

**EVALUACIÓN TÉCNICO – ECONÓMICA DE INCORPORACIÓN DE
TECNOLOGÍA RIGLESS PARA OPERACIONES DE INTERVENCIÓN DE
POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO CASABE DE ECOPETROL S.A.**

ANDRÉS FELIPE SOSA HERNÁNDEZ

JAVIER ESTEBAN SANTAMARÍA OVALLE

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2019

**EVALUACIÓN TÉCNICO – ECONÓMICA DE INCORPORACIÓN DE
TECNOLOGÍA RIGLESS PARA OPERACIONES DE INTERVENCIÓN DE
POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO CASABE DE ECOPETROL S.A.**

ANDRÉS FELIPE SOSA HERNÁNDEZ

JAVIER ESTEBAN SANTAMARÍA OVALLE

**TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO DE
PETRÓLEOS**

EDISON ODILIO GARCÍA NAVAS

M.Sc. Ingeniería de Hidrocarburos

Director

JAVIER DURÁN SERRANO

MSc. Ingeniería

Codirector

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2019

DEDICATORIA

Este logro es para mis padres que desde pequeño han hecho todo lo posible por darme todo lo mejor, apoyándome constantemente y guiándome siempre para que un día pudiera entrar a la universidad. Gracias a ellos hoy en día puedo decir que estudie en una de las mejores universidades del país, en donde mi paso a través de ella ha sido de las mejores experiencias que he tenido en mi vida. También porque nunca me faltó nada y en ocasiones hasta me sobró. Sin su apoyo esto no hubiera sido posible.

En especial este logro es para mi mamá que ha sido la persona que siempre ha estado a mi lado, pendiente de que nunca me falte nada, la que nunca se cansó de mí y jamás me permitió rendirme. Estaré toda mi vida agradecido por su incansable amor que superó por mucho los límites hasta dónde llega una madre. A ella se lo debo todo.

Andrés Felipe Sosa Hernández.

DEDICATORIA

El presente logro se lo debo primordialmente a Dios por el don de la vida y haberme llevado siempre de su mano, siendo él mi principal motor. A mis padres, Yamile Ovalle y Javier Santamaría por ser los promotores de mis sueños, por su confianza, amor, trabajo y sacrificio diario, porque sin su apoyo ejemplo e inspiración a ser mejor cada día no estaría donde estoy, esto es por y para ustedes. A mi hermana Luciana por estar presente acompañándome en este proceso y porque para ella quiero ser fuente de inspiración. A una persona en particular que toda su vida ha estado a mi lado directa e indirectamente, siendo mi apoyo moral, ella es muy importante y estoy muy agradecido, Marcela Victoria Barajas Ovalle, mi hermana.

También agradezco muy especialmente a la Universidad Industrial de Santander que me permitió explorar y descubrir otra cultura abriendo mis horizontes, estoy muy orgulloso de haber sido parte de su historia, a mis profesores por la entrega constante a su trabajo y haber compartido sus conocimientos conmigo a lo largo de mi preparación profesional. A mis amigos y compañeros que con su compañía hicieron la carga más llevadera. Infinitas gracias, siempre estarán en mis oraciones.

Javier Esteban Santamaría Ovalle

AGRADECIMIENTOS

Un agradecimiento especial para nuestro director el ingeniero Edison Odilio García Navas quien confió en nosotros y nos dio su apoyo para poder realizar este proyecto. Un profesional que, gracias a su fuerte exigencia, nos enseñó que hay que ir más allá de donde el profesor lo pide. Uno de los profesionales que más admiro y respeto.

Otro agradecimiento muy especial es para el ingeniero Javier Duran Serrano, nuestro codirector por su guía en el proyecto de grado, ya que sin su apoyo nos habríamos quedado estancados en muchas ocasiones. Por otro lado, le agradecemos por recibirnos siempre de la mejor manera, sacando tiempo de su propio trabajo para ayudarnos, siempre pendiente de respondernos el correo para enviarnos la información necesaria y resolvernos todas las dudas que se nos ocurrían. Le agradecemos por haber sido nuestro maestro. Uno de los profesionales que más admiramos y respetamos.

CONTENIDO

1. OBJETIVOS	21
1.1 OBJETIVO GENERAL	21
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	21
2. MARCO TEÓRICO	22
2.1 MÉTODOS DE LIMPIEZA DE ARENA NO CONVENCIONALES	22
2.1.1 Coiled tubing (CT).	22
2.1.2 Tipos de fluidos que se utilizan para la limpieza con tubería flexible .	32
2.1.3 Descripción del proceso de limpieza de arenas.	35
2.1.4 Procedimiento operacional de la limpieza de arenas con coiled tubing.	41
2.2 DESPLIEGUE DE BES CON TÉCNICAS RIGLESS DE BES	44
2.2.1 Despliegue de BES con coiled tubing.	45
2.2.2. Despliegue de BES con cable.	47
2.2.3. Despliegue de bomba con wireline.	48
2.2.4. Despliegue de BES con wireline (WRESP).	48
2.2.5. Despliegue BES alternativo: medios y consideraciones de instalación.	52
2.2.6. REDA COIL coiled tubing-deployed ESP system.	53
2.2.7. Despliegue de la bomba mediante la tecnología Zeitecs Shuttle™.	66
3. DISEÑO DE OPERACIONES PARA LIMPIEZA DE ARENA Y DESPLIEGUE DE BES.....	74
3.1 DISEÑO DE OPERACIÓN DE LIMPIEZA DE ARENA POR MÉTODOS CONVENCIONALES (RIG)	74
3.1.1 Practica de trabajo de reacondicionamiento:.....	74
3.1.2 Limpieza de arena por circulación.....	75
3.1.3 Limpieza de arena por bombas Cavins:	82
3.1.4 Limpieza de arena con bomba desarenadora CBE-1113 y 1402	84
3.2 DISEÑO DE UNA OPERACIÓN DE CONTROL DE ARENAS CON COILED TUBING	85
3.2.1 Diseño básico de la sarta de la tubería flexible.	86

3.2.2	Régimen de bombeos y velocidad del anular:.....	87
3.2.3	Régimen de penetración de limpieza	88
3.2.4	Capacidad de levantamiento de los fluidos	88
3.2.5.	Fuerza de la que actúan en la partícula:	88
3.2.6	Velocidad de asentamiento de partícula:	90
3.2.7	Ecuaciones utilizadas para realizar el diseño de limpieza con coiled tubing. 91	
3.2.8	Resultados del diseño con diferentes tuberías tanto para el CBE-1113 como para el pozo B (1402).....	93
3.2.9	Selección de la tubería para realizar la limpieza del pozo:.....	96
3.3	DISEÑO DE UN SISTEMA BES POR MÉTODOS CONVENCIONALES Y TÉCNICAS RIGLESS	98
3.3.1	Capacidad de producción pozo 1465.	99
3.3.2	Cálculos de gas pozo 1465	103
3.3.3	Total dynamic head (TDH) pozo 1465.....	106
3.3.4	Selección del tipo de bomba pozo 1465.....	107
3.3.5	Tamaño óptimo de componentes pozo 1465.	109
3.3.6	Cable eléctrico.....	110
4.	ANÁLISIS ECONÓMICO	112
4.1.	COMPARACIÓN DE COSTOS DE DESPLIEGUE DE BES: WORKOVER CONVENCIONAL (HW) VS COILED TUBING	112
4.1.1.	Pozo 1465.	112
4.2.	COMPARACIÓN DE COSTOS DES DESPLIEGUE DE BES: WORKOVER CONVENCIONAL (HW) VS ZEITECS™.....	125
4.2.1	Instalaciones del equipo Zeitecs™ para el despliegue de BES.....	126
4.2.2	Mantenimiento del equipo BES.	128
4.2.3	Análisis económico del flujo de caja de Zeitecs™.....	130
4.2.4	Valor presente neto para la tecnología Zeitecs™.....	131
4.3.	ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LIMPIEZA DE ARENA	131
4.3.1	Costos de limpieza de arena.....	132
5.	CONCLUSIONES	140
6.	RECOMENDACIONES.....	144

BIBLIOGRAFÍA	145
ANEXOS	148

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Equipo De Unidad De Tubería Flexible	23
Figura 2. Unidad De Potencia	25
Figura 3. Foto De Un Típico Arco Guía De Tubería También Conocido Como Cuello De Ganso (Gooseneck).	26
Figura 4. Carrete (Reel)	27
Figura 5. Contador De Profundidad Mecánico (izquierda) Y Electrónico (derecha)	28
Figura 6. Ejemplo De Una Sección De Una Consola De Control	30
Figura 7. Ensemble De Limpieza De Arena Con boquilla Convencional	37
Figura 8. Ensemble De Limpieza De Arena Con Nozzle Con Orificios De 45°	38
Figura 9. Rollon Connector	38
Figura 10. Motor Head Assembly	39
Figura 11. Motor Head Assembly	39
Figura 12. Boquilla Lavadora	40
Figura 13. Wash Nozzle	40
Figura 14. Prueba De Herramienta En Superficie	42
Figura 15. Configuración de instalación de BES con Coiled Tubing	46
Figura 16. Muelle WRESP	49
Figura 17. WRESP Sistema Recuperable BES (RS)	50
Figura 18. Factores limitantes Para Varios Métodos De Instalación	53
Figura 19. REDA COIL COILED TUBING-DEPLOYED ESP SYSTEM.....	55
Figura 20. Partes Del Sistema Reda Coil.....	56
Figura 21. REDA Coil Coiled Tubing Deployed.....	58
Figura 22. Sarta Del Sistema REDA Coil ESP Con Protector De Entrada Inferior.....	60
Figura 23. Sarta Del Sistema REDA Coil ESP Con Cabezal De Descarga	61
Figura 24. Sarta Del Sistema REDA Coil ESP Con Entrada Envuelta Y Cámara De Empuje.....	63
Figura 25. Sarta Del Sistema REDA Coil Con Coiled Tubing BES Cable	65
Figura 26. Partes De La Docking Station	66
Figura 27. Pétalos De Alineamiento	67
Figura 28. Conectores Wet Mate	69
Figura 29. Conector Del Motor	70
Figura 30. Partes Del Slip Lock Seal Assembly	71
Figura 31. Estado Mecánico De Las Herramientas	71
Figura 32. Sistema Zeitecs™	73
Figura 33. Coeficiente De Arrastre Cd Para Una Esfera Como Función Del Número De Reynolds	89
Figura 34. Guía De Tamaño De Tubería Para Tipo De Servicio	93

Figura 35. Compañía Prestadora De Servicio.....	98
Figura 36. P_{wf} vs Q_f	101
Figura 37. Curva De Eficiencia Bomba D1050N	107
Figura 38. Ficha Técnica Bomba D1050N	108
Figura 39. Caída De Voltaje Del Cable	110
Figura 40. REDA MAX Cable ETBE-R.....	111
Figura 41. Flujo De Caja	123

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Ventajas y Desventajas de CT.....	31
Tabla 2. Principales Características Para Elegir Un Fluido De Limpieza.....	35
Tabla 3. Descripción De Pruebas Realizadas Antes Del Comienzo De La Operación	41
Tabla 4. Esquema De Cómo Se Realiza Un Proceso De Limpieza De Arena.....	42
Tabla 5. Diferentes Series De SHUTTLE	68
Tabla 6. Tamaño De Las Herramientas Sin El Completamiento Del Pozo	69
Tabla 7. Especificaciones Del Sistema Zeitecs™	72
Tabla 8. Resumen De La Tecnología Zeitecs™	72
Tabla 9. Parámetro de selección de la bomba desarenadora	85
Tabla 10. Resultado De La Eficiencia De Limpieza De Los Fluidos diferentes diámetros CT	95
Tabla 11. Especificaciones De Coiled Tubing CT-80	96
Tabla 12. Especificaciones De Coiled Tubing CT-90	96
Tabla 13. Especificaciones De Coiled Tubing CT-70	97
Tabla 14. Unidades De Coiled Tubing.....	97
Tabla 15. Datos del pozo 1465	98
Tabla 16. Datos De Yacimiento	98
Tabla 17. Especificaciones De La Bomba	99
Tabla 18. Datos Pwf vs Qf.....	100
Tabla 19. Eficiencia Para Distintos Tipos De Bomba	107
Tabla 20. Características De La Bomba Seleccionada	109
Tabla 21. Características Del Sello	109
Tabla 22. Características Motor.....	109
Tabla 23. Características Del Cable	111
Tabla 24. Costos Instalación de BES Utilizando Un Workover	115
Tabla 25. Costos De Instalación De BES Con CT	116
Tabla 26. Costos De Mantenimiento De La BES Por Medio De Un Workover	118
Tabla 27. Costos De Mantenimiento De La BES Utilizando Una Unidad De CT ..	119
Tabla 28. Flujo De Caja Del Despliegue Con CT	122
Tabla 29. Resumen De Flujo De Caja	123
Tabla 30. Costos Instalación De BES Implementando La Tecnología Zeitecs™ ..	127
Tabla 31. Costos De Mantenimiento De La BES Utilizando Zeitecs™	129
Tabla 32. Flujo de caja para Zeitecs™	131
Tabla 33. Análisis De Costos De Limpieza De Arena Convencional Pozo 1113D.	133
Tabla 34. Análisis De Costos De La Tecnología Rigless (Coiled Tubing) Del Pozo 1113D	134

Tabla 35. Análisis De Costos De Limpieza De Arena Convencional Pozo 1402D.	136
Tabla 36. Análisis De Costos De La Tecnología Rigless (Coiled Tubing) Del Pozo 1402D	137
Tabla 37. Resultados Pozos 1113D y 1402D	138
Tabla 38. Flujo De Caja Pozo 1113	138
Tabla 39. Flujo De Caja Pozo 1402	139

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A CONDICIONES DEL CAMPO, POZOS Y ESTADOS MECÁNICOS DE LOS POZOS A TRATAR.....	148
ANEXO B. ESTADO MECÁNICO POZO 1465.....	153
ANEXO C. LIMPIEZA DE ARENA POR MÉTODOS CONVENCIONALES	155
ANEXO D. PRACTICAS ACTUALES DE CONTROL DE POZOS BES	189
ANEXO E. TÉCNICAS RIGLESS	216
ANEXO F RESULTADOS DE LOS DISEÑOS DE TUBERÍA DE COILED TUBING PARA LOS POZOS CBE-1113 Y CBE-1402	224

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN TÉCNICO – ECONÓMICA DE INCORPORACIÓN DE TECNOLOGÍA RIGLESS PARA OPERACIONES DE INTERVENCIÓN DE POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO CASABE DE ECOPETROL S.A.

