a la formación por medio de un fluido transportador que permite que la zona productora y el cedazo queden completamente saturados de grava para obtener los mejores resultados.

Esté método es muy eficiente en terminaciones en agujero descubierto, porque permite fácilmente que la arena sea colocada frente a la formación productora. Al contrario de los pozos revestidos donde es un poco más difícil de lograr, aunque también resulta costoso, pero que actualmente es uno de los métodos ha presentado los mejores resultados, y es una de las técnicas más fiables entre las otras.

1.2.2.6 Empacamientos con cedazos. Consisten en una serie de cedazos que constan de una base de tubo perforada y un material de metal tejido en capas sobre la base y una cubierta de material protector sobre estas que funcionan como un filtro que impiden el paso de los granos de arena hacia el pozo, un ejemplo se muestra en la figura 4. Esto ha adquirido una amplia aceptación en la industria del control de arena en los últimos años. Con el paso de los años se han generado una infinidad de equipos propuestos por las distintas compañías prestadoras de servicios que presentan sus técnicas de control de sólidos con fines publicitarios, estos equipos, proponen un valor numérico que representa la abertura del cedazo.

Figura 4. Cedazo utilizado en pozos de aceite.



Fuente: Control de arena en la terminación de pozos.pdf

Este valor numérico es basado en resultados de hacer pasar pequeñas partículas o cuentas de vidrio a través del cedazo. Sin embargo no proporcionan suficiente información sobre el control de arena. Información como la cantidad de arena que puede introducirse y la cantidad de sólidos que pueden atravesar la misma, que es lo que es realmente necesario para elegir qué tipo de cedazo es apropiado para un control en específico.

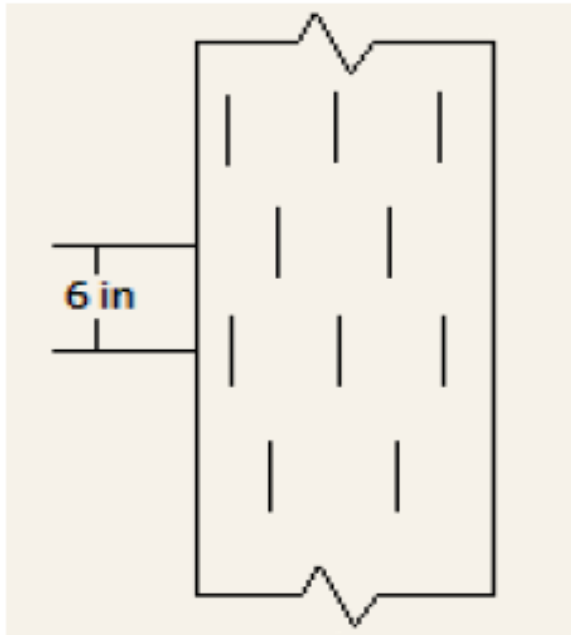
El análisis granulométrico de la formación, sirve para determinar el tamaño de grano de formación. Una muestra después de ser tratada es pasada a través de mallas, que determinan en cada una de estas el tipo, el peso de la muestra y el porcentaje retenido, escogiendo de entre todas la que retenga entre 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.

1.2.2.7 Liner ranurado. Consiste de una tubería manufacturada con pequeñas ranuras maquinadas por una sierra rotatoria ver figura 5, aunque en la actualidad son poco conocidas, pero suelen ser más económicas que los cedazos, cuentan con un área de flujo más pequeña que ellas, pero presentan una caída de presión más pronunciada. Son más fáciles de instalar y generalmente son utilizados en pozos de baja productividad y que económicamente no sean factibles para solventar los costos de los cedazos. Cada una de las ranuras, son enfiladas con un patrón de alineación, sumamente recomendable debido a que gran parte del esfuerzo original de la tubería es preservada por esta alineación.

Existe un patrón de alineación escalonado que es manufacturado tomando en cuenta el número de ranuras alineadas en la tubería, comúnmente son separadas con 6 pulgadas (15.2 cm) entre cada una de las filas.

Las ranuras pueden ser rectas o angulares. Las angulares tienen una característica principal que hace que tengan una parte más estrecha que la otra en la tubería, esta forma crea 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 el liner ranurado. El funcionamiento de un cedazo se critica generalmente basándose en el área de flujo que se presenta frente a la formación. Sin embargo en las ranuras de un liner, la pérdida de flujo suele ser menor que las causadas por las convergencias de flujo en las cercanías del pozo.²

Figura 5. Geometría del liner ranurado.



Fuente: Control de arena en la terminación de pozos.pdf

² RUIZ SOLORZA Jorge. Control de Arena en la terminación de pozos.2010. Pág. 2-21.

Una vez especificados cuales son los métodos de control de arena disponibles, la selección del que resuelva los problemas va depender de otros factores, muchas veces la inversión económica es un punto principal, porque en algunos casos los mejores métodos no siempre son los más económicos.

Todos estos factores también dependen en mucho de las localizaciones de los equipos, ya sean costa afuera o en tierra, en donde la disponibilidad y rentabilidad de los mismos son un factor importante. Además del aspecto de la seguridad que estos métodos brinden hacia el personal en cuanto a condiciones riesgosas a las que estarán sometidos durante su utilización.

En estos casos, la economía de la limpieza y eliminación de la arena debe tenerse en cuenta para la elección definitiva de la técnica que resulte en un óptimo control de la producción de arena.

1.2.3 Fenómenos provocados por el arenamiento.

Los efectos de la producción de arena son siempre perjudiciales para corto o largo plazo en la productividad de un pozo. Aunque suelen haber excepciones, al momento de controlar los efectos de producción de arena pero que pueden resultar no muy económicamente atractivos y provocar una explotación imprudente.

El fenómeno de arenamiento ha estado presente desde los inicios de la industria petrolera y ha sido uno de los principales problemas que afecta a algunos de los campos geológicamente más jóvenes del mundo. A los que se ha enfrentado desde siempre, ya que causa perturbaciones económicas por la serie de problemas que

acarrea consigo, como el reemplazo de equipos hasta restricciones de producción y aumento de riesgos en pozos donde se presenta.

Estos efectos que pueden ir desde el tratamiento y eliminación de los sólidos acumulados dentro del pozo, hasta fallas catastróficas en la terminación que impidan la productividad. Aunque no solamente son estos los provocados por el arenamiento de los pozos. A continuación se presentan los más característicos:

1.2.3.1 Limitación en la producción de hidrocarburos. Cuando las arenas provocan que los caminos preferenciales del flujo de hidrocarburos sean desviados debido al movimiento de la fallas, provocando el sellado de la formación hacia el pozo y generando la disminución o improductividad del yacimiento hacia el pozo.

1.2.3.2 Pérdida de presión de salida del petróleo. Son dos factores importantes en el momento de explotación del yacimiento, ya que la presión a la que está confinado el hidrocarburo representará el caudal y velocidad de recuperación de los fluidos, por lo que un simple cambio en estos repercutirá en los diseños de explotación del campo.

1.2.3.3 Contaminación del yacimiento. Conforme aumenta la producción de sólidos, estos se mezclan con los fluidos producidos generando cambios en sus propiedades físicas que dificultarán aún más las labores de explotación.

1.2.3.4 Daños en los equipos de producción. Conforme los granos de arena son producidos estos van dañando paulatinamente los equipos de producción. Debido a que con el flujo constante mantenido por la producción de los hidrocarburos, la arena, funciona como un material abrasivo que lentamente va corroyendo y erosionando los equipos hasta el punto de dejarlos obsoletos y tengan que ser

reemplazados continuamente porque dañan el pozo y mantienen poca seguridad del equipo, inclusive al ambiente. Cuando la velocidad de flujo es suficiente para transportar los sólidos hasta la superficie, esta puede ser almacenada en los equipos superficiales.

Esto representa un grave problema porque para restaurar la producción se debe cerrar el pozo y limpiar el equipo retirando la arena manualmente. Además si el separador es parcialmente llenado con arena, se reduce la capacidad de controlar el petróleo lo que repercutirá en la rentabilidad del pozo.

1.2.3.5 Acumulación en el fondo del pozo. Ocurre cuando la velocidad de producción no es suficiente para llevar los sólidos hasta superficie lo que provoca que se empiece a llenar el pozo por lo que el intervalo productor puede ser eventualmente cubierto con arena. Induciendo a que la recuperación del pozo decaiga paulatinamente hasta llegar a un punto en que se detenga la producción. Lo que resultará en intervenciones al pozo para retirar los sólidos depositados en el fondo que solo resultarán en una pérdida de producción y un aumento en los costos de mantenimiento.

1.3 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA PRODUCCIÓN DE ARENA

1.3.1 Colapso del revestimiento.

La falla por colapso del casing es una condición mecánica que se origina por el aplastamiento del revestimiento por una carga de presión. Esta actúa sobre las paredes externas de la misma hasta el punto de exceder la capacidad de resistencia.

La resistencia a la falla por colapso del casing ha sido estudiada ampliamente, se ha determinado que las fallas por colapsos pueden ser generadas por los siguientes factores:

1.3.1.1 Efectos de imperfecciones del casing. Dentro de los factores que influyen en la resistencia al colapso del casing, está el aspecto geométrico. Las imperfecciones generadas en el proceso de fabricación dan como resultado que no existan tuberías con diámetros y espesores constantes. Los factores asociados a estas variaciones son: Ovalidad y Excentricidad.

1.3.1.2 Revestimiento colapsado. El colapso del revestimiento ocurre cuando la fuerza ejercida por la formación o por el influjo de una presión de los fluidos excede la resistencia al colapso del revestimiento.

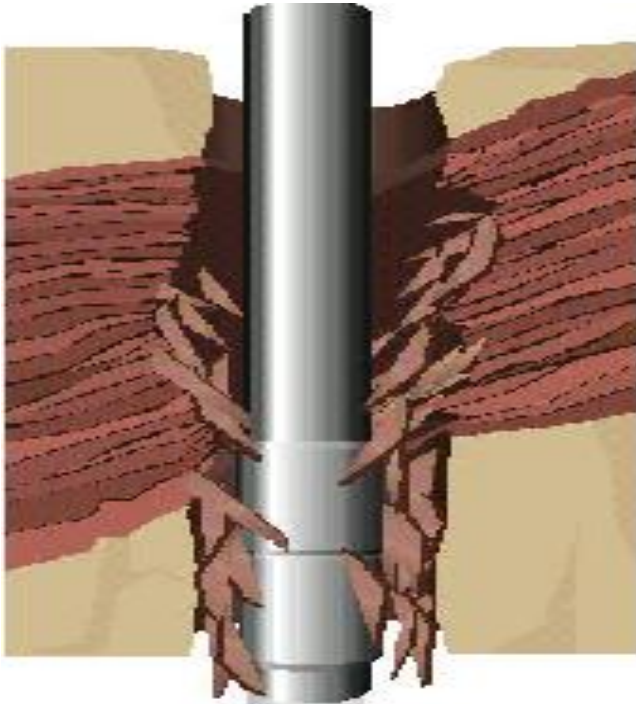
Las causas más comunes del colapso son un diseño inadecuado del revestimiento o el desgaste del revestimiento, el cual reduce su grado de resistencia al colapso. La corrosión también reduce su resistencia al colapso, conllevando a problemas en los trabajos de reacondicionamiento (workover) u otras operaciones en pozos viejos.

Algunas precauciones a tomar para evitar un colapso en el revestimiento es tener un diseño correcto del revestimiento. Hay que revisar varias veces los cálculos de diseño. Asegurándose de tener buen trabajo de cementación. Una buena adherencia del cemento incrementa la resistencia al colapso del revestimiento. Si se produce una pega, se requieren herramientas y procedimientos especializados.³

³ ANDREA, M. Drill String Design Recommendations. Primera Edición. SCHLUMBERGER. Sedco Forex.1998. Pág. 24 – 36.

Los problemas de estabilidad relacionados con fracturas y fallas no se pueden prevenir, a lo mucho se pueden minimizar. No se puede garantizar, pero la inestabilidad puede desaparecer eventualmente a medida que el pozo se colapsa hasta una condición estable. Véase figura 6.

Figura 6. Colapsos por formaciones fracturadas y falladas.



Fuente: SCHLUMBERGER. Sedco forex. Drillers Struck Pipe Handbook 1997.

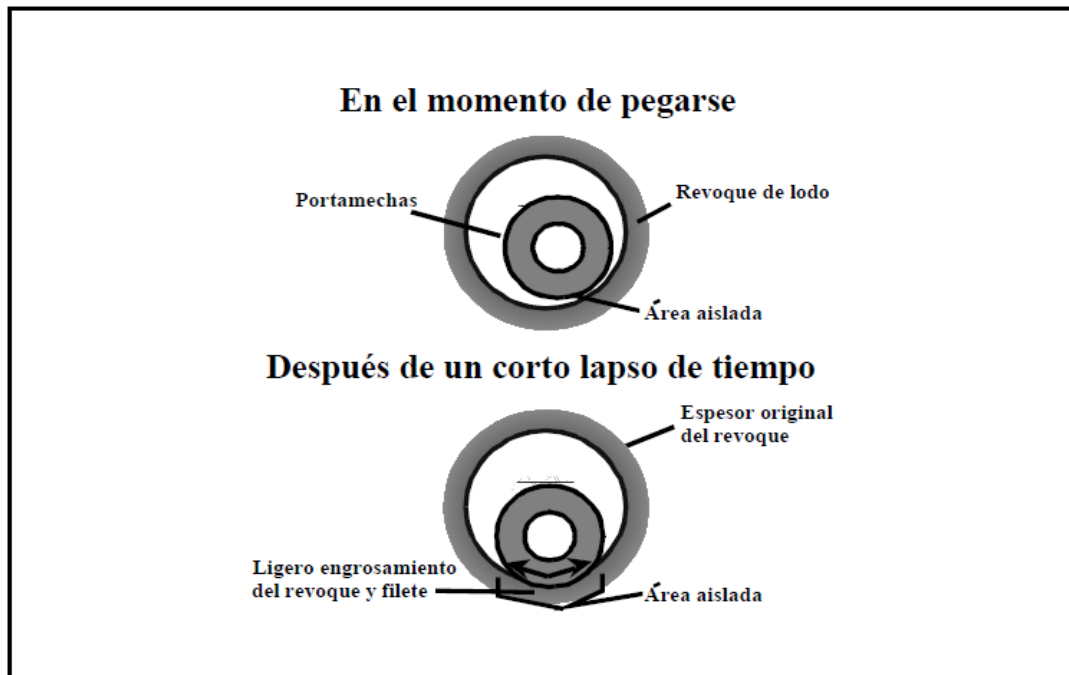
1.3.2 Pega de tubería

En operaciones de perforación y workover, la tubería de trabajo se considera pegada cuando no se la puede hacer subir, bajar, o girar. La pega de la tubería puede ser causada por varios mecanismos diferentes. Situaciones típicas de pega de tubería son:

- Efectos de la presión diferencial
- Obturación
- Pozo estrecho
- Ojo de llave

1.3.2.1 Pega diferencial. La mayoría de los incidentes de pega de tubería es causada por efectos de la presión diferencial. Las excesivas presiones diferenciales a través de zonas permeables de menor presión pueden ser causa de que la sarta de perforación empuje sobre la pared del pozo donde queda atascada. Ver la Figura 7.

Figura 7. Efecto de la presión diferencial



Fuente: M-I Drilling Fluids Manual.PDF

La diferencia de presión entre la presión de la columna hidrostática y la presión de poro de la formación fuerza a la tubería contra el revoque de la pared y atasca la tubería.

La pega diferencial se puede identificar por las siguientes características:

- La tubería queda pegada después de estar inmóvil por un período de tiempo
- No se puede hacer girar ni mover la tubería mientras se circula

Para evitar o minimizar el riesgo de pega diferencial, no se debe dejar nunca que la tubería de perforación quede inmóvil por ningún período de tiempo.⁴

En trabajos de workover, la sarta puede quedar pegada por dos razones:

- Atascamiento: Cuando se baja rápidamente la sarta sin tener un movimiento recíprocante, es posible que cuando se intente subir se quede pegada.
- Colapsos: Al bajar tubería para realizar trabajos de reacondicionamiento, se puede dar que el casing haya fallado y en el momento de subir nuevamente se quede pegado en el colapso.