AUTORES: ANDRÉS FELIPE SOSA HERNÁNDEZ
JAVIER ESTEBAN SANTAMARÍA OVALLE

PALABRAS CLAVE: Rigless, operaciones de subsuelo, workover.

DESCRIPCIÓN:

Con los precios actuales del barril de petróleo se hace importante la evaluación de nuevas técnicas en la ejecución de operaciones de subsuelo debido a que hay proyectos de inversión en estas operaciones que pierden su viabilidad económica debido a los altos costos de implementación de una unidad de workover convencional, al bajo precio del barril de petróleo y a la alta producción diferida en estas operaciones. Es por esto la importancia de las tecnologías denominadas Rigless, ya que evitan el uso de una unidad de workover que en muchas ocasiones o no se encuentra disponible o es de compleja movilización. En este proyecto se evaluarán las operaciones de control de sólidos y el despliegue de sistemas Bombeo Electro Sumergible con aplicación en algunos unos pozos del campo Casabe de Ecopetrol S.A.

Inicialmente, se hará una revisión sistemática de las tecnologías rigless frente a las tecnologías usadas en operaciones convencionales, con el fin de investigar que tecnologías alternativas se encuentran disponibles en el mercado actual para las dos operaciones mencionadas previamente. Seguido a esto, para cada una de las dos operaciones se hará un diseño técnico de la implementación de estas tecnologías en algunos unos pozos del campo Casabe, para analizar su viabilidad técnica en dichos pozos. Por último, teniendo en cuenta si es posible su implementación, se calculan los costos de instalación y mantenimiento de las tecnologías alternativas y se comparan con los precios de las operaciones convencionales para determinar su rentabilidad económica.

* Trabajo de Pregrado

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: EDISON ODILIO GARCÍA NAVAS. Ingeniero de Petróleos, M.Sc. Codirector: JAVIER DURÁN SERRANO. Ingeniero de Petróleos, M.Sc.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL EVALUATION - ECONOMIC OF INCORPORATION OF RIGLESS TECHNOLOGY FOR INTERVENTION OPERATIONS OF WELLS PRODUCERS OF CAMPO CASABE DE ECOPETROL S.A.

AUTHORS: ANDRÉS FELIPE SOSA HERNÁNDEZ
JAVIER ESTEBAN SANTAMARÍA OVALLE

KEY WORDS: Rigless, underground operations, workover.

DESCRIPTION:

With the current prices of a barrel of oil, the evaluation of new techniques in the execution of downhole operations becomes important because there are investment projects in these operations that lose their economic viability due to the high costs of implementing a Workover Conventional Unit, the low price of a barrel of oil and the high deferred production in these operations. Therefore, the importance of Rigless technologies, since they avoid the use of a work unit that is often unavailable or takes a long time to reach the field. In this project, sand control operations and the deployment of BES systems for the wells of the Casabe field of Ecopetrol S.A. field will be evaluated.

First, a systematic review of the rigless technologies versus conventional operations is done, in order to investigate what alternative technologies are available in the current market for the two operations mentioned above. Following this, for each of the two operations a technical design of the implementation of the technologies was made in some wells of the Casabe field, to analyze their technical feasibility in these wells. Finally, considering whether its implementation is possible, the installation and maintenance costs of alternative technologies are calculated and compared with the prices of conventional operations to determine their economic profitability.

* Thesis**Faculty of Chemical-physical Engineering. School of Petroleum Engineering. Advisors: EDISON ODILIO GARCÍA NAVAS. Petroleum Engineer, M.Sc. JAVIER DURÁN SERRANO. Petroleum Engineer, M.Sc.

INTRODUCCIÓN

El campo Casabe de Ecopetrol S.A. presenta problemas operacionales relacionados con una producción excesiva de arena la cual debe ser controlada constantemente. Además, varios de sus pozos utilizan Bombeo Electro Sumergible (BES) como sistema de levantamiento artificial, los cuales operan en entornos extremos bajo estrictas limitaciones geométricas, que sin importar el esfuerzo de los operadores en algún momento fallaran, requiriendo su reemplazo. Por eso se necesita realizar una investigación de las nuevas tecnologías que se utilizan para realizar las operaciones ya mencionadas y poder determinar la viabilidad económica de estos proyectos que es el factor decisivo sobre la ejecución o no de los mismos.

El capítulo dos del proyecto trata del estado actual de las tecnologías Rigless frente a las operaciones convencionales en trabajos de control de sólidos y despliegue de bombeo electro sumergible (BES). Se investigaron los métodos de limpieza de arenas no convencionales que existen actualmente, con que unidad se despliegan las herramientas necesarias para hacer la limpieza de sólidos en el pozo, entre otros temas. También habla de las tecnologías alternativas a los métodos de despliegue convencional de sistemas BES. Explica algunos métodos de despliegue de BES y unas tecnologías Rigless disponibles en el mercado.

En el tercer capítulo se realizan unos diseños ya que determinan los parámetros que influyen para la incorporación de estas tecnologías, de un proceso de limpieza de arenas con dos métodos diferentes: por medio de operaciones convencionales y utilizando una unidad coiled tubing. Por otro lado, también se muestra diseño de un despliegue de un sistema BES con operaciones convencionales y con tecnologías alternativas que se denominan Rigless.

En el cuarto capítulo se realizará el análisis económico de las tecnologías Rigless vs la convencional, para poder determinar cuál de las dos es la más conveniente económicamente, tanto en limpieza de arena como en el despliegue de un bombeo electrosumergible. Se tomaron en cuenta diferentes parámetros para dicho análisis y cada uno de ellos se encuentra especificado en subcapítulos, con la finalidad de dejar claro cuáles son los más decisivos.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Evaluar la factibilidad técnica y económica de la incorporación de las tecnologías Rigless en las operaciones básicas de mantenimiento de subsuelo (limpieza de arena, e instalación de Bombeo Electro Sumergible) para el campo de Casabe de Ecopetrol S.A.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar una revisión sistemática del estado actual de la operación Convencional y la tecnología Rigless en términos técnicos para operaciones de limpieza de arena y Bombeo Electro Sumergible (BES).
- Realizar una evaluación técnica de la operación Convencional y la tecnología Rigless en el campo Casabe de Ecopetrol S.A.
- Evaluar la factibilidad económica de la operación Convencional y la tecnología Rigless en el campo Casabe de Ecopetrol S.A.
- Desarrollar una aplicación Software (Excel) que permita hacer una evaluación económica del uso de la tecnología Rigless vs tecnología Convencional en operaciones de limpieza de arena y BES para el campo Casabe de Ecopetrol S.A.

2. MARCO TEÓRICO

Este capítulo habla primero de los métodos de limpieza de arenas no convencionales que hay, con que unidad se despliegan las herramientas necesarias para hacer la limpieza de sólidos en el pozo, los fluidos necesarios para hacer la limpieza entre otros temas. También trata de las tecnologías alternativas a los métodos de despliegue convencional de sistemas BES. Explica algunos métodos de despliegue de BES y unas tecnologías Rigless disponibles en el mercado.

2.1 MÉTODOS DE LIMPIEZA DE ARENA NO CONVENCIONALES

Los métodos más comunes de limpieza de arena se pueden ejecutar tanto de manera convencional como no convencional. La práctica convencional es cuando se necesita controlar el pozo, ya que esta se realiza con tubería de trabajo y con equipo de Workover, en cambio en métodos no convencionales no es necesario controlar el pozo con fluidos lo cual brinda una mejor viabilidad económica con respecto a los métodos convencionales. A continuación, se presenta los métodos más comunes y utilizados en la limpieza de arena.

2.1.1 Coiled tubing (CT): Trata de todas las partes de una unidad de coiled tubing con una descripción sobre en qué consiste cada una de ellas.

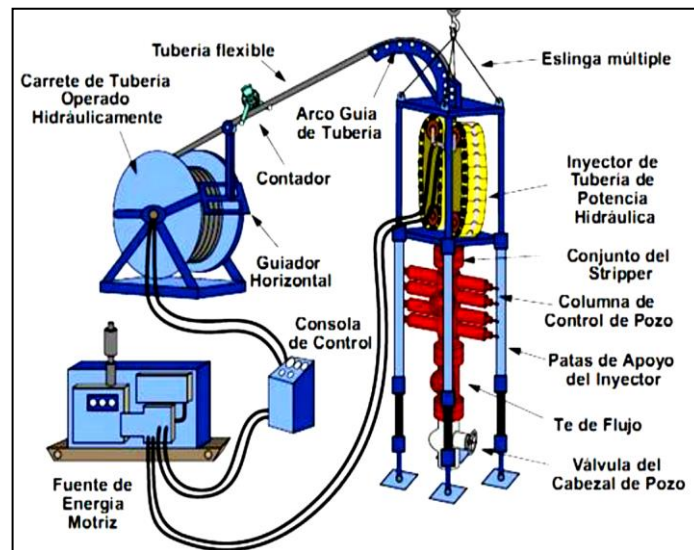
2.1.1.1 Componentes Principales Del Equipo De CT¹: En el diseño y configuración de un equipo o unidad de tubería flexible hay que tener en cuenta algunos aspectos importantes como son: el ambiente operacional, el tipo de operación a desarrollar y las dimensiones de la sarta, sin embargo, la unidad básica de tubería flexible está compuesta de cinco elementos fundamentales

- Unidad de potencia

¹ FUENTES, E., & ORTIZ, G. (2014). *DESARROLLO DE LA TECNOLOGÍA DE TUBERÍA FLEXIBLE Y SUS VENTAJAS OPERACIONALES EN POZOS PETROLEROS*. CIUDAD DE MÉXICO.D.F, MÉXICO .

- Arco guía
- Tambor o carrete
- Sistema de control
- Sistema de prevención

Figura 1. Equipo De Unidad De Tubería Flexible



Fuente: Fuentes, e., & Ortiz, g. (2014). *desarrollo de la tecnología de tubería flexible y sus ventajas operacionales en pozos petroleros*. ciudad de México.d.f, México .

2.1.1.2 Unidad de potencia²: Consiste en un motor de combustión interna diésel, este puede tener un arreglo de 6 u 8 pistones ya sea en “V” o en línea, con una transmisión para acoplar las bombas hidráulicas las cuales suministran la potencia hidráulica necesaria mediante mangueras de alta presión para operar los componentes del equipo de tubería flexible como el sistema de control de presión, motores hidráulicos de la cabeza inyectora y el carrete.

² (FUENTES & ORTIZ, 2014) op.cit, pp. 12-13

Cuenta también con un compresor el cual suministra aire y sirve para operar los sistemas neumáticos de la unidad como son la bomba que acciona el stripper, la lubricación de las cadenas de la cabeza inyectora y el sistema de arranque del motor.

Cuenta con válvulas de control de presión, filtros, intercambiadores de calor y controles de emergencia los cuales mantienen presionados todos los sistemas en caso de que el motor llegue a fallar.

El diseño del sistema está hecho de tal forma que permite alimentar un generador de corriente alterna el cual suministra la energía a los componentes eléctricos y al sistema de alumbrado. Se cuentan con diferentes configuraciones de las unidades de Coiled Tubing de acuerdo con las necesidades de operación las cuales son:

- Unidad de potencia del mismo tracto camión
- Sobre una plataforma con fuente de potencia independiente
- Integrada en el mismo patín de la cabina de control y montada en un patín independiente.