1.3.3 Desviación de pozo

La experiencia ha demostrado que la mayoría de los pozos caen dentro de uno de los tres patrones de desviación básicos. La selección de determinado patrón para ajustarse a un programa de perforación determinado no es sencilla; intervienen

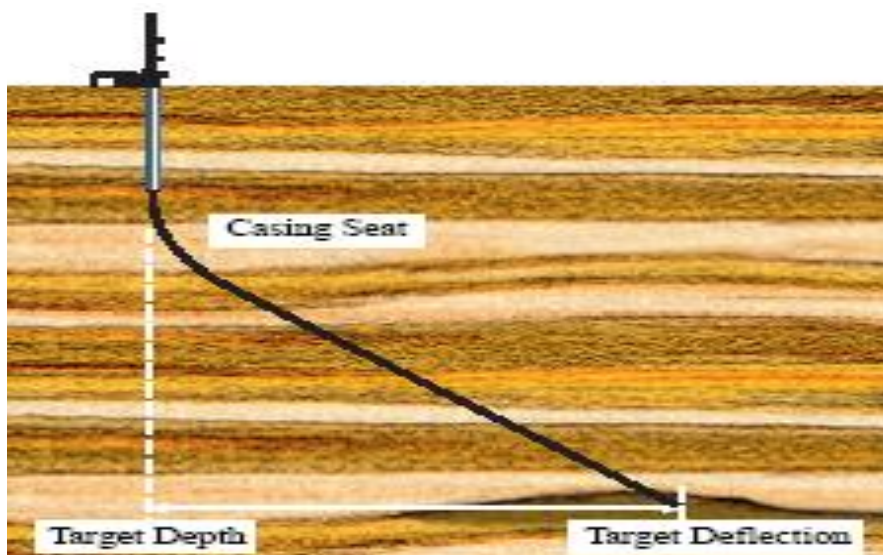
⁴ M-I SWACO. Pega de Tubería. Drilling Fluids Manual. Febrero de 2001. Pág. 4-12.

muchos factores complejos como la información disponible acerca de las estructuras geológicas, programas de lodo y tubería de perforación, espacio entre los pozos, etc.

1.3.3.1 Patrones de desviación. A continuación se nombran los tres tipos de patrones de desviación que existen, para la clasificación se tiene en cuenta el ángulo y la profundidad a la que se da la desviación.

- *Patrón Tipo I.* Se puede usar para perforación de profundidad moderada en áreas en las que no se requiere tubería de revestimiento intermedia y en donde la roca que contiene el petróleo está en una sola zona. También puede usarse para pozos más profundos que requieran un desplazamiento lateral grande. En estos pozos profundos, la sarta de tubería de revestimiento intermedia se coloca a través de la sección curva hasta la profundidad requerida. Ver figura 8.

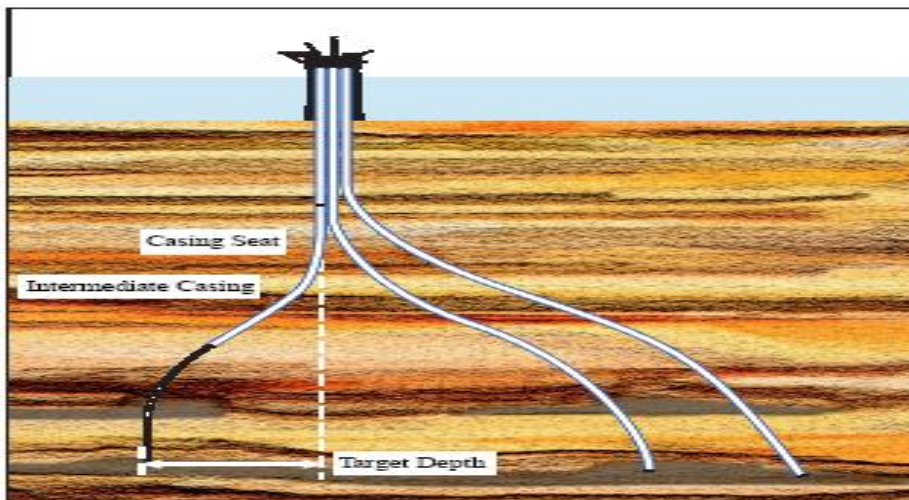
Figura 8. Patrón de desviación tipo I



Fuente: Modulo Direccional. Unioriente - ITP

- *Patrón Tipo II.* Este patrón también se desvía cerca de la superficie. Después de que se ha logrado la desviación, se coloca y se cementa la tubería de revestimiento superficial. La perforación continúa a lo largo de este curso desviado hasta que se alcanza el desplazamiento lateral deseado; entonces el hoyo se regresa hacia la vertical y se coloca una sarta intermedia de tubería de revestimiento. La perforación se reanuda en el hoyo vertical, y éste permanece así hasta que alcanza la profundidad total. Este patrón se emplea en pozos profundos en áreas en las cuales las dificultades con gas, flujo de agua, etc., exigen la colocación de una sarta de revestimiento intermedia. También permite una separación precisa en los fondos de pozos en zonas productoras múltiples. Véase figura 9.

Figura 9. Patrón de desviación tipo II

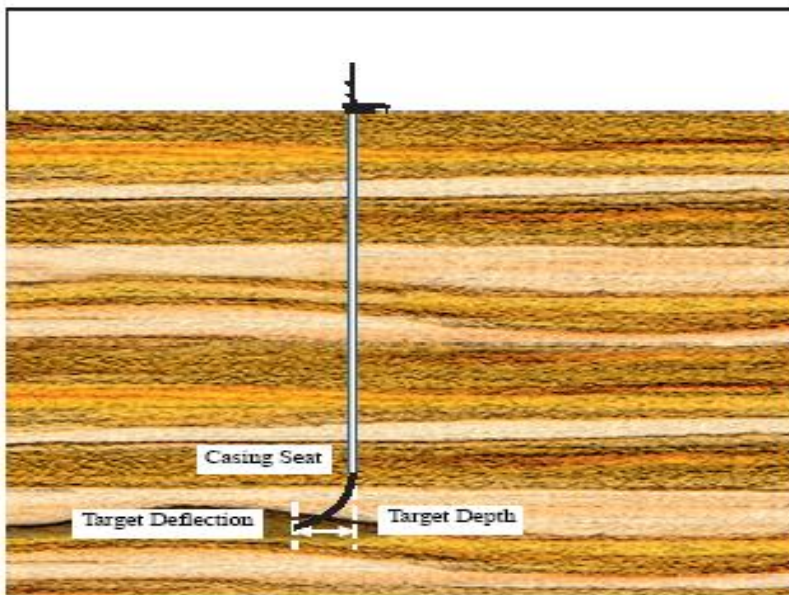


Fuente: Modulo Direccional. Unioriente – ITP

- *Patrón Tipo III.* La desviación en este patrón se empieza bastante debajo de la superficie, punto desde el cual el ángulo de desviación se mantiene fijo hasta

alcanzar el objetivo. Este tipo de patrón se usa en campos de producciones múltiples. Los ángulos de desviación son relativamente altos y la distancia lateral desde la vertical hasta el objetivo deseado debe ser relativamente más corta que en otros patrones. La parte desviada del pozo generalmente no está protegida con tubería de revestimiento (ver figura 10).⁵

Figura 10. Patrón de desviación tipo III



Fuente: Modulo Direccional. Unioriente – ITP

En los patrones de desviación tipo I y II, puede ocurrir que por falta de consolidación de la formación y/o segregación gravitacional haya flujo de arena hacia el hueco, por lo tanto es necesario removerla.

⁵ UNIORIENTE. Modulo Direccional. Caracas Venezuela. 2005. Pág. 3-18.

1.4 TRABAJOS EN POZO EN LOS CUALES SE REALIZA LIMPIEZA DE ARENA

1.4.1 Fracturamiento hidráulico

El fracturamiento hidráulico puede ser definido como el proceso en el cual la presión de un fluido es aplicado a la roca del yacimiento hasta que ocurra una falla o fractura, generalmente conocido como rompimiento de formación. Al mantener la presión del fluido hace que la fractura se propague desde el punto de rompimiento de la roca creando un canal de flujo que provee un área adicional de drene. Al fluido utilizado para transmitir la presión hidráulica se le conoce como fluido fracturante.

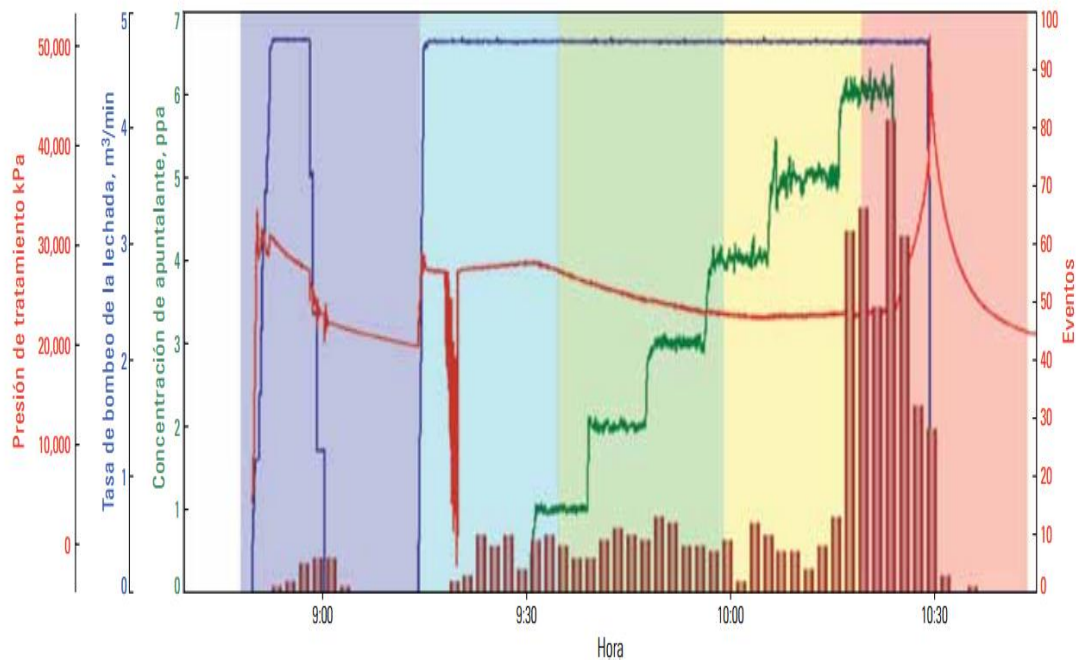
1.4.1.1 Fracturamiento con Apuntalante. Un tratamiento de fracturamiento consiste esencialmente en el rompimiento de la formación productora mediante un fluido a un caudal mayor que pueda admitir matricialmente la roca. La inyección continua de dicho fluido permite ampliar y extender la fractura, cuando se alcanza una amplitud tal, se le agrega un material sólido al fluido para que lo acarree y evitar al término del tratamiento cierre la fractura dejando un empaque altamente permeable. El fluido empleado recibe el nombre de fluido fracturante y el sólido es conocido como agente apuntalante. Ver figura 11.

1.4.1.2 Apuntalantes. Del conjunto de materiales utilizados en el fracturamiento hidráulico el agente apuntalante o sustentante es el único que permanecerá en la fractura manteniéndola abierta y estableciendo un canal conductivo para la afluencia de los fluidos de formación hacia el pozo.

Estos materiales son diseñados para soportar los esfuerzos de cierre de la formación, sin embargo, se debe seleccionar de acuerdo a los esfuerzos a que estará sometido y a la dureza de la roca, ya que si se tienen esfuerzos de cierre altos, este podría triturarlo; en formaciones suaves este se puede embeber y el grado de ocurrencia de estos factores depende del tamaño y resistencia del apuntalante, la dureza de la formación y los esfuerzos a que estará sometido.⁶

Después de un fracturamiento hidráulico es necesario realizar una limpieza del hueco, puesto que en el pozo quedan excesos de apuntalante.

Figura 11. Curva típica de presión en la superficie durante el fracturamiento.



Fuente: Terminación y Mantenimiento de pozos.PDF

⁶ JARAMILLO Oscar Julian. Manual de Fracturamiento Hidraulico. Agosto de 2007. Pág. 2-8.

1.4.2 Swabing – Suabeo

La Estimulación Mecánica (Suabeo) se realiza por medio de la acción descendente y ascendente de la barra de Suabeo halada por el cable de 9/16” (Sand-line), esta barra actúa como el pistón de una bomba de subsuelo desalojando el fluido contenido en el tubing –en cada viaje–, generando que la presión hidrostática descienda, provocando una fuerza de succión que induce la entrada de fluido desde la formación al agujero del pozo.

El fluido recogido, es dirigido a los tanques de prueba donde se lleva un registro de sus características. De igual manera en cada viaje se lleva el registro del nivel de fluido encontrado y la profundidad alcanzada por la barra de Suabeo. Estos registros se llevan en unas tablas que permiten el monitoreo de la operación.

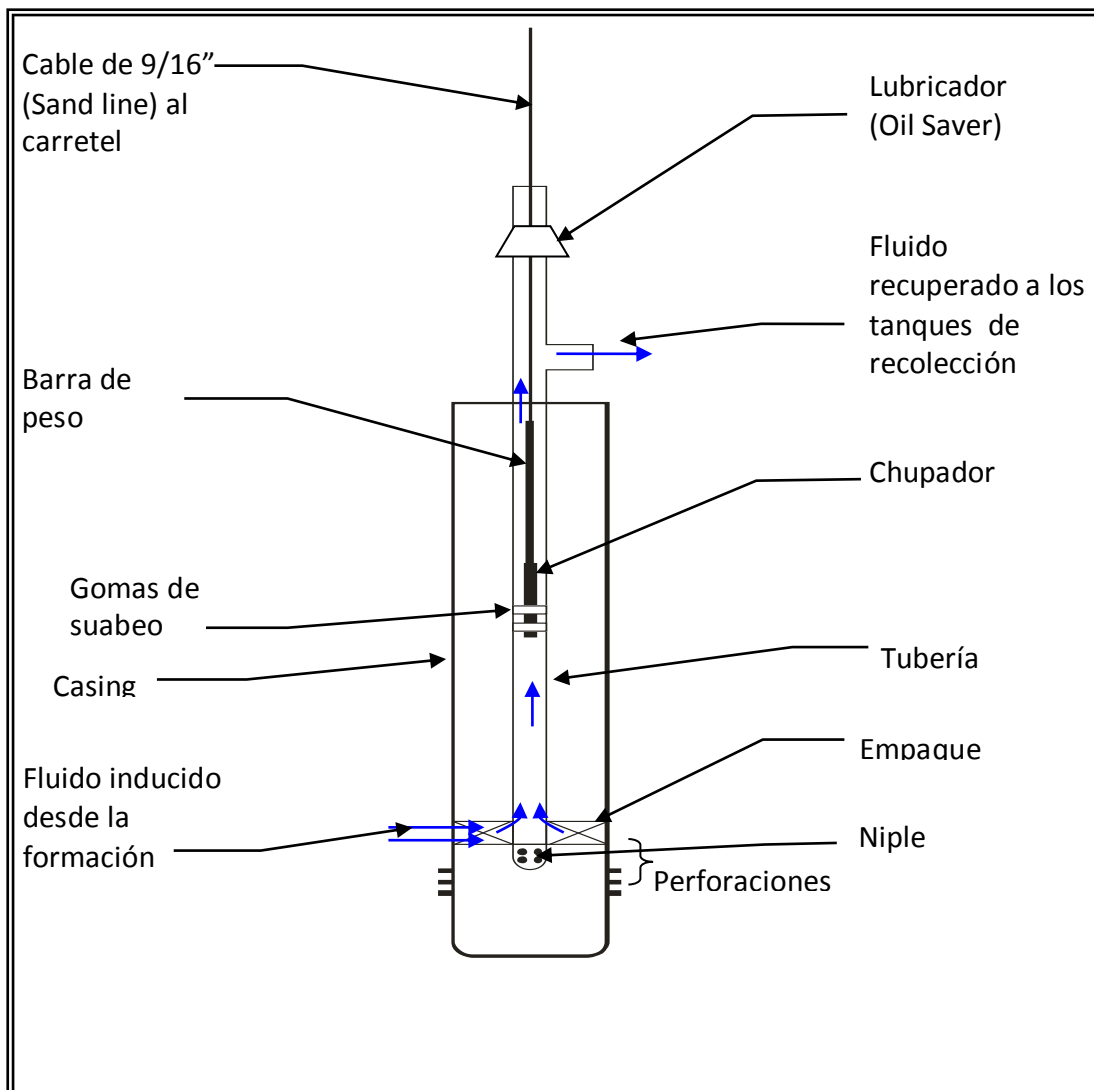
Generalmente se revisan las gomas cada cierto número de viajes (según la profundidad a la que se encuentre el nivel de fluido), esto con el fin de verificar su integridad y cambiarlas si es necesario. De esta manera se realizan el número de viajes necesario para suabear el pozo, verificando constantemente el nivel de fluido en la tubería; si el nivel de fluido dentro de la tubería se encuentra cada vez más bajo en cada viaje, indica que el pozo no está aportando, si el nivel de fluido dentro de la tubería permanece constante, es indicio de que el pozo está aportando.

Para realizar esta operación se utiliza un equipo de Suabeo el cual generalmente hace parte del equipo de Workover, aunque puede ser una unidad independiente (ver figura 12).⁷

⁷ Casas Acosta Sergio Andrés, Piñerez Barrios José Rafael, Cárdenas Navarro Reynaldo. Instructivo para la Operación de Estimulación Mecánica. Manual de Operaciones ECOPETROL. Noviembre de 2005. Pág. 2-8.

El diferencial de presión ocasionado por el suabeo tiene como consecuencia el aporte de arena y finos de la formación hacia el hueco, estos sólidos deben ser retirados para poner a producir el pozo.

Figura 12. Representación esquemática de la operación de Suabeo.



Fuente: Instructivo Para Estimulación Mecánica - ECOPETROL

1.4.3 Acidificación matricial

En acidificación matricial, el flujo de ácido es confinado a los poros naturales de la formación y los canales de flujo a una presión de fondo del pozo que es menor a la presión de fracturamiento (Figura 13). El propósito es incrementar la permeabilidad y porosidad de la formación productora.

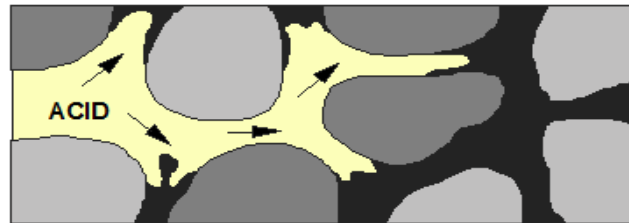
En acidificación matricial, el área de contacto entre el fluido y la formación es muy grande; por lo tanto, la presión por fricción se incrementa rápidamente a medida que el caudal de bombeo aumenta. Como la acidificación matricial se debe llevar a cabo a caudales de inyección bajos, generalmente su efecto se limita a remover daños someros de la formación (trabajos de lavado). Una vez que se han agrandado los canales de flujo, los materiales que crearon el daño se pueden remover de la formación. Al tratar el daño de la formación, como por ejemplo un revoque o incrustaciones, se debe tener cuidado de realizar el tratamiento con presiones menores que las presiones de fractura para evitar que la fractura atraviese el área dañada.

Para lograr una penetración máxima con acidificación matricial, el ácido debe tener una viscosidad baja así como una baja tensión superficial. No se deben usar ácidos gelificados ni emulsionados porque su viscosidad y tensión interfacial aumentan considerablemente las presiones de inyección.

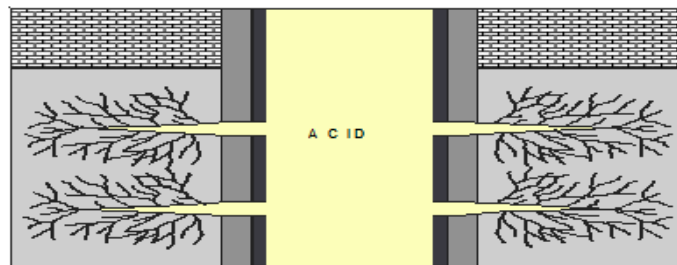
Tanto en la acidificación en fracturas como en la matricial, la estimulación efectiva depende de que la formación productora mejore la permeabilidad en una extensa red de canales que servirán de sistema colector para transportar el crudo de la roca de baja permeabilidad al pozo.

El caudal de bombeo y el volumen total de ácido determinan el tiempo de contacto con el ácido durante el cual las caras de la fractura quedan expuestas al ácido vivo. El tiempo de contacto afecta directamente la cantidad de ataque que se logra. La profundidad de penetración no aumenta apreciablemente al aumentar el volumen de ácido. Así pues, el beneficio que reporta un tratamiento con ácido con un tiempo de contacto mayor al tiempo de desgaste del ácido se puede atribuir al ataque del ácido, que en consecuencia le agrega conductividad al flujo.

Figura 13. Acidificación matricial



El tratamiento de acidificación matricial consiste en inyectar lentamente ácido en la formación de manera que penetre en los espacios existentes entre los poros de la roca sin fracturar las formaciones.



La acidificación matricial se utiliza principalmente en formaciones de areniscas para disolver los materiales no deseados que invaden los poros de la roca durante las operaciones de perforación y cementación.

Fuente: Fundamentos de Acidificación BJ Services

El tiempo de cierre, o tiempo durante el cual un pozo permanece cerrado después de un tratamiento de estimulación, está determinado por el tipo de ácido que se utilice y por factores propios del fondo del pozo como el tipo de formación, la

temperatura del fondo del pozo, y presión del fondo del pozo. Después de que una solución ácida se ha neutralizado al entrar en contacto con la formación, deja de ser un agente de estimulación. Puede convertirse en un agente dañino para la permeabilidad de la formación si se le deja mucho tiempo en el pozo.

El ácido clorhídrico reacciona tan rápidamente con las formaciones de calizas que en el momento en que se termina de colocar todo el ácido, éste ya está prácticamente gastado. Esta neutralización ocurre generalmente en todos los rangos de temperatura y presión. Como las formaciones de calizas comprenden cantidades variables de impurezas insolubles que pueden obstruir la permeabilidad si se les deja entrar en reposo, es importante remover el ácido clorhídrico gastado apenas éste se vicia. El tiempo de cierre en estas formaciones es cero.⁸

Cuando se realizan trabajos de acidificación matricial los sólidos lavados quedan en el pozo, por lo que deben ser retirados y sacados a superficie.

1.4.4 Gravel pack

Existen varias técnicas para controlar la producción de arena en pozos horizontales, éstas pueden variar desde simples restricciones de la velocidad de producción y cambios en las prácticas operacionales, hasta el uso de costosos equipos de completamiento; todos ellos con el propósito de controlar el movimiento de partículas de la formación hacia la boca del pozo.

Los forros ranurados y las rejillas constituyen una de las formas más sencillas y tradicionales de realizar el control de arena en pozos horizontales, por ser

⁸ BJ SERVICES. Fundamentos de Acidificación. Pág. 3-8.

razonablemente menos costosas y fáciles de correr en el hoyo. Sin embargo, para que el control de arena sea efectivo los granos deben formar un puente en las aberturas del forro o rejilla, si el puente que se ha formado no es estable y se rompe, pueden obstruirse con el tiempo debido a la reorganización de la arena de formación (empaquetamiento natural), adicionalmente, en pozos con altas tasas de producción existe la posibilidad de que ocurra una falla del equipo de control de arena por erosión antes de que se produzca el puenteo.

Ante estas limitaciones, el empaque con grava ofrece ventajas evidentes frente a un forro ranurado y una rejilla en pozos horizontales en formaciones no consolidadas. El empaque con grava provee un soporte para la cara del hoyo, debido a que aplica un esfuerzo finito contra la formación, específicamente en la interfaz grava / formación, que retiene a la misma y reduce al paso de los finos hacia el interior del empaque con grava. Por su parte, las rejillas y forros ranurados representan un filtro suspendido que no ejerce un esfuerzo finito sobre la formación. La ausencia de esfuerzos permite que la formación colapse sobre la rejilla y las partículas tengan libertad para moverse con los fluidos producidos, produciendo el taponamiento de la misma y la pérdida de productividad del pozo. Este problema se torna más significativo cuando las formaciones tienen granos finos o un alto contenido de arcillas o cuando se producen fluidos viscosos. En este caso, la obstrucción de una rejilla y el forro ranurado es inevitable y el empaque con grava parecería constituir la única técnica disponible de control de arena a largo plazo.⁹

⁹ ACOCK Andrew; OROURKE Tom. Métodos Prácticos de Manejo de la Producción de Arena. Oilfield Review. Verano 2004. Pág. 1-5.

CAPITULO 2

HERRAMIENTAS EXTRACTORAS DE ARENA Y SOLIDOS DE POZO

Para la extracción de arena y solidos del pozo existen diferentes herramientas que funcionan bajo dos principios fundamentales que son: Circulación de fluidos y/o limpieza por herramientas mecánicas.

- Circulación de Fluidos: Se puede realizar con tubería o con la unidad de coiled tubing, consiste en circular en directa o reversa un fluido (agua, píldora), que permita lavar la arena que se encuentra en el pozo y extraerla a superficie.
- Herramientas mecánicas: consiste en bajar una herramienta (bomba desarenadora) que por medio de un movimiento reciprocante genera un diferencial de presión permitiendo la extracción de arena.

A continuación se definen las herramientas más comunes para la extracción de arena.

2.1 LIMPIEZA DE POZO CON TUBERIA FLEXIBLE. COILED TUBING

2.1.1 Generalidades

Muchos operadores recurren a la tecnología de tubería flexible para posibilitar la ejecución de tareas de remediación en pozos activos. Esta tecnología permite

desplegar herramientas y materiales a través de la tubería de producción o la tubería de revestimiento existente, mientras el pozo continúa produciendo.

La Unidad Tubería Flexible satisface tres necesidades claves, las cuales son vitales para ejecutar operaciones de remediación en pozos activos. En primer lugar, este tipo de operación requiere una forma de proveer un sello dinámico entre la presión de formación y la de superficie. Luego, se necesita un conducto continuo que se pueda bajar a un pozo para permitir el transporte del fluido. Y, por último, debe disponerse de algún medio para bajar este conducto al pozo y recuperarlo luego bajo presión. El equipo se muestra en la figura 14.

Figura 14. UNIDAD DE TUBERIA FLEXIBLE (CTU)



Fuente: Oilfield Review, La tubería flexible en todo su esplendor. *Schlumberger*

2.1.2 Transporte de sólidos hacia la superficie

El relleno del pozo constituye una preocupación importante para los operadores de todo el mundo. Este problema, que inhibe la producción, se encara normalmente a través de intervenciones con tubería flexible. No obstante, a medida que aumenta la complejidad de los pozos y de las terminaciones y la producción de reservas se lleva a cabo en condiciones cada vez más dificultosas, se presentan ambientes en los que las técnicas de limpieza con Tubería Flexible convencionales no resultan adecuadas para una remoción efectiva del relleno.¹⁰

Las operaciones de limpieza de pozos constituyeron unas de las primeras aplicaciones para los servicios de coiled tubing. Las estimaciones globales indican que casi un 50% de las operaciones con Tubería Flexible se llevan a cabo para remover sólidos y escombros móviles, tales como arena producida o restos de apuntalante provenientes de los tratamientos de fracturamiento hidráulico. En general, los desarrollos continuos registrados en los sistemas de operaciones con TF han permitido que los operadores avancen al mismo tiempo que se incrementan las profundidades y tortuosidades de los pozos y aumentan las complejidades de las condiciones ambientales de fondo de pozo.

La técnica más común para la limpieza de pozos desviados utiliza una herramienta de limpieza por chorro que se baja en el pozo con Tubería Flexible. Durante el bombeo del fluido de limpieza por la tubería de producción, esta herramienta se baja o lava dentro de la arena u otros escombros, comúnmente llamados relleno. Una vez penetrado, o *mordido* el relleno, el movimiento descendente se detiene. Mientras se sigue haciendo circular el fluido de limpieza, la herramienta de limpieza

¹⁰ BLOUNT Curtis; ALI Azhar. Sistemas Integrados de Limpieza de Pozo: Mejoramiento de la eficiencia y reducción del riesgo. Oilfield Review. Otoño 2005. Pág. 1-4.

a chorro se sube levemente y en forma lenta en un proceso que se conoce como barrido. Véase la figura 15.

Figura 15. Pasos del Proceso de Limpieza con Coiled Tubing



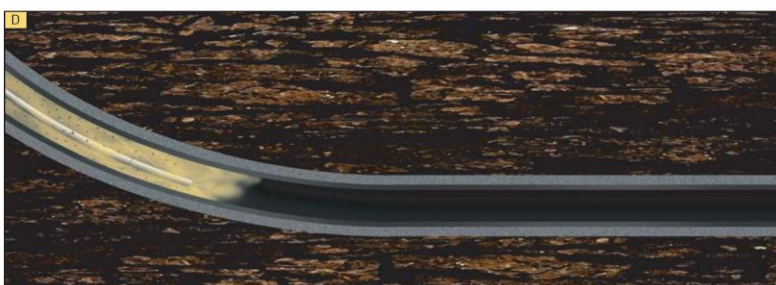
Primero, se baja la herramienta de limpieza con Tubería Flexible hasta el tope del relleno (A).



En la imagen (B), la herramienta penetra en el relleno durante la circulación, lava y moviliza los sólidos y toma un bocado.



En la imagen (C), se ha alcanzado una longitud de bocado previamente planificada y se está subiendo la herramienta de limpieza por chorro hacia el extremo superior de la tubería de revestimiento corta (liner), para dar comienzo al proceso de barrido.



En la imagen D, el relleno está siendo barrido a través de una porción de la sección angular crítica (40 a 65 grados) del pozo. En general, una vez que los sólidos son barridos hacia el extremo superior de la tubería de revestimiento corta, la boquilla vuelve al fondo, se toma el siguiente bocado y el proceso se repite hasta remover todos los sólidos del pozo.

Fuente: Oilfield Review, Sistemas integrados de limpieza de pozos. *Schlumberger*

Cuán grande es el bocado tomado y cuánto se sube la herramienta en dirección a la superficie dependen de numerosos factores incluyendo el gasto (la tasa de flujo), el tipo de relleno, el diámetro de la tubería de producción y de la tubería de revestimiento, el fluido de limpieza utilizado, el diseño de las boquillas, la presión de fondo de pozo y la trayectoria del pozo. Ocasionalmente, el barrido tendrá que ser llevado nuevamente a la superficie antes de proceder a tomar el siguiente bocado.

Una vez que el relleno ha sido barrido en sentido ascendente hasta una profundidad predeterminada, se hace retornar la herramienta al fondo para tomar el siguiente bocado de relleno. El proceso se reitera hasta que todo el relleno ha sido movilizado y removido del pozo.

La herramienta de limpieza por chorro, o boquilla de lavado, generalmente está diseñada para producir turbulencia en el fluido, lo que ayuda a movilizar y dejar en suspensión las partículas sólidas. No obstante, en lo que respecta a los pozos inclinados, la turbulencia se reduce al aumentar la distancia con respecto a las boquillas y los sólidos a menudo forman capas en el lado bajo del pozo al caer, o desprenderse, de la suspensión. A medida que aumenta la altura de esta capa de sólidos, se dispone de menos sección transversal de pozo para el flujo, de manera que la velocidad del fluido a lo largo de la superficie de la capa aumenta hasta que alcanza una velocidad de movilización crítica. Una vez alcanzada esta velocidad, la totalidad o parte del relleno se dispersa, se vuelve a mezclar con el fluido de limpieza y es transportado hacia la superficie, formando a menudo una nueva capa un poco más arriba dentro del pozo.

2.2 HERRAMIENTA DESARENADORA HY TECH TOOL

Una de las herramientas utilizadas para extraer arena de los pozos en los diferentes campos petroleros de Colombia es la HERRAMIENTA DESARENADORA DE POZOS HY TECH TOOL o CONVENCIONAL. A continuación se presentan las diferentes características de dicho instrumento.