Componentes de la unidad de potencia:

- I. Motor de combustión interna
- II. Bombas hidráulicas
- III. Mangueras de alta presión
- IV. Válvulas de control de presión
- V. Filtros e intercambiadores de calor
- VI. Controles de emergencia
- VII. Compresor para sistema neumático

Figura 2. Unidad De Potencia



Fuente: Castro, p., & Castro, m. (2017). *evaluación técnica financiera de alternativas para el aumento de la vida útil del equipo choke manifold durante la operación de limpieza de arenas con coiled tubing en el pozo inyector x1 del campo corcel*. fundación universidad de américa, bogotá.

2.1.1.3 Arco Guía³: Dispositivo utilizado para servir como una herramienta de sostenimiento para la tubería que está próxima a entrar al inyector. Ayuda a que la tubería entre con un determinado ángulo al inyector.

Los inyectores de cadena opuesta contra rotatoria usan un arco de guía, que está ubicado directamente encima del inyector. El arco guía del tubo soporta la tubería a lo largo de todo el radio de doblado (90°) y guía la tubería del carrete hacia las cadenas inyectoras.

³CASTRO, P., & CASTRO, M. (2017). *EVALUACIÓN TÉCNICA FINANCIERA DE ALTERNATIVAS PARA EL AUMENTO DE LA VIDA ÚTIL DEL EQUIPO CHOKE MANIFOLD DURANTE LA OPERACIÓN DE LIMPIEZA DE ARENAS CON COILED TUBING EN EL POZO INYECTOR X1 DEL CAMPO CORCEL*. FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA, BOGOTÁ.

Figura 3. Foto De Un Típico Arco Guía De Tubería También Conocido Como Cuello De Ganso (Gooseneck).



Fuente: Castro, p., & Castro, m. (2017). *evaluación técnica financiera de alternativas para el aumento de la vida útil del equipo choke manifold durante la operación de limpieza de arenas con coiled tubing en el pozo inyector x1 del campo corcel*. fundación universidad de américa, bogotá.

2.1.1.4 Tambor o carrete⁴: El carrete de servicio sirve como un mecanismo de almacenamiento de la tubería durante el transporte y como el dispositivo de bobinado durante las operaciones. La figura4, muestra la vista lateral de un carrete de servicio. El extremo interno de la unidad está conectado a través del hueco del núcleo del carrete, a una articulación giratoria de alta presión montada directamente en el núcleo.

Esta articulación giratoria está asegurada a una sección estacionaria de la tubería que está luego conectada al sistema de bombeo de fluido o gas. En consecuencia, pueden mantenerse el bombeo y la circulación continuos durante el trabajo.

Típicamente, se provee de una válvula de cierre de alta presión entre la tubería y el núcleo del carrete para usarla en caso de emergencia para aislar la tubería de las líneas de bombas de superficie. El carrete debe tener un mecanismo para evitar el movimiento accidental de rotación del tambor, cuando se requiera. En todo caso, la

⁴ (CASTRO & CASTRO, 2017) op.cit., pp.50-52

estructura de soporte del carrete deberá estar asurada para prevenir su movimiento durante las operaciones de trabajo.

Figura 4. Carrete (Reel)



Fuente: Castro, p., & Castro, m. (2017). *evaluación técnica financiera de alternativas para el aumento de la vida útil del equipo choke manifold durante la operación de limpieza de arenas con coiled tubing en el pozo inyector x1 del campo corcel*. fundación universidad de américa, bogotá.

La rotación del carrete de servicio se controla mediante un motor hidráulico que puede estar montado en el bloque del carrete para dar tracción directa, puede ser operado por el conjunto motor de cadena y rueda dentada. Este motor se usa para mantener una tracción constante en la tubería, manteniendo en consecuencia la tubería envuelta ajustadamente sobre el carrete.

La tubería es guiada al carrete de servicio utilizando un mecanismo llamado guía de tubería (levelwind) que alinea apropiadamente la tubería a medida que se envuelve o desenrolla. La guía de tubería cruza a todo lo ancho del tambor del carrete y puede elevarse a cualquier altura, lo cual lo alineará entre el arco guía (gooseneck o cuello de ganso) y el carrete (Reel).

2.1.1.5 Medidor de profundidad⁵

⁵ (CASTRO & CASTRO, 2017) op.cit., pp.50-52

Generalmente un contador de profundidad mecánica y/o electrónica está montado en el conjunto la guía de tubería para medir la longitud de tubería que se está dispensando a través de este. La guía de tubería debe ser lo suficientemente fuerte como para manejar las cargas de doblado.

Figura 5. Contador De Profundidad Mecánico (izquierda) Y Electrónico (derecha)



Fuente: Castro, p., & Castro, m. (2017). *evaluación técnica financiera de alternativas para el aumento de la vida útil del equipo choke manifold durante la operación de limpieza de arenas con coiled tubing en el pozo inyector x1 del campo corcel*. fundación universidad de américa, bogotá.

2.1.1.6 Sistema de control: El diseño de la consola de control puede variar con cada fabricante. El conjunto de la consola debe contar con todos los controles e indicadores requeridos para operar y controlar todos los componentes que se hallan en uso.⁶

Los principales mandos que se operan en la unidad de Tubería Flexible son:

a) Manómetros

Indican las condiciones de los sistemas del equipo y pozos como son presión de circulación, presión del pozo, válvulas de control, indicadores de la tensión de cadenas de la cabeza inyectora, indicadores de peso de la sarta de tubería, válvulas de control de velocidad de introducción o extracción, freno del carrete, sistemas

⁶ (CASTRO & CASTRO, 2017) op.cit., pp.54

para el control de enrollamiento en el carrete, válvulas y manómetros para mantener la presión adecuada del lubricador, control para el uso de preventoras, paro de emergencia, control de la unidad de potencia y equipo electrónico.⁷

b) Medida de la carga

La carga debe ser medida utilizando una celda de carga, que mide la fuerza que la tubería está aplicando al inyector.⁸

c) Profundidad de la medida

La profundidad medida puede ser muy diferente de la profundidad real de la tubería flexible que está dentro del pozo debido al estiramiento, dilatación térmica, elongación mecánica, etc. La profundidad puede ser observada de distintos lugares de la unidad de tubería utilizando una rueda de fricción que toma contacto con la tubería flexible⁹.

d) Medida de la velocidad¹⁰:

Se puede calcular a partir del cambio en la profundidad medida durante un periodo de tiempo.

Los siguientes controles y parámetros relativos deben ser controlados para asegurarse que el equipo esté funcionando correctamente.¹¹

- Fuerza de tracción: la fuerza de agarre o sujeción que el inyector aplica a la tubería.
- Tensión de cadena: la tensión de la cadena necesaria para la inserción, de ser necesario es posible eliminar eslabones de la cadena si esta floja.
- Presiones hidráulicas del sistema de control de pozo (BOP).

⁷ (FUENTES & ORTIZ, 2014) op.cit., pp.16

⁸ (FUENTES & ORTIZ, 2014) op.cit., p.16

⁹ (FUENTES & ORTIZ, 2014) op.cit., p.16

¹⁰ (FUENTES & ORTIZ, 2014) op.cit., p.16

¹¹ (CASTRO & CASTRO, 2017) op.cit., pp-54-55

- Presión hidráulica de la contra tensión del carrete.
- Presión hidráulica del sistema motriz del inyector.
- Presión hidráulica del stripper.
- Presión y tensión de operación del carrete de tubería.
- Dirección de la guía de tubería (levelwind) y dirección del carrete de tubería.
- Presión de operación del inyector de tubería y dirección (parada, entrada o salida de pozo).
- Enganche de emergencia del acumulador de preventores (BOP).
- Arranque y parada de la fuente de poder.
- Velocidad de aceleración del motor del grupo motriz.
- Presión de sistema de aire.
- Presión de circuitos auxiliares.

Figura 6. Ejemplo De Una Sección De Una Consola De Control



Fuente: Castro, p., & Castro, m. (2017). *evaluación técnica financiera de alternativas para el aumento de la vida útil del equipo choke manifold durante la operación de limpieza de arenas con coiled tubing en el pozo inyector x1 del campo corcel*. fundación universidad de américa, bogotá.

2.1.1.7. Sistema De Prevención: El sistema de prevención de estallido incluye principalmente BOP, caja de expansión y lubricador. Como el control de pozos, equipos de pozos de petróleo y gas, la prevención funciona principalmente para

sellar la presión de los pozos y prevenir accidentes de explosión, etc.¹² El sistema de preventoras debe estar diseñado específicamente para operaciones con CT. Consiste en varios pares de arietes, con cada par diseñado para desempeñar una función específica. El número y tipo de los pares de arietes en un BOP está determinado por la configuración del BOP, ya sea sencillo, doble o cuádruple. Un sistema cuádruple se utiliza generalmente en la mayoría de las operaciones; Está equipado de arriba hacia abajo con arietes ciegos, arietes de corte de tubería, arietes de cuñas y arietes anulares.¹³

Tabla 1. Ventajas y Desventajas de CT

Ventajas	Desventajas
CT puede ser bajado mientras el pozo está produciendo	Debido a que sus diámetros son menores que los de una tubería convencional delimita su resistencia a la carga de tensión
No se necesita matar el pozo, puede trabajar con presión en superficie.	Los diferentes tamaños de CT son limitados debido a que no todos se envuelven en su carrete
No necesita de ninguna conexión ya que es una tubería continua	Los caudales de circulación son bajos comparados con una tubería de trabajo convencional.
Para su movilización es mucho más fácil que la de un método convencional con Rig y necesita menos cuadrillas para realizarla	Debido a los pequeños diámetros y longitudes considerables de la sarta, las pérdidas de presión son típicamente muy altas cuando se están bombeando Fluidos a través de la tubería flexible. ¹⁴
Ya que no se necesita matar el pozo por lo consiguiente esto	Debido a los efectos de la fatiga cíclica por doblado, la resistencia específica a la fluencia del material del Coiled Tubing se reducirá; esto afectará adversamente

¹² (CASTRO & CASTRO, 2017) op.cit., p.55

¹³ (FUENTES & ORTIZ, 2014) op.cit., p.21

¹⁴ (CASTRO & CASTRO, 2017) op.cit., p.56

ayuda a minimizar el daño a la formación	a la resistencia de la tubería contra los reventones y el colapso. ¹⁵
---	--

Fuente: Autores

2.1.2 Tipos de fluidos que se utilizan para la limpieza con tubería flexible¹⁶

Los Fluidos más comunes para realizar limpieza en pozos son:

2.1.2.1 Agua fresca y salmueras: Estos fluidos son normalmente utilizados cuando la presión de fondo es más grande que la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido y el espacio anular es lo suficientemente pequeño como para asegurar la alta velocidad en el anular requerida por estos fluidos. Generalmente proveen excelente acción de limpieza a chorro, cuando se está removiendo sólidos compactados. Sin embargo, pueden no ser apropiados en formaciones sensibles o compatibles a fluidos acuosos. Estos fluidos no tienen la capacidad de suspender partículas bajo condiciones estáticas. Además, es vital mantener una adecuada velocidad de fluido en el anular durante la operación.

2.1.2.2 Aceite, diésel y fluidos sintéticos: Los aceites de baja viscosidad se utilizan en un rango más amplio de pozos, dada su compatibilidad con un mayor número de formaciones. Su menor densidad de fluido los convierte en los mejores candidatos para pozos con presiones de fondo más bajas, sin embargo, se deben tener unas consideraciones especiales al utilizarlos, entre las que podemos mencionar:

- 1) Dada su inflamabilidad, la seguridad del personal, la logística y la protección al medio ambiente, son temas para tener en cuenta

¹⁵ (CASTRO & CASTRO, 2017) op.cit., pp.54-56

¹⁶ (FUENTES & ORTIZ, 2014) op.cit., pp 75-77

- 2) Poseen una viscosidad mayor que la de las salmueras y por consiguiente una mayor pérdida de presión por fricción.
- 3) Se necesitan grandes volúmenes de fluido, debido a que es de alto riesgo separar y recircular fluidos inflamables.
- 4) Se deben realizar en el laboratorio pruebas de compatibilidad entre los fluidos de formación y los propuestos para el tratamiento u operación.
- 5) No tienen capacidad para suspender sólidos bajo condiciones estáticas y además se debe mantener una velocidad adecuada del fluido en el anular durante la operación.

2.1.2.3 Fluidos Gelificados: Son los más populares para aplicaciones donde se necesita una mejor suspensión y transporte de los sólidos. La alta viscosidad de algunos geles resulta en incremento en las pérdidas de presión por fricción, las cuales pueden causar una restricción en la velocidad de bombeo. Su viscosidad depende de su naturaleza y de la temperatura, por consiguiente, su selección y diseño debe tener en cuenta las temperaturas esperadas en el pozo durante la operación.

2.1.2.4 Líquido y nitrógeno por etapas:

Efectivo para trabajos donde existe limitación en el empleo de fluidos de una sola fase, esto incluye:

- El tamaño del espacio anular es demasiado grande para alcanzar la velocidad necesaria para transportar las partículas.
- Las pérdidas por fricción limitan la velocidad de bombeo deseada.
- Una columna de fluido de una sola fase ejerce demasiada presión hidrostática.
- El uso de espumas no es una alternativa práctica.

La solución es bombear líquido y nitrógeno en etapas alternativamente. La expansión del nitrógeno gaseoso incrementa la velocidad anular. El nitrógeno también reduce en gran manera la presión hidrostática de la columna de fluido.

2.1.2.5 Espumas: Usadas en un amplio rango de presiones de fondo. Aunque los tratamientos con espumas están estrechamente asociados a presiones de fondo bajas, pueden emplearse en huecos muy grandes. Proveen la mejor capacidad de transporte de sólidos de cualquier fluido. Son formadas al combinar nitrógeno con un fluido base y un agente espumante. El fluido base puede ser agua o base aceite. Las pruebas de laboratorio son indispensables para determinar la concentración apropiada de surfactante.

Dos factores influyen las propiedades de la espuma: la composición del fluido base, y la proporción de gas agregado al líquido. En operaciones de limpieza, la calidad de la espuma debería estar en el rango de 80-92%. El objetivo es estabilizar la espuma, es decir, evitar que se degrade, colapse o se desintegre por un largo tiempo. La calidad de la espuma es altamente dependiente de la presión y la temperatura, por esto, es una práctica común emplear un estrangulador en superficie para mantener la calidad de la espuma por encima del 92%.

Sin embargo, la utilización de las espumas como fluido de trabajo, tiene algunas desventajas, entre las que podemos mencionar:

- Están sujetas a mayores restricciones logísticas y operacionales que cualquier otro tipo de fluido.
- Es un fluido de baja presión a chorro, por lo que resulta inapropiado para sólidos compactados.
- Los hidrocarburos destruyen las espumas base agua. Si el tratamiento utiliza fluidos base agua, debe evitarse que los fluidos del yacimiento ingresen al pozo.

- Se requiere tratamiento químico adicional para romper las espumas que retornan a superficie.

Tabla 2. Principales Características Para Elegir Un Fluido De Limpieza

Fluido	Principales Características
Agua / Salmueras	Bajo costo, fácil manejo, puede presentar problemas de compatibilidad.
Diésel	Mínimos problemas de compatibilidad, puede presentar dificultades para su manejo.
Fluidos Gelificados	Pueden ser base agua o aceite, mejoran el acarreo y suspensión de las partículas.
Espumas	Mejor capacidad de arrastre y suspensión de partículas
Nitrógeno	Aplicaciones limitadas a pozos con muy baja presión, requiere velocidades muy altas para el arrastre de partículas.

Fuente: Fuentes, e., & Ortiz, g. (2014). *desarrollo de la tecnología de tubería flexible y sus ventajas operacionales en pozos petroleros*. ciudad de méxico.d.f, méxico .

2.1.3 Descripción del proceso de limpieza de arenas¹⁷ : Se describe todo el proceso de limpieza de arenas con los parámetros para tener en cuenta, el análisis de fuerzas esperado entre otros parámetros.

2.1.3.1 Determinación de parámetros para limpieza de arenas: La verificación de los estados mecánicos de los pozos a intervenir es un factor decisivo para llevar a cabo un buen proceso. Se debe solicitar a la empresa operadora de los pozos que los correspondientes estados mecánicos estén actualizados. La ubicación del tope de la sección de arena sedimentada es básica para el cálculo de otras variables involucradas, además del cálculo de la capacidad de volumen total dentro del pozo.

¹⁷ (CASTRO & CASTRO, 2017) op cit., pp.57-62

2.1.3.2 Análisis de fuerzas esperadas durante la operación: Para evitar problemas operacionales, se realiza un análisis de las fuerzas presentes en el pozo, para evitar futuros problemas referentes a la limpieza un ejemplo es cuando se realiza mediante Coiled Tubing (CT), tiene especificaciones que no pueden ser sobrepasadas para evitar problemas operacionales, por lo que se debe analizar los esfuerzos a los que se puede ver sometida la tubería, así como de las capacidades volumétricas de la misma.

Se realiza la selección del equipo de cumpla a cabalidad con los requerimientos de profundidad y presión esperada del pozo. La Tensión es el mayor factor de esfuerzo una vez que la tubería flexible se encuentra en el pozo. La Tensión, o peso colgante, se produce desde el punto de suspensión, las cadenas, hacia la parte inferior de la columna. La carga de tensión es afectada por:

- El ángulo del pozo
- La flotabilidad del fluido dentro del cual se baja el Tubing
- La presión externa versus la interna
- Obstrucciones en el diámetro del pozo, sondeo aprisionado, y arrastre.

La elongación de la tubería es un factor para tener en cuenta, debido a que ésta sufre un estiramiento a la carga axial (compresión y tensión) y efectos de la temperatura.

2.1.3.3 Tiempo y Eficiencias de Levantamiento: Para realizar los cálculos de ingeniería correspondientes a volúmenes, capacidades y de tiempos de levantamiento, se necesita conocer la información básica de las propiedades generales del tipo de arena que se está limpiando para poder determinar variables influyentes que requieren de dichos valores. Además, se realizan cálculos que se encuentran relacionados con el caudal de bombeo, geometría del pozo, propiedades del fluido bombeado; todos estos dan los parámetros aptos para una

limpieza eficiente. Con el objetivo de garantizar que la remoción de los sólidos se lleve a cabalidad, la velocidad anular deberá ser el doble de la Velocidad Terminal de Asentamiento. De las partículas en un pozo vertical y 10 veces la Velocidad Terminal de Asentamiento de las partículas en un pozo horizontal. En las operaciones con Coiled Tubing la velocidad anular es efectiva únicamente cuando la fuerza de arrastre del fluido sobre la partícula puede sobreponerse a los efectos de la fuerza de gravedad.

2.1.3.4 Herramientas Utilizadas: Para la limpieza de arenas mediante Coiled Tubing se hace necesario diferentes usos de herramientas para obtener una limpieza adecuada, a continuación, se mostrará ejemplos de configuración de herramientas para realizar esta labor.

Figura 7. Ensamble De Limpieza De Arena Con boquilla Convencional

Item	Tool Description / Descripcion Herramienta	BHA #1	TOOL / Herramienta (in.)		Length / Longitud (ft.)	Tipo de rosca
			OD	ID		
1	ROLLON CONNECTOR		1.500	0.689	0.17	Pin Stub Acme- 10 1 1/8"
2	MHA		1.690	0.487	1.25	Box-Pin Stub Acme-10 1 1/8 "
3	CONVENTIONAL NOZZLE		1.690	-	0.34	Box Stub Acme 10 1 1/8"
			LONGITUD TOTAL(Ft.)		1.76	

Fuente: Castro, p., & Castro, m. (2017). *evaluación técnica financiera de alternativas para el aumento de la vida útil del equipo choke manifold durante la operación de limpieza de arenas con coiled tubing en el pozo inyector x1 del campo corcel*. fundación universidad de américa, bogotá.

Figura 8. *Ensamble De Limpieza De Arena Con Nozzle Con Orificios De 45°*

Item	Tool Description / Descripción Herramienta	BHA	TOOL / Herramienta (in.)		Length / Longitud (ft.)
			OD	ID	
1	ROLLON CONNECTOR		1,690	-	0,25
3	MHA		1,690	-	2,5
4	CLEANING NOZZLE ORIFICIOS DE 45° ASCENDENTES		1,690	-	0,4
			LONGITUD TOTAL (ft.)		3,2

Fuente: Castro, p., & Castro, m. (2017). *evaluación técnica financiera de alternativas para el aumento de la vida útil del equipo choke manifold durante la operación de limpieza de arenas con coiled tubing en el pozo inyector x1 del campo corcel.* fundación universidad de américa, bogotá.

Se utiliza un Rollon Connector que tiene como objetivo unir la tubería flexible con el MHA (Motor Head Assembly). Se puede utilizar en operaciones con este tipo de tubería, cuando no haya gran cantidad de torque asociado. Su principal uso es unir tramos de tubería o tubería-herramientas mediante anillos corrugados para hacer un sello y conectarlo al extremo de la tubería para que tome la forma de los perfiles del conector y así garantizar que la unión no se separe, otros usos del Rollon Connector, son mantener un perfil lineal a lo largo del pozo y una muy importante resistir presiones altas durante la operación.

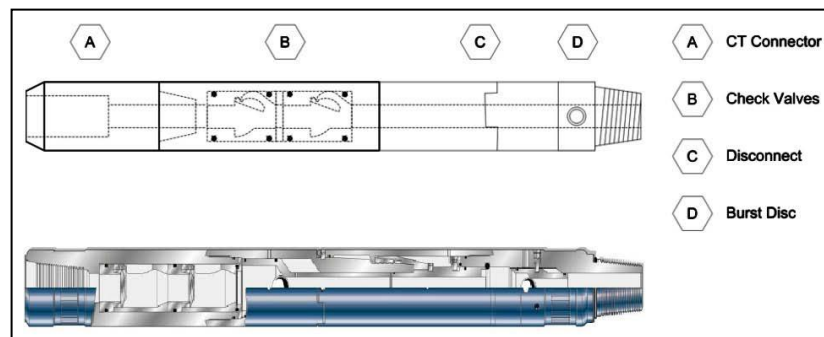
Figura 9. *Rollon Connector*



Fuente: thrutubing. (n.d.). *thrutubing solutions.* retrieved 2018, from <http://www.thrutubing.com/productdetailS.A.spx?productid=48>

El MHA (Motor Head Assembly), se encuentra después de la unión del Coiled Tubing y el conector, en su interior lleva una válvula dual de contrapresión y una válvula hidráulica de desconexión, en algunos casos puede estar presente un conjunto de válvulas duales de circulación. Básicamente es una herramienta que combina el uso de un conector de CT, una válvula check y un desconector, incorporado en una sola herramienta para minimizar su longitud. Algunas veces el MHA incorpora un disco de circulación para proveer una trayectoria alterna al fluido en caso de que las herramientas de fondo de pozo sufran algún taponamiento.¹⁸

Figura 10. Motor Head Assembly



Fuente: Fuentes, e., & Ortiz, g. (2014). *desarrollo de la tecnología de tubería flexible y sus ventajas operacionales en pozos petroleros*. ciudad de méxico.d.f, méxico .

Figura 11. Motor Head Assembly



Fuente: Limar oil tools. (n.d.). *limar oil tools*. retrieved 2018, from <https://www.limaroiltools.com/coiled-tubing/motorhead-assembly-mha>

¹⁸ (FUENTES & ORTIZ, 2014) op.cit., p.32

Por otra parte, la herramienta que cumple con la mayor parte de la operación es la boquilla. Es el extremo del ensamble en fondo, que con la acción del impacto del chorro que sale de sus orificios bajo parámetros altos de velocidad (300 ft/s) y caída de presión (500 PSI), permiten que los sólidos presentes en el fondo del pozo estén suspendidos en el fluido y puedan circular fuera del mismo. La selección de la geometría de la boquilla y la velocidad de salida, garantizan que el trabajo sea eficiente, inclusive se pueden fabricar boquillas sin las necesidades del trabajo, dependiendo del ángulo de salida y tamaño.¹⁹

Figura 12. Boquilla Lavadora



Fuente: kisspng. (n.d.). *kisspng*. retrieved 2018, from <https://es.kisspng.com/kisspng-jd9zre/>

Figura 13. Wash Nozzle



Fuente: Thrutubing. (n.d.). *thrutubing solutions*. retrieved 2018, from <http://www.thrutubing.com/productdetailS.A.spx?productid=48>

¹⁹ (CASTRO & CASTRO, 2017) op.cit., p.67

2.1.4 Procedimiento operacional de la limpieza de arenas con coiled tubing²⁰:

Se debe seguir el siguiente procedimiento.

- Movilizar los equipos a la locación. Llevar los equipos requeridos y previamente socializados con la empresa operadora del Campo.
- Recibir el pozo por parte del cliente verificando valores de anulares totalmente cerrados.
- Ubicar y establecer el tanque de retornos
- Verificación de las uniones del cabezal e inicio instalación.
- Iniciar instalación de Coiled Tubing, unidad de bombeo y grúa, además de preparar la unión del conector con la de la tubería flexible.
- Los siguientes cuatro pasos se sintetizan en las pruebas de integridad que se realizan a diferentes equipos y que la empresa tiene establecidas para todas las operaciones.

Tabla 3. Descripción De Pruebas Realizadas Antes Del Comienzo De La Operación

Prueba	Descripción	Rango	Tiempo	Comentario
1	Prueba de Tensión	20.000 lb	10 minutos	Dejar registro de la prueba en el sistema de datos
2	Calibración paso libre de tubería		20 minutos	Realizar bombeo de esfera calibradora de ¾ in hasta retorno en punta de CT
3	Prueba hidráulica del conector	500-5.000 Lb	20 minutos	Llenar tubería hasta plato de prueba y realizar prueba ascendente hasta 4.500 psi estables por 10 minutos
4	Prueba funcional de BOP		30 minutos	Realizar apertura y cierre de todos los Rams verificando visualmente funcionamiento
5	Presión integral de presión	500-5.000 Lb	20 minutos	Con tubería iniciar prueba escalonada de presión

Fuente: Castro, p., & Castro, m. (2017). *evaluación técnica financiera de alternativas para el aumento de la vida útil del equipo choke manifold durante la operación de limpieza de arenas con coiled tubing en el pozo inyector x1 del campo corcel*. fundación universidad de américa, bogotá.