2.2.1 Aspectos técnicos de las Bombas Desarenadoras Hy Tech Tools

Las HY TECH TOOLS se utilizan para ejecutar limpieza de arena y sucio depositados en los pozos productores de aceite e inyectores de agua; estas herramientas son ideales para efectuar limpieza de arenas y sucios depositados en los pozos productores de aceite e inyectores de agua (diámetros de 3 1/2" EUE x 20 Pies de longitud x 4.5 de máximo OD. Y 2 7/8" EUE x 26' longitud x 3.2132 de máximo O.D).¹¹

2.2.2 Modelos

Existen dos modelos que se ajustan al diámetro de la mayoría de los casings de los pozos petroleros. En la Tabla N° 1 se establecen las características.

¹¹ Manrique Saavedra, Luciano. Propuesta HERRAMIENTA DESARENADORA DE POZOS HY TECH TOOL para PETROMINERALES. Septiembre de 2008. Pág. 1-8.

Tabla 1. Modelo de Bombas Desarenadoras Hy Tech Tools

MODELO	CANTIDAD DISPONIBLE	DIÁMETRO MÁXIMO	PESO (KG)
3 ½" EUE	4	4' 1/2" OD	310
2 7/8" EUE	2	3' 3/4" OD	120

Fuente: Propuesta Alquiler HERRAMIENTA DESARENADORA DE POZOS HY TECH TOOL. ASETEC LTDA.

2.2.3 Capacidad

Expresada en términos de profundidad de desarenado, la capacidad está dada en pies o metros de avance de la HY TECH TOOL y depende de la cantidad de tubings dispuestos como cámara de depósito de arena; El modelo 2 7/8 tiene una capacidad máxima en recamara de hasta 16 tubos de 31', mientras que el modelo de 3 1/2 presenta una capacidad máxima de hasta 25 tubos de 31' para ser utilizados como recamara; la siguiente tabla corresponde a un ejemplo sobre la capacidad de las HY TECH TOOLS con diez (10) tubings en cámara de almacenamiento de arena (ver Tabla 2)

Tabla 2. Capacidad de La Bomba Desarenadora Hy Tech Tools

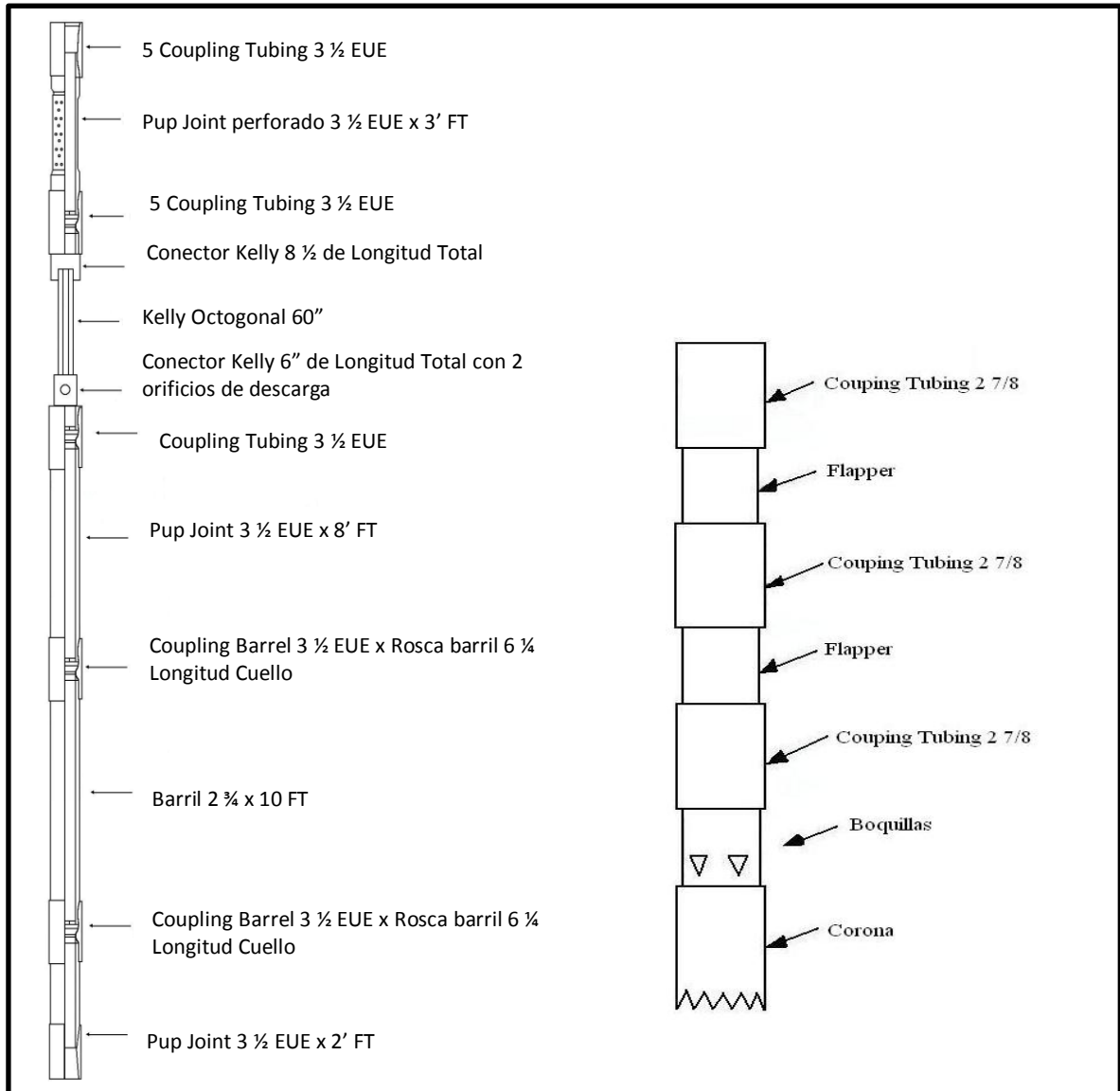
Modelo	Tubos de 31' en recamara	CAPACIDAD DEL CASING			
		5 1/2"	6 5/8"	7 "	8 5/8"
2 7/8"	10	51' (15.5 m)	34' (10.4 m)	32' (9.8 m)	20' (6.1 m)
3 1/2"	10	121' (36.8 m)	81' (24.7 m)	73' (22.3 m)	40' (12.2 m)

Fuente: Propuesta Alquiler HERRAMIENTA DESARENADORA DE POZOS HY TECH TOOL. ASETEC

2.2.4 Composición de la Herramienta Hy Tech Tools

La herramienta consta de las siguientes partes, de abajo hacia arriba. (Ver figura 16).

Figura 16. Bomba Desarenadora Hy Tech Tools. ASETEC LTDA



Fuente: Propuesta Alquiler HERRAMIENTA DESARENADORA DE POZOS HY TECH TOOL. ASETEC

- Corona.
- Válvula fluidizadora.
- Válvula Cheque.
- Comportamiento de depósito de arena.
- Bomba de acción mecánica.
- Válvula de drenaje.
- Kelly.
- Válvulas de circulación.
- Tubería de trabajo.

2.2.5 Funcionamiento

La herramienta se arma a medida que se baja al pozo y unos pies antes de tocar el fondo (previamente se ha debido determinar el fondo por medio de wire line o tubería) se debe verificar el peso de la sarta ya que durante la operación de la herramienta el indicador de peso nos determina el estado y correcto funcionamiento de la herramienta.

Inmediatamente se acciona la bomba y con la ayuda de nivel fluido dentro del pozo se crea una turbulencia y caída de presión a favor del compartimiento que permite que entre el fluido y arena y se deposite en este. Esta operación se efectúa repetidamente en la medida que avanza dentro del pozo limpiándolo. La indicación de que la herramienta ha llenado su compartimiento se observa en el indicador de peso (este ha incrementado su peso inicial entre 2.500 y 3.000 libras), además de que la rata de penetración disminuye. La herramienta es sacada a superficie, limpiando su compartimiento y cada una de sus piezas y vuelta a bajar dentro del pozo si así se requiere.

2.3 BOMBA DESARENADORA CAVINS

2.3.1 Generalidades

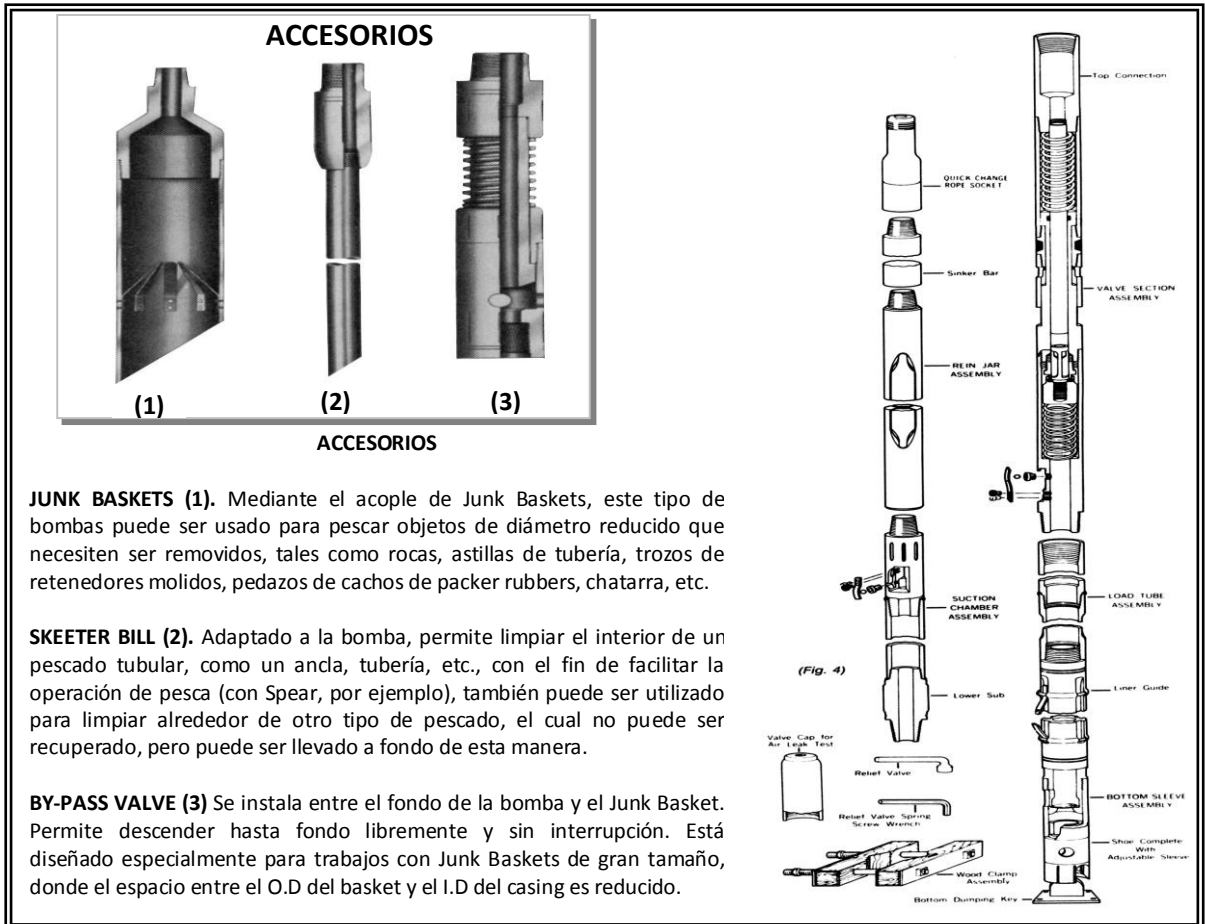
El uso de esta bomba para la limpieza de arena, es recomendado especialmente en aquellos casos donde la formación toma demasiado, el nivel de fluido en el pozo permanece bajo, y por lo tanto la eficiencia de los métodos de limpieza por circulación, es muy baja, también se utiliza cuando por las características de las arenas productoras, la inyección de agua, podría causar daños en la formación.

La bomba Cavins necesita la misma columna de fluido para obtener la fuerza hidráulica necesaria para la operación. Se recomienda que el pozo esté lleno de agua o hasta un mínimo de 500 ft de líquido.

Está constituida por la sección golpeante, la cámara de succión, la sección telescópica y la cámara de carga. La cámara de carga se cierra en superficie (con una llave de tubo) a presión atmosférica, al llegar la bomba al tope de sucio, un resorte y un pasador abren la cámara, en ese momento por la acción de la presión diferencial, se establece un flujo de agua y o aceite, que arrastra la arena hacia el interior de la recámara. Al entrar la arena se cierra la válvula (Flapper valve) localizada en la parte inferior de la herramienta, reteniendo la arena hasta que esta se saca a superficie. Ver Figura 17.

Esta bomba se baja con el cable de Sand line y para asegurar la operación se recomienda que el pozo mantenga un nivel de fluido, mínimo de 500 pies por encima del tope de sucio.

Figura 17. Representación gráfica de una Bomba Cavins para limpieza de arena.



JUNK BASKETS (1). Mediante el acople de Junk Baskets, este tipo de bombas puede ser usado para pescar objetos de diámetro reducido que necesiten ser removidos, tales como rocas, astillas de tubería, trozos de retenedores molidos, pedazos de cachos de packer rubbers, chatarra, etc.

SKEETER BILL (2). Adaptado a la bomba, permite limpiar el interior de un pescado tubular, como un ancla, tubería, etc., con el fin de facilitar la operación de pesca (con Spear, por ejemplo), también puede ser utilizado para limpiar alrededor de otro tipo de pescado, el cual no puede ser recuperado, pero puede ser llevado a fondo de esta manera.

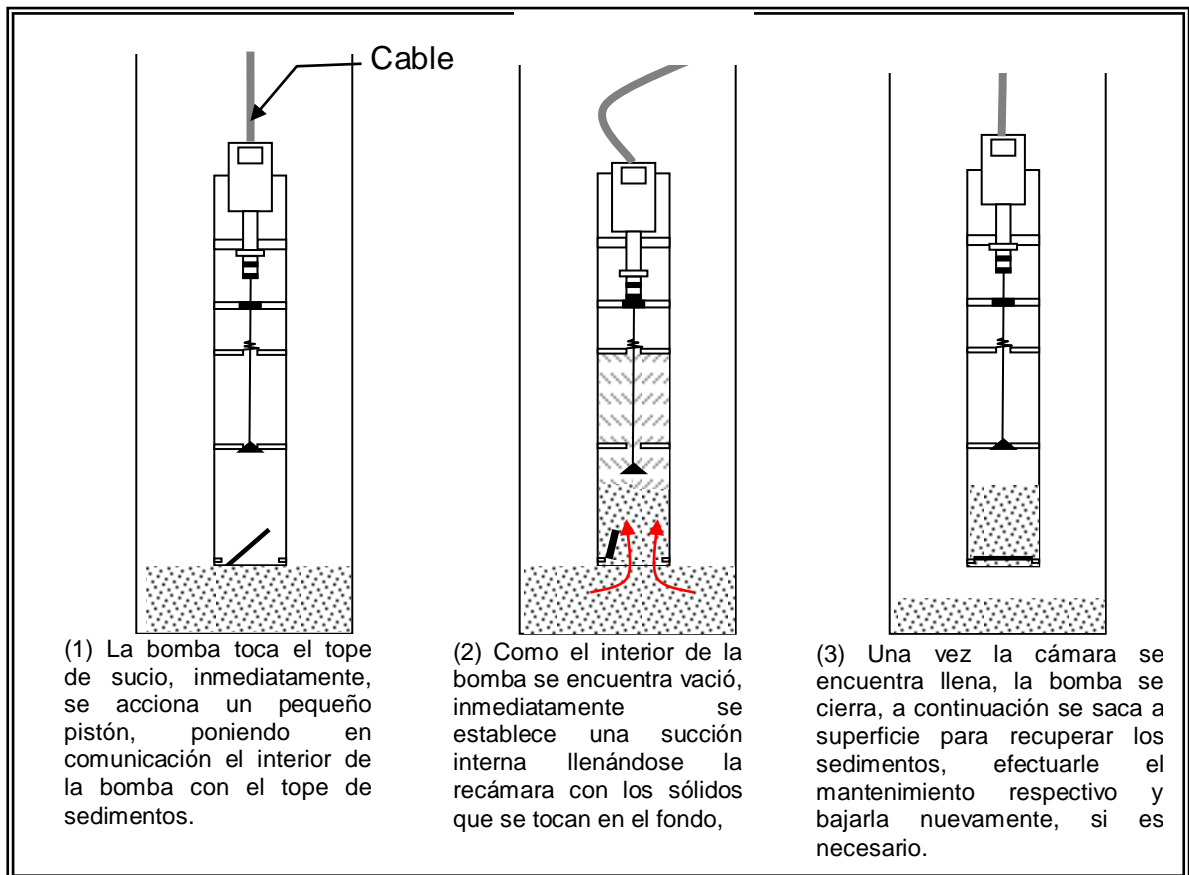
BY-PASS VALVE (3) Se instala entre el fondo de la bomba y el Junk Basket. Permite descender hasta fondo libremente y sin interrupción. Está diseñado especialmente para trabajos con Junk Baskets de gran tamaño, donde el espacio entre el O.D del basket y el I.D del casing es reducido.