²⁰ (CASTRO & CASTRO, 2017) op.cit., pp 74-75

- Instalar la válvula máster en la cabeza del pozo y la T de flujo.
- Instalar sistemas de adquisición de datos y calibrar lecturas de presión, caudal, volumen de acero.
- Relacionar y establecer la profundidad cero de la tubería flexible, teniendo en cuenta la altura cero y la altura de la mesa en la que se está trabajando.
- Ultima verificación, antes de informar al personal del inicio de RIH del Coiled Tubing con el previo visto bueno del representante del cliente del pozo, y tener presente siempre, las lecciones aprendidas de operaciones pasadas.
- Descender con la tubería hasta el tope de arena, registrando peso, retornos y presión en cabeza.
- A unos 50 pies por encima del tope de arena comenzar el bombeo del fluido con alrededor de 1 bpm, y registrando la circulación en superficie.
- Seguir con el mismo caudal e ir bajando la sarta alrededor de 50 pies hasta llegar al fondo del pozo.
- Una vez en fondo, preparar la cantidad suficiente de gel con el fin de mantener mejor los sólidos suspendidos.

Figura 14. Prueba De Herramienta En Superficie



Fuente: Castro, p., & Castro, m. (2017). *evaluación técnica financiera de alternativas para el aumento de la vida útil del equipo choke manifold durante la operación de limpieza de arenas con coiled tubing en el pozo inyector x1 del campo corcel*. fundación universidad de américa, bogotá.

Tabla 4. Esquema De Cómo Se Realiza Un Proceso De Limpieza De Arena

Primero, se baja la herramienta de limpieza con CT hasta el tope del relleno	
La herramienta penetra en el relleno durante la circulación, lava y moviliza los sólidos.	
Muestra como se ha alcanzado una longitud 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.	
El relleno está siendo barrido a través de una porción de la sección angular crítica (40 a 65 grados) del pozo.	

Fuente: Fuentes, e., & Ortiz, g. (2014). *desarrollo de la tecnología de tubería flexible y sus ventajas operacionales en pozos petroleros*. ciudad de méxico.d.f, méxico .

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.²¹

2.2 DESPLIEGUE DE BES CON TÉCNICAS RIGLESS DE BES²²

Es importante tener en cuenta que el diseño del sistema BES tanto para un despliegue con un workover convencional como para un despliegue con una técnica rigless es el mismo, solo cambia en el método de despliegue de cada uno.

Un factor importante en el éxito general y el costo de una intervención de pozos depende significativamente de la elección del equipo, incluidas las herramientas de fondo de pozo y las unidades de superficie. El uso de una plataforma de trabajo convencional para la intervención del pozo es costoso y puede no ser apropiado en muchas circunstancias. La adopción en el mercado de tecnologías alternativas, como el enfoque "Rigless", está en su infancia en el mercado europeo, sin embargo, regiones como el Golfo de México y Asia Pacífico tienen exitosas trayectorias en la implementación de tecnologías en proyectos de completamiento, intervención y abandono. La instalación de equipos de levantamiento artificial mediante este enfoque "Rigless" ayuda en ciertos casos a la disminución de costo de operación los cuales lleva a una mejor rentabilidad con este enfoque y no con el método convencional ya mencionado. A continuación, se hablará sobre los diferentes despliegues mediante esta tecnología.²³

²¹ (FUENTES & ORTIZ, 2014) op.cit., p.80

²² MALONE, D., OLABINJO, L., VIERKANDT, S., & PATTERSON, J. (28 de ABRIL de 2017). COMPARATIVE PROJECT ECONOMICS: WIRELINE RETRIEVABLE ESP WRESP VS CONVENTIONAL ESP SYSTEMS. *SPE*, 26.

²³ KHURANA, S., DEWALT, B., & HEADWORTH, C. (2013). *WELL INTERVENTION USING RIGLESS TECHNIQUES. OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE*. OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, HOUSTON.

2.2.1 Despliegue de BES con coiled tubing²⁴: El BES invertido (bomba en la parte inferior) que se instala y se retira usando coiled Tubing, con el cable en su interior o unido al coiled Tubing. El coiled Tubing está suspendido dentro de la tubería de producción durante toda la operación BES. El BES se puede instalar y quitar sin tirar de la sarta de tubería. Dependiendo de la configuración del pozo / sistema, puede ser necesario un niple de asentamiento u otras modificaciones de completamiento. Estas modificaciones pueden requerir una extracción de tubería / HWO en el momento de la instalación inicial.

Una bomba BES desplegada con tubería flexible extrae el fluido a través de la tubería flexible o por el espacio anular que rodea una sarta de tubería flexible. La tecnología de bombeo sumergible REDACoil instala y soporta el cable de alimentación BES dentro de tuberías flexibles de 2 pulgadas o $2\frac{3}{8}$ pulgadas. El cable ya no se ata en la tubería flexible durante el despliegue en la localización del pozo, sino que permanece protegido en un fluido inhibido. La tubería flexible también puede ser utilizada como conducto hidráulico para el accionamiento por presión de los empacadores, las válvulas de seguridad u otros equipos de fondo de pozo.²⁵

El control de pozos con lodo pesado, previo a la instalación de una bomba BES, es costoso y requiere mucho tiempo, y a menudo produce una reducción de la productividad del pozo debido al daño de la formación. El sistema REDACoil permite el despliegue rápido y seguro de la tubería flexible en un pozo, bajo presión. La colocación del cable de alimentación dentro de la tubería flexible garantiza la formación de un sello seguro dentro del conjunto de preventores de reventón y el cabezal del extractor durante la instalación.²⁶

²⁴ (MALONE, OLABINJO, VIERKANDT, & PATTERSON, 2017) op.cit., pp. 3-4

²⁵ MARK, A., & STEWART, L. (2014). MANEJO DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA. ACTUALIZACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE TUBERÍA FLEXIBLE. SIMULACIÓN DE LA ACIDIFICACIÓN DE LA MATRIZ. *OILFIELD REVIEW*, 82.

²⁶ (MARK & STEWART, 2014) op.cit., p.61

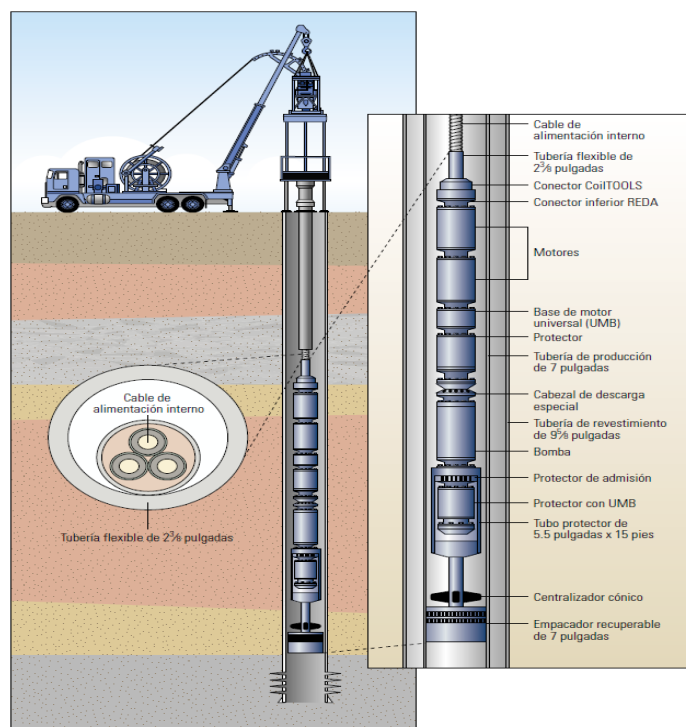
La configuración actual de los sistemas REDACoil está compuesta por tubería flexible de $2 \frac{3}{8}$ pulgadas con un cable de alimentación interno, un conector inferior REDA, motores, una base de motor universal, un protector, un cabezal de descarga, bombas y un protector de admisión y de empuje. El arreglo de fondo de pozo de 46 m [150 pies] se instala dentro de una tubería de revestimiento corta de 7 pulgadas. La producción de fluido oscila entre 1,272 y 1,907 m³/d [8,000 y 12,000 B/D], con sólo 2,864 m³/d [100 Mpc/D] de gas. La temperatura de fondo de pozo es de 68°C [155°F]. La terminación inferior contiene una válvula de seguridad de fondo de pozo asentada a una profundidad determinada, una camisa de deslizamiento, medidores de presión y temperatura permanentes, y mandriles de inyección química.²⁷

La Instalación del sistema de levantamiento artificial. Los sistemas de bombas electro sumergibles (BES, por sus siglas en español) REDACoil CT, bajadas con tubería flexible y con cables de alimentación internos reducen los costos de instalación y las pérdidas de tiempo de producción asociadas con pozos remotos o de alto costo, tanto en plataformas marinas donde el espacio y la disponibilidad del equipo de perforación son limitados y también en plataformas terrestres donde su transporte y facilidad de instalación es mucho más rentable que una convencional.²⁸

Figura 15. Configuración de instalación de BES con Coiled Tubing

²⁷ (MARK & STEWART, 2014) op.cit., p.62

²⁸ (MARK & STEWART, 2014) op.cit., p.62



Fuente: Mark, a., & Stewart, I. (2014). manejo de la producción de arena. actualización de la tecnología de tubería flexible. simulación de la acidificación de la matriz. *oilfield review*, 82.

2.2.2. Despliegue de BES con cable²⁹: Un BES invertido que está suspendido de un cable de alimentación especial BES. Se instala y se retira a través de la tubería de producción utilizando una unidad cableada (malacate). Los requisitos de la unidad cableada dependen del tamaño, el peso y el radio de curvatura permisible del cable de alimentación BES. El cable de alimentación permanece suspendido dentro del orificio de la tubería durante toda la operación BES. Dependiendo de la configuración del pozo/sistema, se puede requerir un nipple de asentamiento u otras modificaciones de completamiento. Estas modificaciones pueden requerir un tubing pull / HWO en el momento de la instalación inicial.

²⁹ (MALONE, OLABINJO, VIERKANDT, & PATTERSON, 2017) op.cit., pp., 3-4

2.2.3. Despliegue de bomba con wireline³⁰: La bomba BES (solamente) se puede instalar / quitar, a través de tubería, en slickline (o línea trenzada) usando una unidad convencional slickline / wireline (workover ligero, LWO). El motor BES, sello, cable y protector se fijan a la sarta de tubería, como con un BES convencional y deben ser recuperados y vuelven a instalar con un HWO.

2.2.4. Despliegue de BES con wireline (WRESP)³¹: El sistema BES (excluyendo el cable) se instala / elimina, a través de tubería, en slick-line (o línea trenzada) usando una unidad convencional slick-line/línea trenzada (LWO). El motor BES "se conecta en" el cable a través de un conector húmedo de fondo de pozo. A continuación, se proporciona una descripción más detallada del sistema WRESP.

El objetivo primordial de todas las tecnologías alternativas de despliegue de BES es reemplazar el alto costo, de las intervenciones heavy workover de BES (junto con su tiempo de inactividad de producción asociado) con costes más bajos y ligeros. Aunque este objetivo es común a todas las tecnologías alternativas de despliegue BES, los mecanismos de intervención y sus costos asociados varían significativamente entre los métodos de implementación alternativos. Este documento se centrará exclusivamente en los sistemas de Wireline / slickline recuperable (WRESP).