Fuente: Manual de Operaciones de ECOPETROL

Esta bomba funciona por diferencia de presiones, en superficie se cierra la compuerta del cuerpo de la bomba donde se depositan los sólidos, y su cerrado hermético permite bajar la bomba con la presión atmosférica, al bajar esta y tocar un fondo, se acciona un pequeño pistón, poniendo en comunicación el interior de la bomba con el tope. Como el interior de la bomba se encuentra vacío, inmediatamente se establece una succión interna llenándose de los sólidos que se tocan en el fondo, se deja por espacio de unos dos minutos, y luego se saca a superficie con el cable de Sand-line, ya en superficie se coloca encima de su puente

de tal manera que no permita girar a la izquierda el zapato, luego se coloca una llave de tubo unos 6 pies por encima del zapato, se gira a la izquierda y se abre la compuerta, saliendo a superficie la arena con sólidos que se depositaron en su interior al hacer la succión por diferencia de presiones. En su extremo inferior se pueden acoplar accesorios (zapatos) que facilitan la remoción de arena cuando está muy compacta. En la Figura 18 se hace una representación del funcionamiento de la Bomba Cavins.¹²

Figura 18. Representación esquemática del funcionamiento de una bomba Cavins.



Fuente: Manual de Operaciones de ECOPETROL

¹² Casas Acosta Sergio Andrés, Piñerez Barrios José Rafael, Cárdenas Navarro Reynaldo. Instructivo para la Operación de Limpieza de Arena con Bomba Cavins. Manual de Operaciones ECOPETROL. Noviembre de 2005. Pág. 2-8.

La ventaja de la limpieza de arena con bombas (Midco, Cavins y Desarenadora) es que la arena no es introducida nuevamente en la formación.

2.4 BOMBA DESARENADORA MIDCO

2.4.1 Generalidades

El uso de esta bomba para la limpieza de arena, es recomendado especialmente en aquellos casos donde la formación toma demasiado, el nivel de fluido en el pozo permanece bajo, y cuando las características de la formación donde se encuentra acumulado el aceite, hacen que el agua pueda causar un daño. En resumen se utilizan en aquellos casos donde la eficiencia de los métodos de limpieza por circulación, es muy baja.

Esta bomba está constituida por un barril donde se almacena la arena y el fluido, un pistón que lleva en su parte interior, y en su parte inferior una válvula en forma de lengüeta, que permite el paso de la arena con el fluido, en el momento que el pistón en su forma ascendente realiza la succión, y se cierra en el momento en que se está sacando la bomba a superficie. Esta bomba se baja con cable de Sand line.¹³ Al levantarse la bomba se acciona un pistón, creando la succión necesaria para hacer entrar la arena en el barril depositándola encima de la lengüeta. *La bomba Cavins se diferencia de la bomba Midco, porque al bajarla hasta el tope de sucio, únicamente se puede hacer un impacto, ya que trabaja por diferencia de presión.*

¹³ Casas Acosta Sergio Andrés, Piñerez Barrios José Rafael, Cárdenas Navarro Reynaldo. Instructivo para la Operación de Limpieza de Arena con Bomba Midco. Manual de Operaciones ECOPETROL. Noviembre de 2005. Pág. 2-8.

CAPITULO 3

BOMBA EXTRACTORA DE SOLIDOS DE POZOS CEPS ENGINEERING S.A.S.

Existen varios procedimientos para la limpieza de arena, generalmente se realiza por Circulación de un fluido o por procedimiento mecánico (Bomba Desarenadora), la elección del procedimiento adecuado para cada caso depende de las condiciones del mismo. El procedimiento más comúnmente utilizado es el de limpieza de arena reciprocando dentro del pozo, utilizando métodos mecánicos a través de la utilización de bombas especiales (bombas desarenadoras Hy Tech, bombas Midco y bombas Cavins) diseñadas especialmente para extraer arena. Las bombas Midco y Cavins se bajan con cable, mientras que la bomba desarenadora se baja con tubería, todo el complemento de recuperación depende del procedimiento aplicado. Adicionalmente el uso de la herramienta permite un solo método de utilización esto quiere decir que en caso de no conseguir éxito con el método actual, se pierde tiempo en cambiar el tipo de herramienta e iniciar un nuevo proceso. La Bomba Desarenadora desarrollada por CEPS ENGINEERING SAS cuenta con versatilidad para ser operada por circulación y seguidamente reciprocarla.

3.1 DESCRIPCIÓN DE LA INVENCION

En la mayoría de los casos un pozo productor de petróleo produce arena o cualquier tipo de sólidos y sedimentos, la cual es arrastrada por el fluido, que se filtra por las perforaciones del revestimiento, desde la formación al interior del pozo. La producción de arena en un pozo es considerado un inconveniente cuya severidad

depende de la mayor o menor cantidad de arena producida. Los problemas más comunes derivados de la presencia de arena en el pozo son: la dificultad de operación de la bomba de subsuelo, atascamientos del extremo inferior del tubing, y disminución de la producción debido a la obstrucción de las perforaciones del revestimiento, ocasionada por la acumulación de sedimentos desde el fondo del pozo hasta cierto nivel (nivel de sucio). Debido a estas razones, en los pozos en los cuales se presenta este problema, existe la necesidad de realizar una limpieza periódica de la arena que se deposita en el fondo.

Reconociendo la problemática ocasionada por el arenamiento de pozos, CEPS ENGINEERING S.A.S. se dio a la tarea de crear una herramienta que permitiera realizar los trabajos de limpieza de pozos en menor tiempo y con mejores resultados. Es así como se diseña, se fabrica y se pone en marcha la BOMBA EXTRACTORA DE SOLIDOS DE POZO.

Para la realización del diseño, CEPS ENGINEERING S.A.S. y el Ingeniero IVAN JOYA ALVARES involucró a muchos ingenieros y científicos de la industria para el consejo y la ayuda técnica. Es imposible reconocer en forma individual a las compañías y al personal que contribuyeron en forma material a esta compilación. El diseño integral de operación y procedimientos es una herramienta que facilita el trabajo, para que en el menor tiempo posible un operador de producción esté en capacidad de comprender y operar la bomba extractora de sólidos en pozos, diferentes procesos y dar solución acertada a situaciones operacionales.

Por políticas internas, CEPS ENGINEERING SAS se reserva los diseños en planos de cada uno de los componentes de la herramienta. En el ANEXO A, se encuentra la definición de las partes con su respectiva figura.

3.2 ESPECIFICACIONES TECNICAS DE LOS MATERIALES

Para la fabricación de las Bombas Extractoras de Sólidos, CEPS ENGINEERING SAS utilizó materiales de la mejor calidad que permitieran trabajos en condiciones críticas de los pozos y resistentes a los trabajos de workover.

Cada una de las partes de la Bomba Extractora de Sólidos fue construida con Acero 4340. A continuación se nombran las propiedades del acero 4340.

3.2.1 Acero SAE 4340

Se utiliza generalmente en la fabricación de piezas que requieren una buena combinación entre dureza y tenacidad. Tornillería de alta resistencia templada y revenida de gran sección, levas de mando, engranajes para máquinas, ejes para carros y camiones, discos de freno, cardanes, bielas para motores, árboles para automóviles, ejes de transmisión de grandes dimensiones.

Acero de buena templabilidad, tenacidad y resistencia a la fatiga. Posee una maquinabilidad relativamente moderada con las herramientas indicadas. Se suministra en estado bonificado. Ideal para fabricar piezas y herramientas expuestas a tracción, torsión, flexión y que además estén expuestas a altos esfuerzos dinámicos y mecánicos. Condición de entrega: bonificado con una dureza aproximada de 260 a 320 HB.

Sus características se muestran las Tablas N° 3 y N° 4.

Tabla 3. Propiedades Mecánicas del Acero SAE 4340

\varnothing mm	Resistencia a la Tracción MPa	Limite Elástico MPa	% Elongación	Tenacidad Kv a 20 °C (J)
d≤16	1200 – 1400	≥ 1000	≥ 9	≥ 35
16<d≤40	1100 – 1300	≥ 900	≥ 10	≥ 45
40<d≤100	1000 – 1200	≥ 800	≥ 11	≥ 45
100<d≤160	900 – 110	≥ 700	≥ 12	≥ 45
160<d≤250	800 – 950	≥ 600	≥ 13	≥ 45
250<d≤500	740 – 890	≥ 540	≥ 14	≥ 45
500<d≤750	690 – 840	≥ 490	≥ 15	≥ 40

Fuente: ThyssenKrupp Aceros y Servicios S.A.

Tabla 4. Características Físicas del Acero SAE 4340.

Módulo de Elasticidad N/mm²	210000
Densidad g/cm³	7.84
Conductividad Térmica W/m.K	37.7
Calos Especifico J/g.K	0.46

*Valores a Temperatura ambiente.


Fuente: ThyssenKrupp Aceros y Servicios S.A.

3.3 DIMENSIONES DE LA BOMBA EXTRACTORA DE SOLIDOS.

En la figura 19 se resumen las dimensiones de la herramienta, su longitud puede variar puesto que en trabajos especiales se hace necesario modificarla aumentando partes.

Figura 19. Dimensiones de Bomba Extractora de Solidos

	ESQUEMA BOMBA EXTRACTORA DE SOLIDOS	CODIGO	GM-FO-10
		VERSION	1
		Página 1 de 1	

ESQUEMA BHA	DESCRIPCION	OD	ID	LONG (FT)	ACUM. (FT)
	1 DRAIN SUB	5_1/2"		1.07	1.07
	2 CROSS CUPLING 4_1/2" E.U	5_1/2"		0.58	1.65
	3 TOP SUB KELLY - STANDING VALVE	4_3/4		1.06	2.71
	2 4 KELLY BUSHING	5_1/2"	3_7/16"	0.50	3.21
	3 5.1 PUP JOINT KELLY	5_1/2"		6.38	9.59
	4 5.2 KELLY	3_13/16"	2_7/8"	5.84	N/A
	4 6 STUFFING BOX	5_1/2"	3_11/16"	1.78	11.37
	7.1 PUP JOINT PISTON	5_1/2"		6.12	17.49
	7.2 PISTON	3_9/16"	2_7/8"	6.56	N/A
	5 7.3 CROSS OVER PISTON	3_9/16"	2_3/8"	0.86	N/A
	7.4 PISTON VALVE	3_9/16"	2_7/8"	N/A	N/A
	8 CROSS CUPLING 4_1/2" E.U	5_1/2"		0.58	18.07
	SUB TOTAL BOMBA				
	9 CORONA				
SUB TOTAL CORONA					
6	* PUP JOINT MANEJO				
	* RECAMARA				
TOTAL B.H.A					
7	NOTA1: LAS LONGITUDES DE LAS PARTES INTERNAS NO FUERON TENIDAS EN CUENTA EN EL ACUMULADO, YA QUE ESTAS LONGITUDES NO APLICAN DENTRO DEL VALOR DE LA LONGITUD TOTAL DE LA BOMBA. NOTA2: EL VALOR TOTAL DEL BHA VARIA SEGUN LAS LONGITUDES DE LA TUBERIA DEL POZO (RECAMARA Y PUP JOINT DE MANEJO). NOTA 3: DEPENDIENDO DE LAS CONDICIONES DEL POZO SE DEFINE QUÉ CORONA SE UTILIZARÁ Y LOS RESPECTIVOS ACOPLER PARA LAS RECAMARAS Y TUBERIA DE MANEJO				
8	ESTE ESQUEMA ES SUMINISTRADO POR EL OPERADOR DE CEPS AL SUPERVISOR Y/O A QUIEN CORRESPONDA, ADEMÁS ES DE USO REFERENCIAL Y ÚNICAMENTE PARA EL POZO AL CUAL SE LE HARÁ EL SERVICIO				

Fuente: Autores

3.4 PROCEDIMIENTO OPERACIONAL

3.4.1 Montaje de la bomba extractora de sólidos

Para realizar el ensamble de la Bomba extractora de sólidos se realizan dos procedimientos. A continuación se establecen los pasos a seguir.

3.4.1.1 Montaje de corona, flapper y recamaras. Se desarrolla primero en ensamble de la corona con su doble flapper, para ser introducida al pozo y poder unir a los tubos que se utilizan como recamaras. A continuación se presenta un paso a paso del procedimiento:

- Aceitar la Flapper e introducirla en la Corona, observando que quede en la ubicación correspondiente.
- Fijar la flapper con los tornillos prisioneros en las cavidades que tiene para dicho propósito la corona.
- Conectar el Crossover y Crosscoupling a la Corona, aplicando grasa en cada una de las roscas.
- Conectar el conjunto anterior a las Recamaras que se hayan establecido para realizar el trabajo.

3.4.1.2 Montaje de la bomba de Succión. Por practicidad, seguridad y limpieza, la Bomba Desarenadora es desarmada después de cada servicio realizado. Al estar parte por parte, se le desarrollan pruebas con luz muerta para revisar el perfecto estado, de igual manera es revisada una a una las diferentes roscas en busca de daños. Cuando se ha finalizado la inspección, la herramienta se ensambla según el procedimiento que se nombra a continuación:

- Fijar dos tornillos prisioneros en la Drain Sub, para incomunicar el tubing con el anular.
- Conectar la Drain Sub al Crosscoupling de 3 ½ “.
- El conjunto anterior es unido a la Niple de 3 ½ “.
- Ahora es unido el conjunto del Niple con el Crosscoupling de 3 ½ “, el Crossover de 3 ½ “ a 4 ½ “ EU, y un Crosscoupling de 4 ½ “.
- Se introduce la Standing Valve en el orificio dispuesto en la parte superior de la Top Sub Kelly, y este conjunto es unido al conjunto del Crosscoupling de 4 ½ “, armado con anterioridad.
- Introducir la Kelly Bushing en la Kelly.
- Unir la parte inferior de la Top Sub Kelly con la Kelly.
- Conectar la Kelly Bushing con el Pup Joint de la Kelly por medio de un Crosscoupling de 4 ½ “.
- Unir la Kelly con el Crossover de Pistón y este con el Pistón.
- Introducir la Válvula de Pistón en la parte inferior.
- Introducir por el extremo inferior del Pistón un Crosscoupling de 4 ½ “ y un Crossover de 4 ½ “ EU a 4 ½ “ Especial, que permita unir el Pup Joint de la Kelly con la Stuffing Box.
- Girar con la llave para Stuffing Box, el anillo que permite apretar la empaquetadura.
- Estando unida la Stuffing Box con el Pup Joint de la Kelly por medio del Crosscoupling y Crossover en la parte superior. Se realiza la unión de la Stuffing Box con el Pup Joint de Pistón por la parte inferior de la caja de empaquetadura.
- En la parte inferior del Pup Joint del Pistón, poner un Crosscoupling de 4 ½ “ EU y un Crossover de 4 ½ “ a 3 ½ “ EU, que permite unir la Bomba de Succión con las Recamaras.

3.4.2 Análisis operacional

Es importante que antes de utilizar la BOMBA DESARENADORA en la limpieza de un pozo, se debe tener en cuenta los siguientes factores:

- Estado mecánico del pozo. Se debe verificar que el pozo no presente ningún colapso o restricción, que ocasione el atascamiento de la herramienta.
- Pedir el pipe talling al supervisor del pozo para tener una referencia de la tubería en el pozo (para efectos de determinar la profundidad).
- Acordar la capacidad de la recámara y revisar la tubería de trabajo y las recámaras, antes de iniciar la limpieza.
- Acondicionar o despojar un área cercana a la boca del pozo donde se recogerá la arena sacada del pozo.
- Con la herramienta en fondo y antes de iniciar el trabajo se debe verificar el peso de la sarta tanto de subida como de bajada (indicador de estado de la bomba).
- Registrar la profundidad a la cual se tocó fondo para efectos de informe.
- Acondicionar un Swivel u otro sistema en caso de que se requiera rotar la herramienta en fondo.

3.5 PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO

La *bomba extractora de sólidos* creada por CEPS ENGINEERING S.A.S. permite la operación en Tres (3) modos lo cual la hace novedosa y única en el mercado. Permite recíprocar - rotar, circular – recíprocar además permite ser adaptada para Circulación en Directa. A continuación se describen los diferentes principios de funcionamiento.

3.5.1 Circulación en reversa

Para desarrollar el trabajo de limpieza de pozo por circulación, como primera medida se debe adaptar el Cuello Dentado o Corona con la tubería que va a ser utilizada como recámara y luego unir con la bomba Desarenadora (ver figura 20). Se baja el BHA con Bomba desarenadora hasta el tope del sucio, se sube un tubo y se retira de la sarta, luego se procede a instalar la Stripper que permite dar sello hidráulico para realizar la circulación.

Figura 20. Bajada de Bomba Extractora de sólidos.



Fuente: Autores

- Se extiende la línea de tubería a los tanques y de estos a la Bomba Triplex. Se hace la conexión para bombear el fluido por el anular y el regreso lo haga por el interno al tanque donde quedaran almacenados los sólidos extraídos. Ver figura 21.

Figura 21. Instalación de líneas a tanque



Fuente: Autores

- Poner en funcionamiento la bomba Triplex,
- Verificar la conexión de la manguera de la succión de la bomba Triplex al tanque del suministro
- Comenzar a bombear en reversa con la bomba Triplex (sin acelerarla a fondo), hasta obtener retorno por el Tubing (interno) al tanque de recepción de residuos (un operario debe estar sobre el tanque, para registrar este momento).

- Comenzar a lavar bombeando en reversa y bajando suavemente la sarta sin sobrepasar las 5000 lbs de peso si se lleva tubería de cola en la punta, y tratando al máximo de no rotar la sarta con la llave hidráulica ya que podría partir la tubería de cola.
- Avanzar progresivamente colocando peso en la sarta (sin sobrepasar las 5000 lbs, si se lleva tubería de cola), hasta conseguir que el tubo Kelly baje totalmente dentro del pozo.
- Circular durante el tiempo requerido (según la profundidad) para que el “sucio” salga a superficie. Detener la circulación (una vez completada la condición anterior y subir la sarta con la polea viajera hasta que salga totalmente la Kelly).
- Asegurar la tubería con las cuñas, desconectar el tubo Kelly, llevarlo al piso (en lo posible con la ayuda de dos operarios), vigilando que la manguera no se enrede con el pistón de la llave hidráulica, hasta descargarlo totalmente.
- Sujetar un tubo de trabajo (previamente calibrado) con el elevador, izarlo, conectarlo con el último tubo de la sarta y bajarlo totalmente dentro del pozo.
- Instalar nuevamente el tubo Kelly (vigilando que no se enrede la manguera), y bajar el cuello por debajo del caucho del Hydrill. Poner en funcionamiento la bomba Triplex y repetir la operación de lavado siguiendo la secuencia con cada uno de los tubos hasta llegar al fondo del pozo.
- Circular el pozo a limpio por un tiempo de 30 minutos (o según la profundidad del pozo), una vez que se haya llegado a la profundidad deseada (fondo) y suspender la circulación (detener el bombeo) cumplido este tiempo.

3.5.1.1 Cálculos para Circulación. Para realizar una circulación se deben tener en cuenta dos parámetros principales, la Presión de inyección y el Volumen del pozo.

- **Presión de Inyección.** La Presión de bombeo durante la circulación debe ser menor que la presión de formación del pozo para evitar la inyección de fluidos a la formación.

$$P_{iny} + P_h < P_{for}$$

- **Volumen de pozo.** Se hace necesario conocer el volumen del pozo para poder determinar la cantidad de fluido a tener en los tanques para realizar la circulación. El volumen del pozo es la sumatoria del volumen del casing de cada zona por su longitud.

$$V_{pozo} = \frac{D_{csg 1}^2}{1029.4} (bbl/ft) * L_1(ft) + \frac{D_{csg 2}^2}{1029.4} (bbl/ft) * L_2(ft) \dots$$

- **Volumen de fluido en los Tanques.** Para realizar una buena circulación, se debe tener cuatro (4) veces el volumen del pozo.

$$V_{fluido} = 4 V_{pozo}$$

La rata de bombeo es dada por el Company Man

3.5.2 Trabajo recíprocante

Para realizar el trabajo recíprocante se debe analizar la tubería de trabajo, puesto que se tiene como limitante el Peso que puede resistir dicha tubería. La Bomba

Extractora de Sólidos resiste un máximo de peso de 75 000 libras, por lo tanto el trabajo se ve limitado por la tubería.

A continuación se expone el procedimiento que se realiza cuando se va a reciprocarse.

- Se introduce la Corona o Cuello Dentado unido al número de recamaras a utilizar (ver Cálculos para Reciprocarse).
- Se une la Bomba Extractora de Sólidos y se introduce al pozo.
- Se sigue bajando la sarta con tubería de trabajo hasta tocar el tope del sucio.
- *NOTA: tan pronto se toque sucio, se debe continuar la operación de limpieza hasta que termine, ya que al tocar, y esperar, el sucio se sienta sobre los cheques, se solidifica y luego es imposible la succión del pistón (bomba pegada)*
- Colocar entre 3000lbs y 5000lbs de peso máximo (una vez tocado el tope de sucio), teniendo en cuenta que no se debe sobrepasar el peso total de los tubos de la recámara, para que el barril no trabaje en compresión, ya que podría partirse.
- Si se hace necesario, se puede aumentar el peso gradualmente hasta lo que permita la tubería de trabajo.
- Hacer avances de máximo 10 ft.
- Levantar la sarta hasta que el pistón de la bomba desarenadora haga su recorrido, luego se repite el movimiento reciprocante. El Martin Decker indica el recorrido.

- Repetir el procedimiento hasta llenar la capacidad de los tubos de la recámara o llegar a fondo real de pozo..
- *NOTA: La eficiencia de la bomba se conoce en superficie porque después de colocarle peso, al darle arriba a la sarta, inmediatamente el peso de la sarta aumenta. Durante este proceso es necesario sacar la bomba por encima de la profundidad inicial del tope de sucio, para evitar la presencia de anillos de arena en el recorrido, que al derrumbarse puedan causar la pega de la bomba o la presencia de un tope limpio ficticio.*

3.5.2.1 Cálculos para Reciproc. Dependiendo la cantidad de arena que hay en el pozo, se dimensiona la cantidad de recamaras que debe llevar la sarta de trabajo.

- **Calculo de Recamaras.** Para establecer el número de recamaras se determina el volumen de arena del pozo y la capacidad de los tubos que van a ser utilizados como recamara.

$$V_{Arena} = \frac{D_{csg}^2}{1029.4} (bbl/ft)$$

$$V_{Recamara} = \frac{D_{tub}^2}{1029.4} (bbl/ft)$$

$$N_{Recamaras} = \frac{V_{Arena}}{V_{Recamara}} * \frac{L_{Arena}}{L_{Recamara}}$$

Simplificando, se tiene

$$N_{Recamaras} = \frac{D_{csg}^2}{D_{Tub}^2} (in^2/in^2) * \frac{L_{Arena}}{L_{Recamara}} (ft/ft)$$

3.5.3 Rotación en fondo

Durante los trabajos de limpieza de arena con la Bomba Extractora de Sólidos, se presentan problemas por la consolidación de los sólidos que obstruyen el pozo. Esta herramienta permite rotar la sarta de trabajo simultáneamente con la circulación o el reciprocado sin restricción, la única restricción es el torque máximo que permita la tubería de trabajo. En la figura 22 se establecen los torques recomendados para diferentes tuberías de trabajo.

Figura 22. Torque recomendado para tuberías

OD (in.)	Weight (lb/ft)	Grade	Torque (ft-lb) (<i>kg-m</i>)					
			Minimum		Optimum		Maximum	
3.500	7.70	H-40	690	95	920	125	1150	160
		J-55	910	125	1210	165	1510	210
		C-75	1200	165	1600	220	2000	275
		N-80	1280	175	1700	235	2130	295
	9.20	H-40	840	115	1120	155	1400	195
		J-55	1110	155	1480	205	1850	255
		C-75	1460	200	1950	270	2440	335
		N-80	1550	215	2070	285	2590	360
		P-105	1970	270	2620	360	3280	455
	10.20	H-40	980	135	1310	180	1640	225
		J-55	1290	180	1720	240	2150	295
		C-75	1700	235	2270	315	2840	395
N-80		1810	250	2410	335	3010	415	
12.70	C-75	2270	315	3030	420	3790	525	
	N-80	2410	335	3210	445	4010	555	
	P-105	3050	420	4060	560	5080	700	
4.000	9.50	H-40	710	100	940	130	1180	165
		J-55	930	130	1240	170	1550	215
		C-75	1230	170	1640	225	2050	285
		N-80	1310	180	1740	240	2180	300
4.500	12.60	H-40	990	135	1320	185	1650	230
		J-55	1310	180	1740	240	2180	300
		C-75	1730	240	2300	320	2880	400
		N-80	1830	255	2440	335	3050	420

Fuente: Baker Tech Facts

3.6 MODIFICACIONES DE LA BOMBA EXTRACTORA DE SOLIDOS

Con las experiencias de campo y análisis posteriores, la bomba extractora de solidos de CEPS ENGIENEERING ha sido modificada en algunas de sus partes para permitir una optimización en el funcionamiento, de igual manera se han agregado nuevas partes que hacen de ella una herramienta versátil y fácil de manejar. A continuación se exponen las modificaciones realizadas.

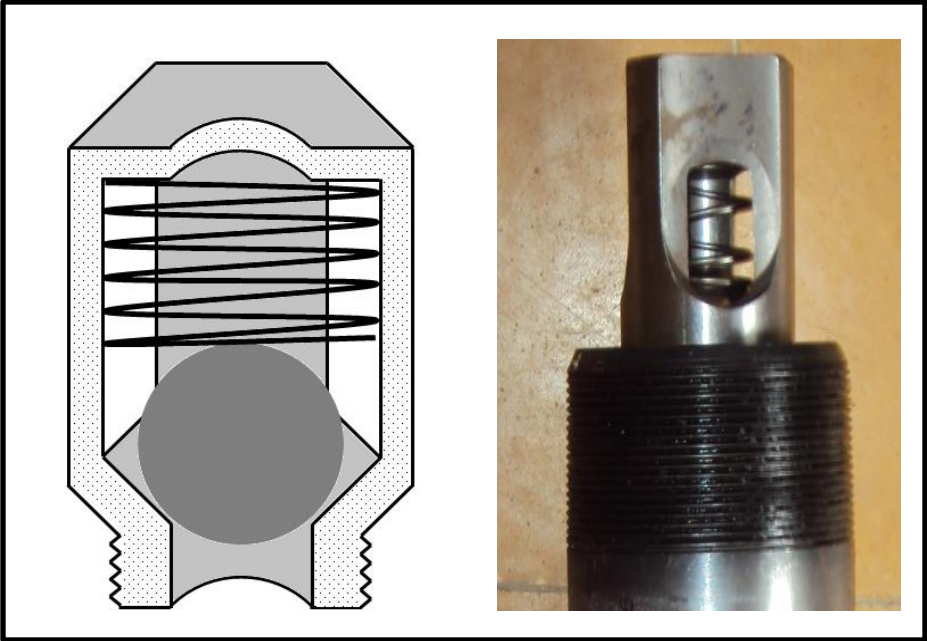
3.6.1 Standing Valve a Check Valve

En el diseño inicial de la Bomba Extractora de Solidos fue ubicada una válvula standing en el extremo superior de la Top Sub Kelly, que junto a la válvula de pistón cumplen funciones primordiales para el funcionamiento. Dichas funciones son, permitir el paso de fluidos cuando se está circulando y generar sello durante el trabajo recíprocante (similar a la bomba de Bombeo Mecánico).

A pesar de que la standing valve cumple un eficiente trabajo, se decide cambiar ya que dicha válvula genera sello metal-metal y con el tiempo de trabajo hay desgaste del material por la fricción y abrasión con la arena haciendo que el sello no sea total y disminuya su eficiencia. Ver figura 23.

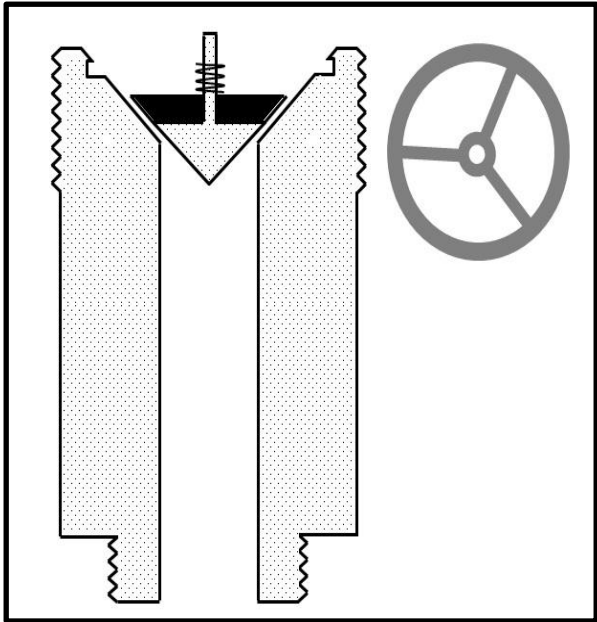
Se reemplaza la standing valve por una check valve con jaula que genera sello metal-metal y metal elastómero, disminuyendo el desgaste del acero ya que la fricción y abrasión generada por la arena afecta directamente al elastómero y este puede ser reemplazado cada vez que la herramienta sea bajada al pozo. Ver figura 24.

Figura 23. Standing Valve



Fuente: Autores

Figura 24. Check Valve



Fuente: Autores

Al realizar el cambio de válvulas se logró establecer que mejoró el rendimiento de la herramienta al igual que se minimizó el desgaste del acero con que están hechas las piezas.

3.6.2 Coronas

Inicialmente CEPS creó solamente coronas de 5 9/16" de diámetro externo y que permitían alojar dentro de ella una válvula doble flapper. Se hizo necesario diseñar y crear nuevas coronas ya que en varios pozos donde se realizaron pruebas, la configuración de la Bomba Extractora de Sólidos no aplicaba por problemas de casing colapsado y/o casing de menor diámetro que el de la corona. Fue así como se diseñaron coronas de 5, 4 ½, 7 ¾ y 2 7/8 pulgadas.

A continuación se nombran las características de cada una de ellas.

3.6.2.1 Coronas de 5 y 4 ½ “. Fueron diseñadas con ranuras externas para evitar pegadas de tubería, de igual manera en su extremo inferior cuenta con dientes que permiten desprender la arena consolidada en el fondo de pozo por medio de rotación en la sarta y la extracción de suncho o superbanda del cable de las bombas electrosumergibles.

3.6.2.2 Corona de 7 ¾ “. Tiene el mismo diseño que la corona de 5 y 4 ½ “, es utilizada en pozos cuya configuración tiene casing superiores a 9”, y en pozos productores de agua que abastecen las Plantas de Inyección de Agua PIAs y cuyos diámetros son superiores a 12 “.

En la Figura 25 se muestran las Coronas nombradas anteriormente.