2.2.4.1 Descripción del sistema WRESP³²: Los sistemas WRESP comparten dos componentes comunes:

- Muelle o Completamiento Permanente: un componente del completamiento que está unido y desplegado con la tubería de producción. Incluye un conector de conexión en húmedo, una estructura mecánica para soportar el BES y un cable de alimentación BES desde el conector de conexión húmeda

³⁰ (MALONE, OLABINJO, VIERKANDT, & PATTERSON, 2017) op.cit., pp.3-4

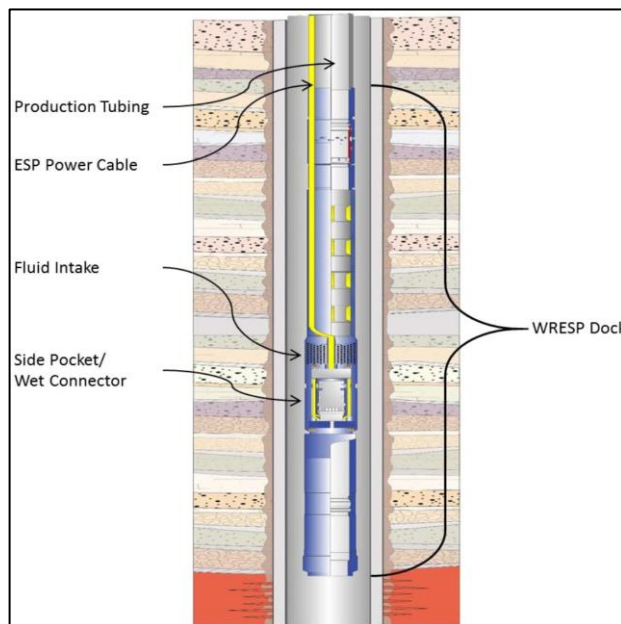
³¹ (MALONE, OLABINJO, VIERKANDT, & PATTERSON, 2017) op.cit., pp. 3-4

³² (MALONE, OLABINJO, VIERKANDT, & PATTERSON, 2017) op.cit., p.2

a la fuente de alimentación en la superficie (normalmente un variador de velocidad). El muelle está unido a la sarta de tubería y se despliega de la misma manera como un BES convencional usando una unidad HWO.³³

- Sistema Recuperable BES (RS): Consiste en los componentes tradicionales de la BES (bomba, sello / protector, motor y manómetro) junto con un conector de conexión húmeda (que se acopla con el conector de conexión húmeda en la base). El RS se despliega y se recupera a través de la tubería de producción (sin tirar de la tubería) usando una línea convencional slickline o una unidad wireline (también se puede desplegar con coiled tubing o un tractor Wireline en pozos altamente desviados).

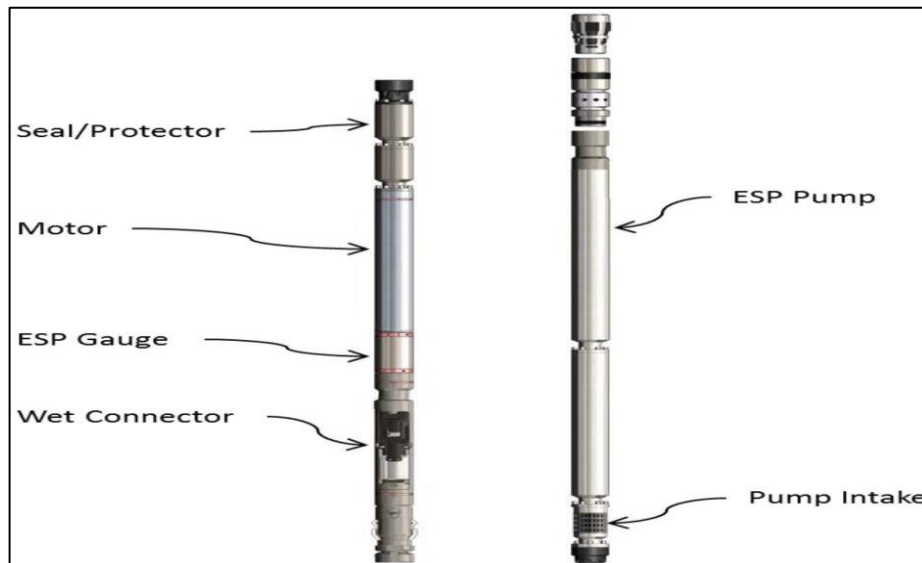
Figura 16. Muelle WRESP



Fuente: Malone, d., Olabinjo, I., Vierkandt, s., & Patterson, j. (2017, abril 28). comparative project economics: wireline retrievable esp wresp vs conventional esp systems. *spe*, 26.

³³ CANNY, S., & HAY, C. (31 de MARZO de 2017). WELL CONSTRUCTION AND DECONSTRUCTION OPERATIONS UTILISING A RIGLESS PULLING AND JACKING UNIT. *OFFSHORE MEDITERRANEAN CONFERENCE*, 14.

Figura 17. WRESP Sistema Recuperable BES (RS)



Fuente: Malone, d., Olabinjo, I., Vierkandt, s., & patterson, j. (2017, abril 28). comparative project economics: wireline retrievable esp wresp vs conventional esp systems. *spe*, 26.

“Las aplicaciones de fondo de pozo descritas anteriormente se pueden realizar utilizando una plataforma de trabajo convencional. Sin embargo, una plataforma generalmente requiere matar el pozo lo cual crea el riesgo de dañar el yacimiento. Técnicas como Wireline, Coiled Tubing (CT) y Workover Hidráulico (HWO) son generalmente menos costosos que una plataforma y se puede realizar en pozos vivos. Estas técnicas se diferencian en función del método y equipo utilizado para transportar las herramientas de fondo de pozo”.³⁴

2.2.4.2 Arquitectura del pozo³⁵: Desde el punto de vista del pozo, se deben tener en cuenta algunos aspectos antes de seguir adelante con la instalación. Las tasas de producción a ser levantadas por el BES determinarán el modelo y el tamaño de BES (OD) y, por lo tanto, la serie de sistemas recuperables. Como regla general para todos los factores, como el gas, la arena, la corrosión y la experiencia

³⁴ (KHURANA, DEWALT, & HEADWORTH, 2003) op. cit., pp.1

³⁵ SZEMAT, V., D, D., & M. L, P. (14 de MAYO de 2012). ESP RETRIEVABLE TECHNOLOGY: A SOLUTION TO ENHANCE ESP PRODUCTION WHILE MINIMIZING COSTS. *SPE INTERNATIONAL PRODUCTION AND OPERATIONS CONFERENCE*, 14.

pasada en el pozo propuesto, se ha utilizado BES con éxito, luego se podría usar un SHUTTLE, si el tamaño lo permite, por supuesto.

La forma del pozo no juega un papel clave en la selección de pozos, pero es importante considerarlo en el tiempo planificado para RIH, la secuencia de completamiento permanente como la mayor complejidad del tipo de pozo, más lenta será la RIH de la sarta para evitar daños en las líneas y el cable, asegurando la funcionalidad perfecta del equipo una vez que finalmente se instaló. El ángulo del agujero en la profundidad de despliegue de la bomba debe tenerse en cuenta al decidir el sistema en ejecución que se utilizará debido a las limitaciones inherentes a estos sistemas.

2.2.4.2 Aspectos operacionales³⁶: parámetros para tener en cuenta en un despliegue con una unidad de wireline.

- Movilización de equipo wireline:

La tecnología rigless por ser más versátil en cuanto a equipo, permite mayor facilidad y rapidez para completar en un 100% la movilización del equipo involucrado en la operación. Básicamente, en lo referente a cargas durante una movilización del equipo de Wireline encontramos:

- Unidad de Wireline
- Camión auxiliar 1: herramientas y accesorios, depende de la operación que se vaya a realizar.
- Camión auxiliar 2: sistema de control de presión en la parte posterior, sistema de lubricación a lo largo de la plataforma y el sistema de inyección de grasa en la parte delantera.
- Grúa

³⁶ GIL GODOY, B. L., & MOLINA ANAVE, L. C. (2013). *EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA DE LAS OPERACIONES RIGLESS CON WIRELINE DE REGISTROS Y CAÑONEO EN EL CAMPO CASABE DE ECOPETROL S.A..* BUCARAMANGA, COLOMBIA.

- Movilización Rig convencional:

Debido a la gran cantidad de equipo y personal, una movilización de un Rig convencional implica mayor logística, tiempo y por consiguiente un aumento representativo en los costos. Los componentes de un Rig convencional que están involucrados en la movilización son:

- Unidad básica (Rig convencional)
- Tanques
- Bomba de lodos, principal y auxiliar
- Poor boy, Choke manifold
- Acumuladores
- Taller de mecánica y de soldadura
- Bodegas (químicos y materiales)
- Tanque agua potable y combustible
- Remolques x 4 (Company man, Tool pusher, comedor-juntas, HSE)
- Canastas y racks de tubería
- Mesa rotaria (dependiendo del Rig).

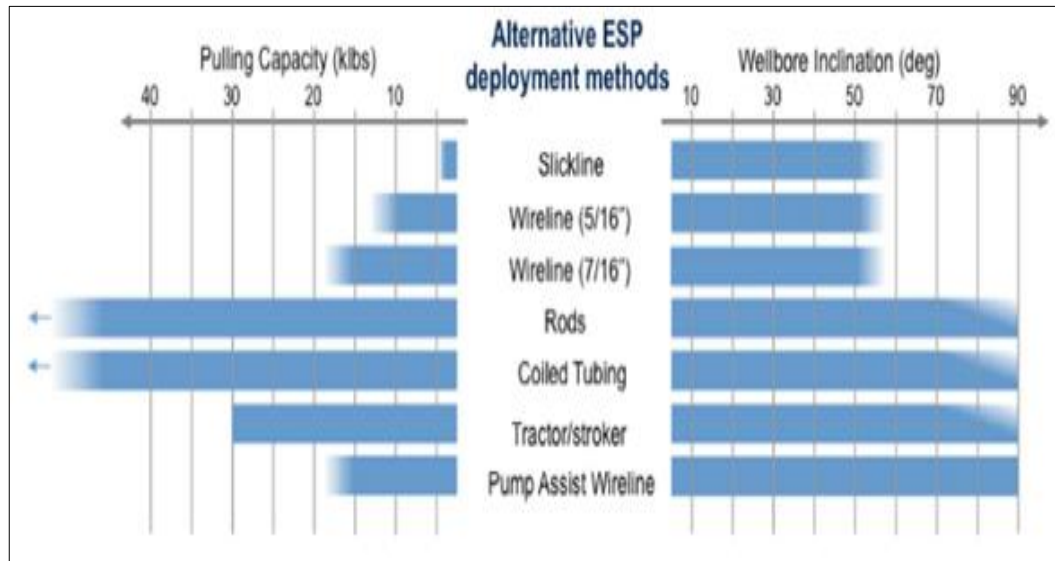
Nota: cada uno de los anteriores Ítems es un viaje o carga durante la movilización.

2.2.5. Despliegue BES alternativo: medios y consideraciones de instalación³⁷:

Hay varios métodos de instalación de BES que pueden considerarse para una aplicación determinada, cada uno con ciertas implicaciones operativas en términos de disponibilidad, superficie ocupada, capacidad de elevación, movimiento del material, etc. Tales métodos incluyen línea de acero, línea eléctrica, cable trenzado, tubos flexibles e incluso varillas de bombeo, todos ellos capaces de desplegar un sistema BES independiente mediante Rigless.

³⁷ BESPALOV, E. (2016). RIGLESS ESP TECHNOLOGY: WELL CONTROL AND COMPLETION CONSIDERATIONS. *SPE*, 14.

Figura 18. Factores limitantes Para Varios Métodos De Instalación



Fuente: Bespalov, e. (2016). rigless esp technology: well control and completion considerations. *spe*, 14.

El método de implementación elegido tiene un impacto tanto en la arquitectura de completamiento como en el control del pozo. Sin embargo, las mayores implicaciones relacionadas con el método de transporte seleccionado están asociadas con la capacidad de arrastre y la desviación del pozo asociado con cada tecnología. Los desarrollos de tecnología de transporte, como tractores y tecnologías de stroker, permiten extender el rango operativo para los métodos que en el pasado se limitaban a una desviación de 60 ° o menos, como la línea de acero y cable, o incluso tubos flexibles en los pozos desviados debido a efectos de pandeo.

2.2.6. REDA COIL coiled tubing-deployed ESP system: explica en que consiste el sistema REDA Coil con cada una de sus partes.

2.2.6.1 El método alternativo de despliegue de BES minimiza los costos y la producción diferida³⁸: Los sistemas BES convencionales son transportados por el tubing de producción y requieren rigs de workover para los reemplazos BES. La disponibilidad del rig a menudo es limitada, especialmente en aplicaciones en alta mar y en aguas profundas, lo que limita significativamente las operaciones y aumenta los gastos. Incluso cuando hay un Rig disponible, mover este y el tiempo adicional necesario conlleva altos costos.

a) El despliegue alternativo elimina la necesidad de un rig de workover

El sistema BES REDA Coil * coiled tubing es un despliegue alternativo rentable al método de despliegue convencional. El sistema no requiere un rig de workover para cambiar una BES.

b) La configuración y el montaje simplifican la implementación

El uso de un árbol de Navidad horizontal permite ejecutar y recuperar la BES directamente a través de la cabeza del pozo sin quitar el árbol o las líneas de flujo.