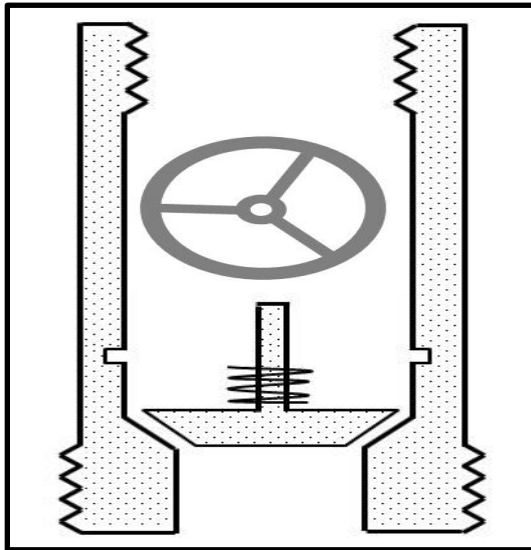
Figura 25. Esquema de Coronas de 5", 4 ½ " y 7 ¾ ".



Fuente. Autores

3.6.2.3 Corona de 2 7/8 ". Fue diseñada para pozos horizontales y desviados, por ello se hizo necesario cambiar la configuración de válvula doble flapper por una válvula que nos permitiera el regreso del sello, puesto que la flapper aplica solamente cuando esta verticalmente pues las lenguetas regresan a su sitio. Se modificó por una check valve que permite en flujo en una sola dirección y que brinda el sello necesario para la función de almacenar arena. Ver Figura 26.

Figura 26. Check Valve para corona de 2 7/8"



Fuente: Autores

3.7 COMPARACION DE BOMBAS DESARENADORAS

En la Tabla 5 se realiza una comparación en cuanto a límites de funcionamiento para las dos herramientas desarenadoras.

Tabla 5. Comparativo de Bombas desarenadoras.

PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO	BOMBA EXTRACTORA DE SOLIDOS CEPS ENGINEERING SAS	BOMBA DESARENADORA CONVENCIONAL
RECIPROCAR	40 recamaras (31') MAX. 75 000 lbs*	25 recamaras (31') MAX. 5000 lbs
CIRCULACION	SI	NO
ROTACION	SI*	NO

*Se restringe por la tubería de trabajo.

Fuente. Autores

4. CONCLUSIONES

La Bomba Extractora de Sólidos permite realizar trabajos de limpieza de arena en pozos sin ningún tipo de limitación en su funcionamiento, evitando el uso de píldoras que son contraproducentes para la formación productora.

Se realizaron trabajos especiales en pozos que debido a su complejidad habían sido abandonados, y que después del trabajo de limpieza fueron puestos en marcha nuevamente produciendo hidrocarburos.

Trabajos de limpieza de arena en los cuales era necesario hacer varias corridas con bomba desarenadora se recortaron a solo un viaje con la bomba extractora de sólidos de CEPS ENGINEERING SAS, minimizando costos de la herramienta, del equipo de workover y disminuyendo el tiempo sin producir del pozo.

La bomba extractora de sólidos permite la adaptación para realizar trabajos de circulación en directa en los cuales se hace necesario reperforar, de igual manera se utiliza en procedimiento de pesca.

5. RECOMENDACIONES

Analizando las experiencias que se tuvieron con la Bomba Extractora de Sólidos en distintos campos del país, se recomienda la fabricación de la herramienta con diámetro de 3 ½". Se propone la BEAS de menor diámetro, pues existen pozos profundos que han sufrido problemas de restricciones que no permiten la bajada de la herramienta de 4 ½" cuyo OD máximo es de 5 9/16".

Aunque en muchos pozos con problemas de restricciones se han podido llevar a cabo los trabajos de limpieza de arena con la BEAS de 4 ½" configurándola de tal forma que se pueda pasar la restricción y que la herramienta quede por encima de dicha obstaculización, se condiciona cuando el tope de la arena está significativamente profundo con respecto a la restricción haciendo que no se toque fondo y se corra el riesgo de quedar pegados, puesto que el número de recamaras no superan los 1200' de longitud. Por lo tanto cuando la diferencia entre la profundidad de la restricción y el tope de arena es mayor a 1200' la sarta quedará en el aire.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

BROUN George; BURGOS Rex; CHRISTIAN Jon; y otros. La Tubería Flexible en todo su Esplendor. Oilfield Review. Primavera 2009.

JARAMILLO Oscar Julián. Manual de Fracturamiento Hidráulico. Agosto de 2007.

CASAS Sergio Andrés, y otros. Manual de Operaciones ECOPETROL. Noviembre de 2005.

BJ SERVICES. Fundamentos de Acidificación.

ANDREA, M. Drill String Design Recommendations. Primera Edición. SCHLUMBERGER. Sedco Forex.1998.

M-I SWACO. Pega de Tubería. Drilling Fluids Manual. Febrero de 2001.

UNIORIENTE. Modulo Direccional. Caracas Venezuela. 2005.

BLOUNT Curtis; ALI Azhar. Sistemas Integrados de Limpieza de Pozo: Mejoramiento de la eficiencia y reducción del riesgo. Oilfield Review. Otoño 2005.

Manrique Saavedra, Luciano. Propuesta HERRAMIENTA DESARENADORA DE POZOS HY TECH TOOL para PETROMINERALES. Septiembre de 2008.

ANEXO

ANEXO A. COMPOSICION DE LA BOMBA EXTRACTORA DE SOLIDOS DE POZOS

En el taponamiento de un pozo como resultado de la filtración de arena, sólidos, sedimentos u otros materiales, disminuye la producción de un pozo y he ahí cuando la herramienta juega un papel importante, compuesta por dos partes principalmente, una corona tipo cierra y su juego respectivo para la conexión con las recamara de almacenamiento, y la bomba extractora de sólidos.

SECCION I

Esta primera parte está compuesta por la Corona, Crossover y Recamaras de N Juntas.

CORONA

Hecha en su extremo inferior con Tungsteno y construida en acero 4340 nos permite demoler material en profundidades cuando se realiza operación de rotación, contiene unos orificios o toberas para generar impacto del fluido aplicado en la zona a recuperar, además internamente contiene una válvula flapper doble con un diseño en acero anodizado, que permite el ingreso de la arena y el no retorno de la misma, manteniendo la acumulación de la arena en las recamaras seleccionadas. Esta válvula flapper está alojada dentro de la corona y es fijada por cinco tornillos prisioneros. En la parte superior, la corona tiene rosca Superior 4 ½ EUE o intercambiable según la necesidad lo requiera (Ver Figura 27). La Dimensión de la corona varía dependiendo del Linar en 4 ½ , 5, 5 ½ , 7 , Casing de 9 ^{5/8} y 13 ^{3/8}.

Figura 27. Vista superior e inferior de la corona



Fuente. Autores

A

B

CROSSOVER - CROSSCOUPLING

Conexiones API para la adaptación de la corona con los diferentes tipos de tubería que se manejan en la industria del petróleo. Permiten acoplar la corona a las recamaras utilizadas para el almacenamiento de la arena. Las dimensiones del Crossover son $4 \frac{1}{2}'' \times 3 \frac{1}{2}''$ E.U, y las del Crosscoupling es $3 \frac{1}{2}''$ E.U. Generalmente las recamaras son de $3 \frac{1}{2}''$ de diámetro. En la Figura 28, se observa el Crossover y Crosscoupling adaptados a la Corona.

Figura 28. Adaptación crossover-crosscoupling



Fuente: Autores

RECAMARAS

El número de recamaras a utilizar depende de la decisión tomada por el operador, el número de tubos puede variar según los cálculos estimados necesarios para la recuperación de arena. Para almacenar la arena se utilizan tubos de la sarta de producción que generalmente se tienen en la locación. Véase la figura 29.

Figura 29. Tubería utilizada como recamara



Fuente: Autores

SECCION II

La segunda parte está compuesta por la bomba de succión.

DRAIN SUB

Está compuesto por un tubo ranurado con una camisa que reviste los huecos, dicha camisa está sujeta por tornillos prisioneros de bronce que permiten aislar el interno del tubing con el anular. Cada tornillo de bronce que actúa como soporte posee una

resistencia a 500 psi la cual al ser aplicada por encima del valor de la suma de resistencia dada permite el flujo del fluido y liberar la camisa, drenando los fluidos de la tubería y asegurando que el contenido de la recámara permanezca. La camisa que recubre el tubo ranurado tiene capacidad para diez tornillos prisiones, de los cuales solo se ponen dos. La Drain Sub es una herramienta API, totalmente en Acero 4340.

NIPLECILLA DE 3 ¹/₂"

Herramienta API o asiento de válvula viajera, silla donde se asienta el hold down. Está unida en la parte superior a la Drain Sub por medio de un Crosscoupling de 3 ¹/₂" EU, de igual manera es unida por la parte inferior con un Crosscoupling de 3 ¹/₂" EU, un Crossover de 3 ¹/₂" x 4 ¹/₂" E.U y a su vez con un Crosscoupling de 4 ¹/₂", que permite unir estas piezas con la Standing Valve.

TOP SUB KELLY

Ajuste de la parte superior que permite el inicio del movimiento recíprocante que realizará la bomba, a través de la misma se debe tener en cuenta la tolerancia y su soporte en libras que permita actuar como punto de apoyo en el movimiento de la bomba (ver figura 30). Es una pieza robusta y maciza que se encuentra unida a la Kelly en su parte inferior y aloja la Standing Valve en la parte superior. Su diámetro externo es de 4 ³/₄

Figura 30. Top Sub Kelly con Standing Valve



Fuente. Autores

KELLY

Permite ejercer la fuerza para darle rotación y convertir en energía potencial cuando la bomba sea rotada. Cuando la bomba es recíproca, se encarga de generar el movimiento en el pistón y la succión de la bomba devolviendo toda la energía y minimizando las pérdidas en la misma. Véase Figura 31. Se encuentra unida en su parte superior con la Top Sub Kelly y en la parte inferior con el Crossover del pistón.

Figura 31. Esquema de la Kelly



Fuente: Autores

KELLY BUSHING

Da un ajuste a la Kelly en la parte de unión exterior con la junta que actúa como camisa de alojamiento de la misma (Pup Joint Kelly). Es la pieza de mayor diámetro externo en la Bomba de Succión $5 \frac{13}{16}$ ". El Pup Joint de la Kelly es sujetado en la parte inferior por un Crosscoupling de $4 \frac{1}{2}$ " E.U. y un Crossover de $4 \frac{1}{2}$ " E.U X $4 \frac{1}{2}$ " ESPECIAL, que permiten unir el Pup Joint con la Stuffing Box. Ver figura 32.

Figura 32. Kelly Bushing



Fuente: Autores

PISTÓN

Permite ejercer el movimiento recíprocante. Su recorrido depende de la longitud de la Kelly. Acumula la energía a través de la Stuffing Box y crea un efecto de succión suficiente que permite la mayor acumulación de arena a través de la válvula flapper e ingreso a la recámara. Se encuentra dentro de un PUP JOINT que actúa como camisa de pistón. Un pistón está compuesto por Níquel, los demás pistones fueron hechos en Monel 400 que mejora las condiciones en ambientes corrosivos. En su extremo superior se encuentra unido con la Kelly por medio de un Crossover que posee el mismo diámetro del pistón $3 \frac{9}{16}$ ". En su extremo inferior se encuentra ubicada una válvula viajera, como se observa en la figura 33.

Figura 33. Pistón



Fuente: Autores

STUFFING BOX

También conocida como Prensa Estopas, es la caja de empaquetadura. Básicamente es la pieza más importante en el equipo porque es acá donde por medio de un juego de materiales de alta gama, calidad y su cálculo exacto permite dar sello, logrando

capturar la mayor energía potencial ejercida por el pistón, alcanzando 5000 psi de presión durante el movimiento ascendente. La parte inferior de esta pieza se une con el Pup Joint del Pistón, protegiéndolo totalmente. Ver figura 34.

Figura 34. Stuffing Box



Fuente. Autores

PUP JOINT

Sirven de camisa protectora a la Kelly y al pistón. El Pup Joint de la Kelly se encuentra sujeto a la Kelly Bushing en su extremo superior y al Crosscoupling que está unido al Crossover Especial y que enlaza con la Stuffing Box y con el Pup Joint del Pistón. En el extremo inferior de la camisa del pistón se tiene un Crosscoupling de 4 ½ " E.U junto con un Crossover de 4 ½ " a 3 ½ " que permite unir la Bomba de Succión con las recamaras utilizadas para el almacenamiento de la arena. Ver figura 35.

Figura 35. Pup Joint (Barriles) de Pistón y Kelly



Fuente. Autores

En la figura 36 se presenta la Bomba Extractora de Solidos antes de ser introducida a un pozo.

Figura 36. Esquema general de la Bomba Extractora de Sólidos

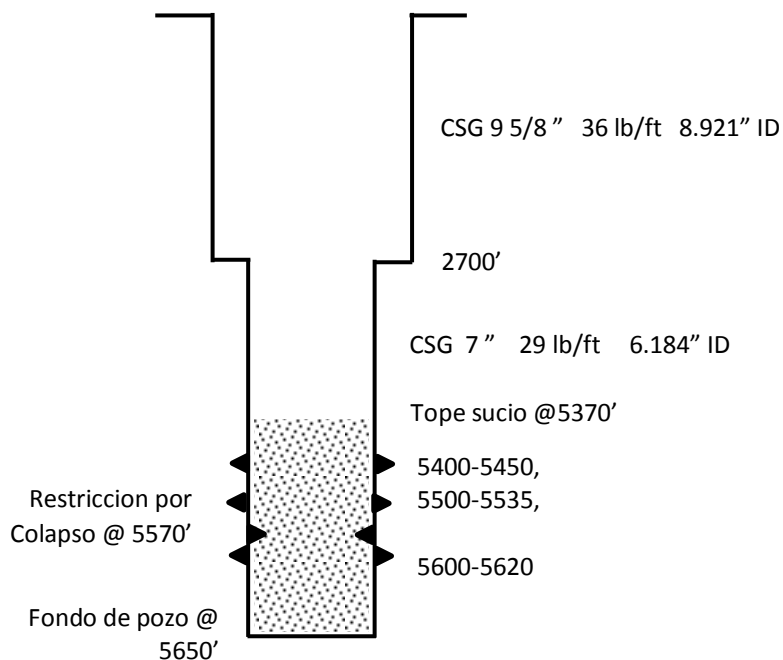


Fuente. Autores

ANEXO B. EJERCICIO PRÁCTICO

El Ingeniero Carlos Meneses solicita el servicio de Bomba Desarenadora para limpiar 280' de arena del pozo USCO 13. El Company Man entrega a los operadores el estado mecánico del pozo, del cual se obtienen los siguientes datos.

- Restriccion > 5" @ 5570'
- Intervalos Productores 5425-5450, 5500-5535, 5600-5620.
- El pozo permite ser circulado (hay regreso de fluido a los tanques).
- La tubería disponible para el trabajo es J-55 de 3 ½ " – 9.20 lb/ft – 2.992" ID – 31 ft.
- Ultimo fondo registrado 5630'



Como el pozo permite circular, se probará por circulación; en caso de que no haya retorno a los tanques se hace necesario reciprocarse.

Antes de bajar la Bomba Extractora de Sólidos al pozo, se determina el número de recamaras que debe llevar encima de la corona. De igual manera se decide meter una corona de 5" que pasa libremente por la restricción que se tiene. A continuación se realiza el cálculo del Número de recamaras.

$$N_{Recamaras} = \frac{D_{csg}^2}{D_{Tub}^2} (in^2/in^2) * \frac{L_{Arena}}{L_{Recamara}} (ft/ft)$$

$$N_{Recamaras} = \frac{6.184^2}{2.992^2} (in^2/in^2) * \frac{280}{31} (ft/ft)$$

$$N_{Recamaras} = 4.27 * 9.03$$

$$N_{Recamaras} = 38.55 \approx 39 \text{ Recamaras}$$

Se ponen 39 tubos como recamara. Se baja la herramienta y se toca el tope del sucio (arena). El Company Man ordena probar por circulación, ya que por este procedimiento la limpieza se realiza en el menor tiempo.