Debido a que el sistema se despliega con coiled tubing, el ensamblaje de la BES se invierte, con el motor en la parte superior.

c) El despliegue Rigless imparte beneficios clave

El coiled tubing del sistema REDA Coil ESP permite a los operadores reemplazar las BES inmediatamente sin esperar un rig y ahorra significativamente en costos operativos.

d) Mayor área de flujo aumenta la producción

³⁸ SCHLUMBERGER LIMITED. (2013). REDA COIL COILED TUBING-DEPLOYED ESP SYSTEM. (13-AL-0005), 5. Obtenido de <https://www.slb.com/-/media/files/al/brochure/reda-coil-coiled-tubing-esp-br.ashx>

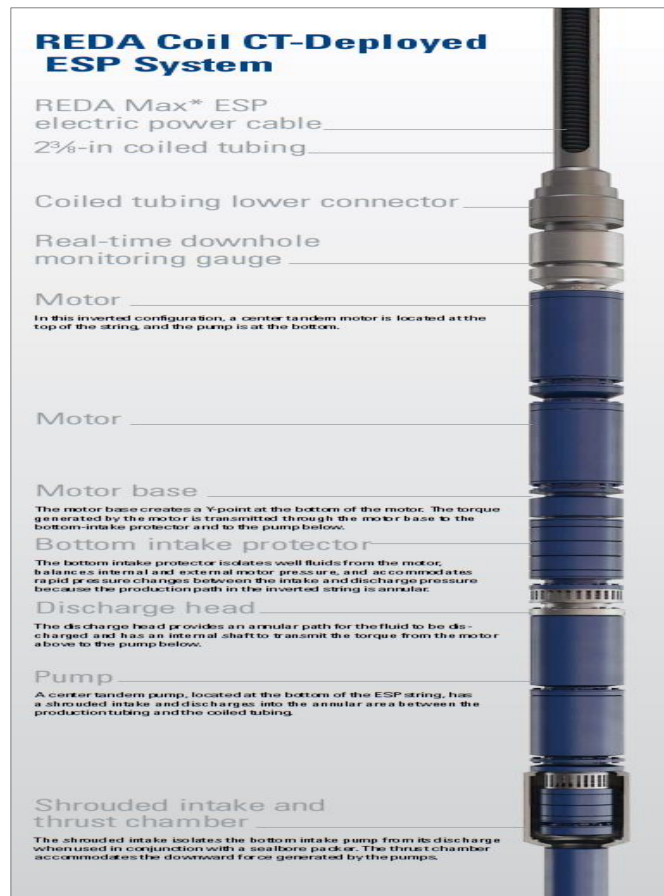
En el sistema REDA Coil ESP, el fluido fluye a través del anular grande, ya sea entre el coiled tubing y la sarta de producción permanente en la que se despliega la BES o- cuando el operador no requiere una sarta de producción permanente- entre el coiled tubing y el casing.

Figura 19. REDA COIL COILED TUBING-DEPLOYED ESP SYSTEM



Fuente: Schlumberger limited. (2013). reda coil coiled tubing-deployed esp system. (13-al-0005), 5.

Figura 20. Partes Del Sistema Reda Coil



Fuente: Schlumberger limited. (2013). reda coil coiled tubing-deployed esp system. (13-al-0005), 5.

2.2.6.2 Partes del Sistema REDA Coil: describe cada una de la parte de la sarta de tubería de despliegue con REDA Coil.

a) Conector inferior (Lower Connector)³⁹

³⁹ SCHLUMBERGER LIMITED. (2015). LOWER CONNECTOR. (15-AL-67665), 1. Obtenido de <https://www.slb.com/-/media/files/al/product-sheet/redacoil-lower-connector-pS.A.shx>

El conector inferior del sistema REDA Coil proporciona la conexión mecánica entre el coiled tubing y la sarta BES. También proporciona la conexión eléctrica entre el motor BES y el cable dentro del coiled tubing.

Una conexión bridada en la base del conector inferior está formada por el motor o por un medidor de fondo de pozo en tiempo real, en la parte superior de la sarta BES invertida. Un conector interno que se puede conectar al campo está formado por el cable de alimentación BES en la bobina. El coiled tubing está terminado en la parte superior del conector utilizando un conector integral de tipo deslizante de coiled tubing.

Si es necesario, se pueden ejecutar líneas de control adicionales en el coiled tubing junto con el cable de alimentación BES. Para el control de pozos, esta configuración puede incluir una válvula de inyección química o una válvula de seguridad profunda en el tubo de escape debajo del BES.

El conector inferior incluye un mecanismo de liberación hidráulica que se puede usar para la resolución de problemas cuando un completamiento está siendo recuperado. Si se aplica presión hidráulica internamente al coiled tubing, el conector se separará, permitiendo recuperar la sarta de coiled tubing. El BES se deja en el pozo con un perfil para la pesca.

1) Beneficios:

- Permite utilizar el motor central tándem en una sarta BES invertida al proporcionar una conexión eléctrica y mecánica entre el sistema BES y el cable de alimentación.
- Aísla la conexión eléctrica del fondo del pozo y el cable BES de los fluidos del pozo, protegiendo los componentes del daño mecánico.

2) Características:

- Mecanismo de liberación de corte hidráulico.

- Capacidad de corte de 3,000 o 5,000 psi [20,684 a 34,474 kPa].
- Conector de alimentación de 5 kV.
- Conector integral de coiled tubing tipo deslizante.
- Salidas de línea de control opcionales.
- Disponibilidad en una variedad de materiales y elastómeros.

Figura 21. REDA Coil Coiled Tubing Deployed



Fuente: Schlumberger limited. (2015). coiled tubing esp cable. (15-al-67575), 1.

b) Motor⁴⁰

En esta configuración invertida, un motor central en tándem se encuentra en la parte superior de la sarta, y la bomba está en la parte inferior.

c) Base del motor⁴¹

⁴⁰ (SCHLUMBERGER LIMITED, 2013) op.cit p.3.

⁴¹ (SCHLUMBERGER LIMITED, 2013) op.cit p.3

La base del motor crea un Y-point en la parte inferior del motor. El torque generado por el motor se transmite a través de la base del motor al protector de entrada inferior y a la bomba que se encuentra debajo.

d) Protector de entrada inferior (Bottom Intake Protector)⁴²

El protector de entrada inferior se ajusta debajo del motor y encima de la bomba. El aceite del motor se comunica entre el motor y el protector. Cuando el motor arranca y se calienta, el aceite se expande. Cuando se apaga el motor, el aceite se contrae. El protector de entrada inferior está abierto al fluido del pozo para mantener la presión equilibrada dentro del protector y el motor.

En los sistemas BES convencionales, el protector se encuentra por encima del motor y debajo de la bomba y, por lo general, solo ve la presión de entrada de la bomba y el drawdown. En los sistemas BES invertidos como el sistema REDA Coil ESP, el protector de admisión inferior inicialmente ve la presión de entrada de la bomba. Cuando se inicia la bomba, la presión cambia rápidamente a la presión de descarga de la bomba. El protector de entrada inferior, que está diseñado para adaptarse a los cambios extremos, puede manejar de manera eficiente tanto los cambios de presión rápidos como los grandes.

1) Beneficios:

- Aísla bien los fluidos del motor y lo protege del daño mecánico.
- Equilibra la presión interna y externa del motor, mantiene una producción eficiente y extiende la vida útil del sistema.

2) Características:

- Disponibilidad en una variedad de materiales y elastómeros.

⁴² SCHLUMBERGER LIMITED. (2015). BOTTOM INTAKE PROTECTOR. (15-AL-65664), 1. Obtenido de <https://www.slb.com/-/media/files/al/product-sheet/redacoil-bottom-intake-pS.A.shx>

Figura 22. Sarta Del Sistema REDA Coil ESP Con Protector De Entrada Inferior



Fuente: Schlumberger limited. (2015). discharge head. (15-al-67755), 1.

e) Cabezal de descarga (Discharge Head)⁴³

El cabezal de descarga para sistemas BES invertidos está situado encima de la bomba. Tiene un eje interno para transmitir el torque desde el motor de arriba a la bomba de abajo. El cabezal de descarga proporciona una ruta para que el fluido se descargue en el área anular entre el tubing de producción y el coiled tubing. Desde el área anular, el fluido se produce a la superficie.

La ruta de flujo anular conduce el fluido alrededor del motor, enfriando el motor durante las operaciones BES.

1) Beneficios:

- Crea una ruta de flujo de descarga anular para la entrada inferior (invertido) de los BES, permitiendo que los BES se ejecuten en entornos no adecuados para los casing de producción.

⁴³ SCHLUMBERGER LIMITED. (2015). DISCHARGE HEAD. (15-AL-67755), 1. Obtenido de <https://www.slb.com/-/media/files/al/product-sheet/redacoil-discharge-head-pS.A.shx>

2) Características:

- Ruta de flujo de descarga anular.
- Eje interno INCONEL® de 1.18 pulgadas.
- Disponibilidad en una variedad de materiales y elastómeros.
- Sistema REDA Maximus * ESP configuraciones 540/538, 540/540 y 540/562.

Figura 23. Sarta Del Sistema REDA Coil ESP Con Cabezal De Descarga



Fuente: Schlumberger limited. (2015). discharge head. (15-al-67755), 1.

f) Bomba⁴⁴

Una bomba central tándem, ubicada en la parte inferior de la sarta BES, tiene una entrada envuelta y descarga en el área anular entre el tubing de producción y el coiled tubing.

⁴⁴ (SCHLUMBERGER LIMITED, 2013) op.cit p.3

g) Entrada envuelta y cámara de empuje (Shrouded Intake and Thrust Chamber)⁴⁵

En los sistemas BES convencionales, la bomba se encuentra en la parte superior de la sarta y se descarga directamente en la sarta del tubing de producción, aislando la descarga de la entrada.

En los sistemas BES invertidos, incluido el sistema REDA Coil, la bomba se encuentra en la parte inferior de la sarta BES. La bomba se descarga en el área anular entre el tubing de producción y el coiled tubing, por lo que es necesario aislar la entrada en la parte inferior de la bomba de la descarga por encima de la bomba.

El aislamiento generalmente se logra mediante un empacador de sello o un receptáculo de orificio pulido instalado sobre las perforaciones productoras antes de instalar la BES.

La sarta BES incluye una sarta de tubo de escape y un conjunto de sello. El tubo de escape está conectado a la BES por una cubierta alrededor de la entrada de la bomba para aislar la entrada de la descarga; el conjunto del sello encaja en un empaquetador de sello o receptáculo de orificio pulido.

Una cámara de empuje dentro de la cubierta, instalada debajo de la entrada, tiene un rodamiento interno que acomoda la fuerza hacia abajo generada por la bomba durante las operaciones.

1) Beneficios:

- Permite utilizar bombas tándem centrales estándar con el sistema REDA Coil.
- Aísla la entrada de la bomba de la descarga cuando se usa junto con el conjunto del sello y el orificio del sello, lo que admite una ruta de flujo anular.

⁴⁵ SCHLUMBERGER LIMITED. (2015). SHROUDED INTAKE AND THRUST CHAMBER. (15-AL-65658), 1. Obtenido de <https://www.slb.com/-/media/files/al/product-sheet/redacoil-shrouded-intake-pS.A.shx>

- Acomoda el empuje hacia abajo generado por la bomba en un sistema de admisión cubierto, lo que ayuda a mantener una producción eficiente
- 2) Características:
- Compatibilidad con el sistema REDA Maximus * ESP configuración de la serie 540/400 o 562/400.
 - Cámara de empuje serie 400.
 - Salidas de control de línea opcionales, que incluyen un puerto para la línea de presión de admisión del sistema de monitoreo BES de alta temperatura Phoenix xt150 *(Mark of Schlumberger).
 - Disponibilidad en una variedad de tamaños, materiales y elastómeros.

Figura 24. Sarta Del Sistema REDA Coil ESP Con Entrada Envuelta Y Cámara De Empuje



Fuente: Schlumberger limited. (2015). shrouded intake and thrust chamber. (15-al-65658), 1.

h) Coiled Tubing ESP Cable⁴⁶

El coiled tubing BES cable del sistema REDA Coil consiste en una longitud de coiled tubing en el que se ha preinstalado un cable de alimentación BES. El cable está

⁴⁶ SCHLUMBERGER LIMITED. (2015). COILED TUBING ESP CABLE. (15-AL-67575), 1. Obtenido de <https://www.slb.com/-/media/files/al/product-sheet/redacoil-esp-cable-pS.A.shx>

soportado dentro de un coiled tubing por fricción. Se utiliza una técnica patentada de gestión de holgura para instalar el cable.

La preinstalación del cable de alimentación en el coiled tubing permite que el sistema BES se implemente con un equipo CT estándar, elimina la necesidad de protectores de cable o bandas en la sarta de tubería y aísla el cable de los ataques químicos de fluidos de pozos y los ciclos de presión.

El cable de alimentación y el coiled tubing están conectados a la parte superior de la sarta BES por el conector inferior del sistema REDA Coil. En la superficie, el coiled tubing se compone de un colgador de coiled tubing que se aterriza en la boca del pozo. El cable BES se termina en un penetrador de cabeza de pozo para la conexión a un cable de superficie.

El coiled tubing que se usa comúnmente con el cable de alimentación eléctrica REDA MAX * ESP # 2 es $2\frac{3}{8}$ "; Son posibles otros tamaños tanto del coiled tubing como del cable BES.

Se pueden ejecutar líneas hidráulicas adicionales con el cable BES dentro del coiled tubing para controlar otros equipos de completamiento de fondo de pozo, incluidas las válvulas de seguridad de profundidad y las válvulas de inyección química.

1) Beneficios:

- Permite la implementación del sistema BES utilizando equipos de coiled tubing estándar.
- Mantiene el aislamiento de los ataques químicos de fluidos de pozos y ciclos de presión.
- Elimina el uso de protectores de cable o bandas en la sarta del tubing.