Como se desea circular, se debe determinar la cantidad de fluido.

$$V_{pozo} = \frac{D_{csg1}^2}{1029.4} (bbl/ft) * L_1(ft) + \frac{D_{csg2}^2}{1029.4} (bbl/ft) * L_2(ft) \dots$$

$$V_{seccion1} = \frac{D_{csg}^2}{1029.4} (bbl/ft) * L (ft) \text{ para csg de } 9 \frac{5}{8}''$$

$$V_{seccion1} = \frac{8.921^2}{1029.4} * 2700 (ft)(bbl/ft)$$

$$V_{seccion1} = 208.74 \text{ bbls}$$

$$V_{seccion2} = \frac{D_{csg}^2}{1029.4} (bbl/ft) * L (ft) \text{ para csg de 7"}$$

$$V_{sección2} = \frac{6.184^2}{1029.4} * 2950 (ft)(bbl/ft)$$

$$V_{seccion2} = 109.59 \text{ bbls}$$

El volumen del pozo es:

$$V_{pozo} = 208.74 \text{ bbls} + 109.59 \text{ bbls}$$

$$V_{pozo} = 318.33 \text{ bbls} \approx 319 \text{ bbls}$$

Como la cantidad de fluido para realizar la circulación debe ser 4 veces el volumen del pozo se tiene:

$$V_{fluido} = 4 * 319 \text{ bbls}$$

$$V_{fluido} = 1276 \text{ bbls}$$

Teniendo el fluido en los tanques, se ordena a la cuadrilla realizar el montaje para la circulación. Seguido a esto se empieza la circulación. El encargado de la operación se dirige a los tanques para determinar si hay retorno. Después de unos minutos empieza a depositarse en el tanque el fluido junto con la arena extraída.

Se logra avanzar desde 5350' hasta 5500' en este momento se pierde el retorno, por lo que se hace necesario cancelar la circulación. Se sube la sarta 30' para evitar una pega.

Como tan solo se avanzaron 150', se decide reciprocarse la herramienta para tratar de limpiar los perforados. Para esto se circula en directa para reventar los tornillos prisioneros de la drain sub y liberar el fluido que se encuentra en el tubing, el proceso se dio con una presión de 1000 psi en la bomba.

Se ordena reciprocarse, para ello se determina el peso de la sarta (38000 lbs) y se decide poner 5000 lbs de peso. Se logra tener avances de hasta 10' permitiendo llegar a 5580' pasando la restricción.

Como no se tiene más avances se le aplica un peso de 15000 lbs a la sarta, así se logra avanzar hasta 5530' (último fondo registrado).

El Company Man ordena rotar la sarta sin exceder los límites, para ello se acude a la Figura 28, y con los datos de la tubería de trabajo (J-55, 3 ½", 9.20 lb/ft) se establece que el torque máximo a aplicar es de 1850 ft-lb.

Realizada la rotación de la sarta, nuevamente se reciproca aplicando 20000 lbs de peso en la sarta. Así se logra limpiar hasta el fondo del pozo a 5650'.

Resultados

Se obtuvieron 19 recamaras llenas de arena que equivalen a 27.1 ft³ (4.83 bbls) de arena. En el tanque se encuentra la arena restante que fue extraída del pozo y que equivale a 31.2 ft³ (5.57 bbls) aproximadamente.

ANEXO C. PRUEBAS DE CAMPO

C.1 POZO LACIRA 2627 *

Avances de limpieza en viajes

- BHA # 1: 3732' (Bomba desarenadora convencional de 3 ½")
- BHA # 2: 3760' (Bomba desarenadora convencional de 3 ½")
- BHA # 3: 3800' (Bomba desarenadora convencional de 3 ½")
- BHA # 4: 3942', libre desde 3800' hasta 3942' (Bomba desarenadora convencional de 3 ½")
- BHA # 5: 4230' (Bomba desarenadora CEPS de 4 ½"). Sucio por limpiar: 113'. Avance de 288'.
- BHA # 6: 4305' (Bomba desarenadora CEPS de 4 ½"). Sucio por limpiar: 38'. Avance de 75'.

C.2 POZO LACIRA 2282 *

Avances de limpieza en viajes

- BHA # 1: 3973' (Bomba desarenadora convencional de 3 ½")
- BHA # 2: 3973' (Bomba desarenadora convencional de 3 ½")
- BHA # 3: 3916', se establece un colapso (Bomba desarenadora CEPS de 4 ½" con Corona de 5")
- BHA # 4: 4570' (Bomba desarenadora CEPS de 4 ½" con Corona de 4 ½"). Sucio por limpiar: 138', no hay avance por la restricción de un pescado.

* *Reporte generado por el Company Man para ECOPETROL-OXY.*

REGISTRO FOTOGRAFICO LACIRA 2282

Figura 37. Imagen de la Corona de 5" antes y después del trabajo. (Restricción)



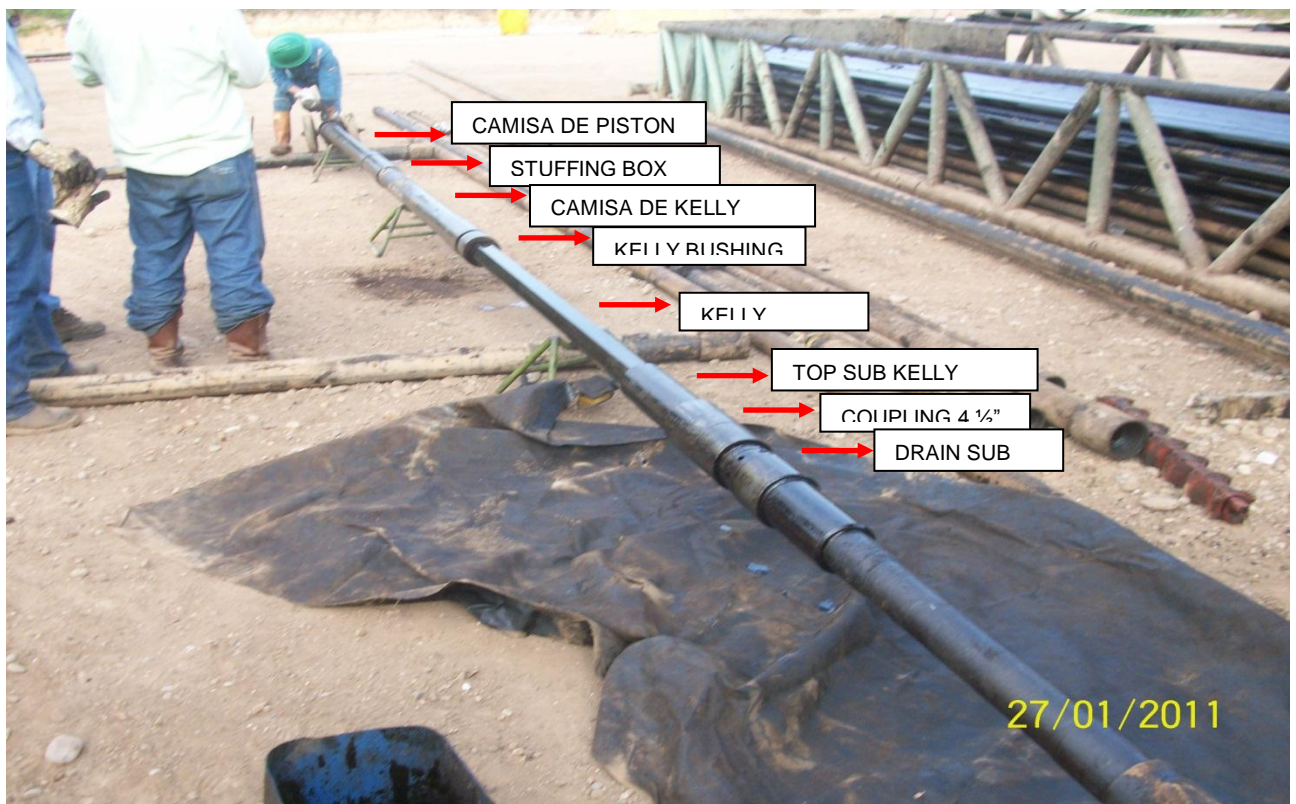
Fuente. Autores

Figura 38. Representación de la Drain Sub.



Fuente. Autores

Figura 39. Esquema de la Bomba Extractora de solidos utilizada en Lacira 2282



Fuente. Autores

Figura 40. Arena extraída del pozo LACIRA 2282



Fuente. Autores

C.3 POZO BRISAS 10


		BITACORA BOMBA EXTRACTORA DE SOLIDOS		CODIGO	
				ESQ-OPR-01	
				FECHA	
		VERSION:			
SEW					
POZO: <u>BRISAS 10</u>		TIPO DEL POZO: <u>VERTICAL</u>			
EQUIPO HAND OVER: <u>VARISUR V10</u>		OPERACION BH: <u>CIRCULACION</u>			
LONG BH: <u>32.24 FT</u>		DIAMETRO BH: <u>4 ½</u>		FONDO POZO: <u>4733 FT</u>	
FT RECAMARA: <u>387.55</u>		No. JUNTAS RECAMARA: <u>15</u>		INICIO DE RECIPROCADO: <u>4241.75 FT</u>	
		FT RECUPERADO: <u>299.44 FT</u>		TOTAL PARA EXTRAER: <u>492 FT</u>	
TOTAL JUNTAS BAJADAS: <u>147</u>		DMR: <u>-2 FT</u>			
HORA	# PAR	# JUNTA	OPERACION		
			Llegada y desmonte de bh a brisas 10		
00:30			Se da inicio a la armada de Bomba extractora de solidos		
09:00			se instala la corona encima de las cunas para conectar a la primera junta de la recamara		
11:00			se da inicio a la bajada de corona con su respectiva recamara con un # de 15 juntas		
11:15		15	se termina de bajar la recamara y se da inicio a montada del bh a la sarta.		
12:45	13 ½	27	ya introducido el BH, se an bajado 12 juantas		
14:00	26	52	se han bajado 52 paradas de tuberia de 3 ½ incluyendo la recamara.		
15:00			se procede a la instalacion del striper encima de la preventora		
19:50			luego de instalar el striper y unido a la preventora, se procede a seguir bajando juntas unidos por		
20:42			cuplin vicelado.		
			reunion procedimiento a trabajar la bomba en circulacion		
19:40			se da inicio al desarenado por el metodo de circulacion		
22:00			Algo estab obstruyendo la circulacion y la presion bajo a cero, con 87 de stroke /minuto		
22:27			se han circulado 157.196 brs		
			4284 ft con la junta 140		
23:16			se procede a subir conectar la junta 141		
23:26			se procede a a introducirla junta 141		
23:31			baja totalmente la junta 141		
23:33			362.388 brs/mn con 101 de stroke		
23:35			4324.2 ft con la junta # 141		
23:43			se procede a subir conectar la junta 142		
23:48			se procede a introducir y bajar la junta 142		
23:53			febrero 28 del 2.010 ,se procede a subir conectar la junta y bajar la junta143		
00:15			con 485.784 brs/min		
			se procede a introducir y bajar la junta 144		
00:21			se procede a introducir y bajar la junta 145		
00:45			se procede a introducir y bajar la junta 146		
01:03			se procede a introducir y bajar la junta 147 con 4510.2 ft		
01:25			TOTAL BAJADO 4540.44 FT; TOTAL EXTRAIDO 299.44 FT EN 3 HORAS Y 25 MINUTOS		
SUPERVISOR VARISUR			SUPERVISOR CEPS		
OBSERVACIONES					

Figura 41. Arena extraída del pozo Brisas 10.



Fuente. Autores

C.4 POZO DINA TERCIARIO 85

REPORTE DE LIMPIEZA DE ARENA DT 85

POZO: DINA TERCIARIOS 85
OPERADOR: PETROMINERALES
EQUIPO: PETROWORK 107
FONDO DEL POZO: 3789 FT
TIEMPO DE OPERACIÓN: 2 HORAS 20 MINUTOS
FEBRERO 27 DE 2010

14:00 LLEGADA Y ARMADO DE LA BOMBA EXTRACTORA DE SOLIDOS DE CEPES ENGINEERING

15:00 SE INICIA LA BAJADA DEL BHA CON CORONA DE 5 9/16, 10 RECAMARAS DE 3½ Y BOMBA DESARENADORA, LA TUBERIA DE MANEJO ES DE 3 ½.

19:00 SE LLEGA AL TOPE DEL SUCIO A 3725.55' Y SE REGISTRA UN WS_S:32.000 LBS Y WS_B: 30.000 LBS

19:05 SE DA INICIO A LA OPERACIÓN RECIPROCANDO LA SARTA COLOCANDO 4.000 Y 6.000 LBS DE PESO

20:00 AVANZA HASTA 3782' SIN NINGUN CONTRATIEMPO. A PARTIR DE ESTE PUNTO SE HACE DIFICIL EL AVANCE, POR LO QUE SE DECIDE RECIPROCAR PONIENDO MAS PESO EN LA SARTA Y GOLPENADO (10000 LBS)

21:30 LA SARTA AVANZA HASTA 3784.85'.

21:35 SE DECIDE SACAR LA SARTA DE TUBERIA.

23:45 ES SACADA LA BOMBA DESARENADORA.

FEBRERO 28 DE 2010

1:50 SE ENCUENTRA LA PRIMERA JUNTA DE LA RECAMARA LLENA DE AGUA.

2:20 SE EXTRAEN 9 RECAMARAS LLENAS DE ARENA.

REPORTE FOTOGRAFICO

Figura 42. Ensamble bomba desarenadora.



Fuente. Autores

Figura 43. Arena extraída del pozo DT 85



Fuente. Autores

ANEXO D. HISTORIAL DE POZOS

POZO	LONGITUD DEL POZO	TOPE DE SUCIO	AVANCE	TOTAL POR EXTRAER	TOTAL EXTRAIDO	OPERACION	TIEMPO	RESULTADOS	PIES CUBICOS DE ARENA EXTRAIDOS
BRISAS 10	4733'	4241.75'	4540.44'	492'	298.69'	CIRCULACION	3H 25 MIN		
DT 85	3789'	3725.55'	3784.5'	63.45'	58.95'	RECIPROCANDO (PESO MAX 10000 LBS)	2 H 20 MIN	1 RECAMARA CON AGUA 9 RECAMARAS CON ARENA	13.35
TELLO 37	8487'	8300'	8444.63'	187'	144.63'	RECIPROCANDO (PESO MAX 36000 LBS)	3 H 30 MIN	14 RECAMARAS CON AGUA 11 RECAMARAS CON ARENA	16.37
SC 13 H	3750' DESV 84°	2908'	3742'	842'	834'	CIRCULACION RECIPROCANDO	10 H 3 VIAJES	POZO DESVIADO – ARENA EMPUMENTADA	
SC 11 SUR	3414'	3344'	3414'	70'	70'	RECIPROCANDO (PESO MAX 16000 LBS)	1H 30 MIN	5 RECAMARAS CON AGUA 5 RECAMARAS CON ARENA	7.44
VENGANZA 21	7430'	7255'	7430'	175'	175'	RECIPROCANDO (PESO MAX 10000 LBS)	4 H	8 RECAMARAS CON AGUA 12 RECAMARAS CON ARENA *	31.25
TELLO 58	8672'	8559'	8670'	113'	111'	RECIPROCANDO (PESO MAX 20000 LBS)	6 H	13 RECAMARAS CON AGUA 7 RECAMARAS CON ARENA	10.42
CASABE 1095	5943'	4340'	5763'	1603'	1423'	RECIPROCANDO (PESO MAX 8000 LBS)	2 VIAJES	9/20 RECAMARAS CON ARENA 4/20 RECAMARAS DE ARENA	6.13
LC 2627	4343'	3942'	4305'	401'	363'	RECIPROCANDO (PESO MAX 8000 LBS)	9 H (6H-3H) 2 VIAJES	12/27 RECAMARAS CON ARENA * 10/20 RECAMARAS	10.38
LC 2282	4708'	3973.3'	4579'	734.47'	605.7	RECIPROCANDO (PESO MAX 20000 LBS)	4 H 2 VIAJES	20 RECAMARAS CON AGUA 5 RECAMARAS CON ARENA	7.44

* RECAMARAS DE 4 ½"