- Permite el control de accesorios de completamiento con la opción de incluir líneas capilares adicionales de $\frac{1}{4}$ " o $\frac{3}{8}$ ", líneas hidráulicas, o ambas, dentro del coiled tubing.

2) Características:

- $2\frac{3}{8}$ in HS80 or HS90 coiled tubing.
- Selección de espesor de pared de coiled tubing de 0.175", 0.190" y 0.204".
- Amplia gama de cables BES con diversos requisitos de potencia.

Figura 25. Sarta Del Sistema REDA Coil Con Coiled Tubing BES Cable



Fuente: Schlumberger limited. (2015). coiled tubing esp cable. (15-al-67575), 1.

2.2.7. Despliegue de la bomba mediante la tecnología Zeitecs Shuttle™:

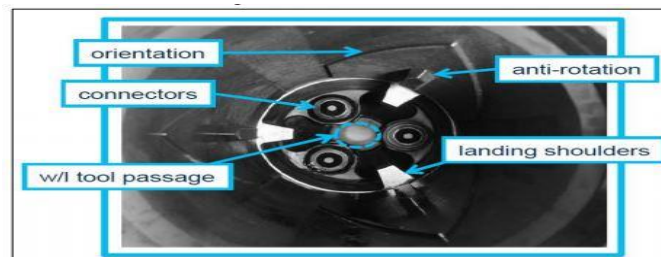
Recupere y vuelva a desplegar cualquier conjunto del sistema estándar de bomba sumergible eléctrica (ESP) sin una plataforma que use el diseño plug-and-play del innovador sistema de reemplazo ESP Zeitecs Shuttle™. El sistema cuenta con dos conjuntos principales: un conjunto recuperable de ESP y componentes de finalización semipermanentes, incluida una estación de acoplamiento.⁴⁷

2.2.7.1 Componentes semipermanentes⁴⁸: describe cada una de las partes del completamiento semipermanente del pozo.

a) Docking Station (DS):

Estos salen de la tubería de producción, el cable de potencia se encuentra conectado con el motor del sistema BES el cual será recuperado del fondo de pozo. Esto se consigue por un sistema de conexión de alta tensión de tres fases, una media se implementa de forma permanente en el pozo y la otra mitad se implementa con la BES.

Figura 26. Partes De La Docking Station



⁴⁷ SCHLUMBERGER. (2019). *PÁGINA OFICIAL DE SCHLUMBERGER*. Obtenido de PÁGINA OFICIAL DE SCHLUMBERGER: <https://www.slb.com/completions/artificial-lift/electrical-submersible-pumps/electrical-submersible-pump-systems/zeitecs-shuttle-rigless-esp-replacement-system>

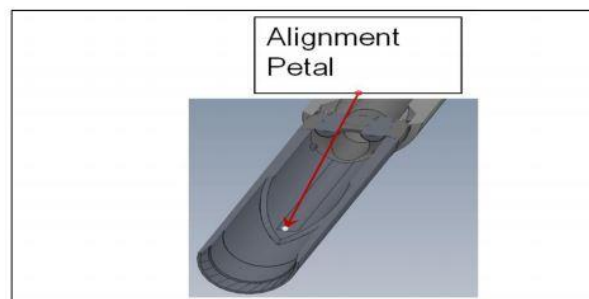
⁴⁸ GARCIA, F., & MORENO, C. (2019). *ANALIZAR TÉCNICA Y FINANCIERAMENTE LA TECNOLOGÍA RIGLESS PARA INTERVENCIÓN A POZO CON EQUIPO ELECTRO SUMERGIBLE INSTALADO*. Bogotá.

Fuente: Garcia Caviedes, i. f., & Moreno Enciso, c. a. (2019). *analizar técnica y financieramente la tecnología rigless para intervencion a pozo con equipo electro sumergible instalado*. Bogota.

b) Pétalos de alineamiento:

Una parte importante de la DS son los pétalos de alineamiento que se observan en la Figura los cuales tienen la función de corregir y dirigir la orientación del “motor connector” para tener una perfecta unión entre la DS y “motor connector”.

Figura 27. Pétalos De Alineamiento



Fuente: Garcia Caviedes, i. f., & Moreno Enciso, c. a. (2019). *analizar técnica y financieramente la tecnología rigless para intervencion a pozo con equipo electro sumergible instalado*. bogota

c) Landing Shoulders:

Tiene la función de soportar el peso del sistema recuperable y proporcionar soporte de rotación durante el arranque de la BES, está compuesto específicamente de:

- Motor Connector
- BES
- Válvula de compuerta lateral
- Standing valve
- Seal assembly

d) Conectores Wet Mate:

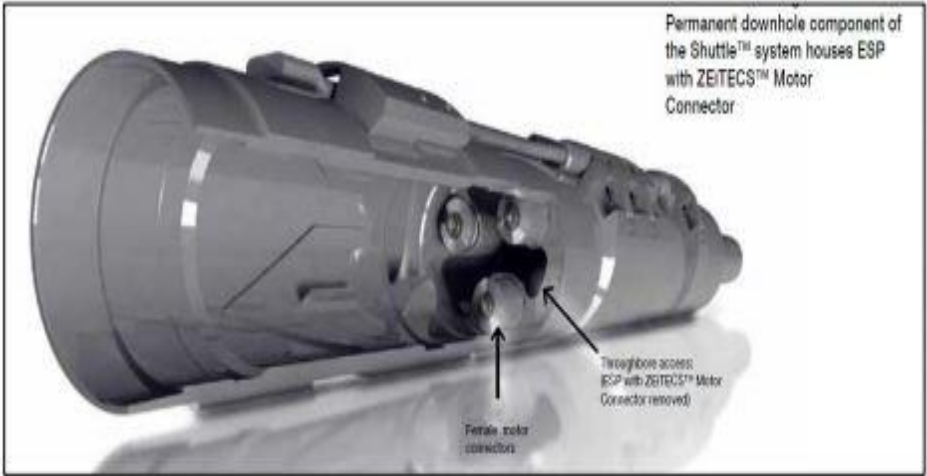
Estos conectores cumplen una función fundamental dentro del sistema Zeitecs™ Shuttle™, la cual es permitir una conexión eléctrica entre el “motor connector” de la BES y el cable de alimentación. Estos conectores se encuentran ubicados de la

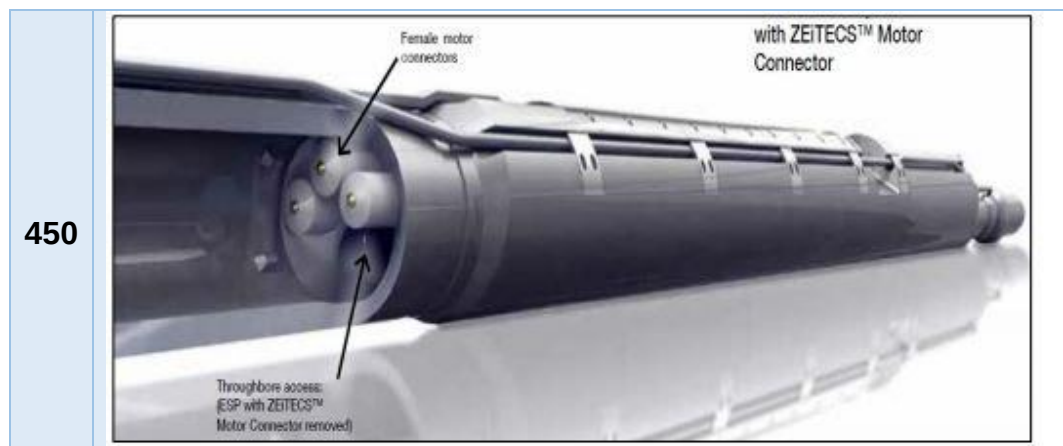
siguiente manera: 3 conectores macho en la DS como los que se evidencian en la Figura, y 3 conectores hembra en el "motor connector" de la BES como los expuestos en la tabla.

e) SHUTTLE:

La tecnología que es de Schlumberger tiene tres tipos de series y todas están varián dependiendo del tamaño del completamiento se mostraran los diferentes series de estas.

Tabla 5.Diferentes Series De SHUTTLE

Shuttle™ serie	
700	
550	



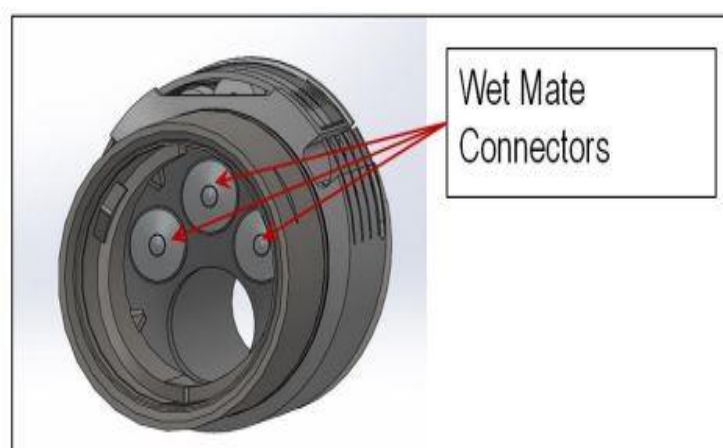
Fuente: García Caviedes, i. f., & Moreno Enciso, c. a. (2019). *analizar técnica y financieramente la tecnología rigless para intervencion a pozo con equipo electro sumergible instalado. bogota*

Tabla 6. Tamaño De Las Herramientas Sin El Completamiento Del Pozo

Casing size	Tubing size	Shuttle™ serie	BES size	Throughbore
9 5/8"	7"	700	562	1 11/16"
7 5/8"	5 1/2"	550	456	2 1/2" -(CT 2 3/8")
7"	4 1/2"-5"	450	375	2" driff

Fuente: García Caviedes, i. f., & Moreno Enciso, c. a. (2019). *analizar técnica y financieramente la tecnología rigless para intervencion a pozo con equipo electro sumergible instalado. bogota*

Figura 28. Conectores Wet Mate



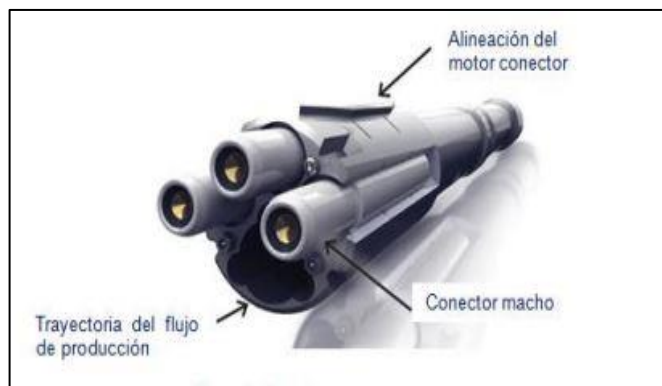
Fuente: García Caviedes, i. f., & Moreno Enciso, c. a. (2019). *analizar técnica y financieramente la tecnología rigless para intervencion a pozo con equipo electro sumergible instalado. bogota*

2.2.7.2 Componentes recuperables⁴⁹: Describe cada uno de los componentes recuperables del sistema.

a) Conector del Motor:

El conjunto de conectores del motor se encuentra fija a la BES en la base del motor. Este es el sistema de conexión de tres fases de alta tensión que se acopla con la estación de acoplamiento instalado en los componentes permanentes. Tiene como función principal asegurar que la BES está sentada a la profundidad correcta y no puede girar durante el arranque.

Figura 29. Conector Del Motor



Fuente: Garcia Caviedes, i. f., & Moreno Enciso, c. a. (2019). *analizar técnica y financieramente la tecnología rigless para intervencion a pozo con equipo electro sumergible instalado*. Bogota

b) Slip Lock Seal Assembly (SLSA)⁵⁰:

Se encarga de proporcionar un perfil para que el sistema recuperable se enganche y se desenganche para tener una recuperación de la BES rápida y sencilla, otra función que tiene la SLSA es transmitir la fuerza hidrostática generada por la presión

⁴⁹ SALAZAR, J. (2014). *ESTUDIO TÉCNICO – ECONÓMICO PARA LAS COMPLETACIONES CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE MEDIANTE EL SISTEMA ZEITECS EN POZOS DEL ORIENTE ECUATORIANO*. QUITO.

⁵⁰ (GARCIA CAVIEDES & MORENO ENCISO, 2019) op. cit., pp.45

diferencial entre la presión de descarga por encima del SLSA y la presión por debajo del SLSA, evitando así la compresión de la BES durante el tiempo de funcionamiento de la bomba.

Figura 30. Partes Del Slip Lock Seal Assembly



Fuente: Garcia Caviedes, i. f., & Moreno Enciso, c. a. (2019). *analizar técnica y financieramente la tecnología rigless para intervencion a pozo con equipo electro sumergible instalado.* bogota

Figura 31. Estado Mecánico De Las Herramientas

Partes semipermanentes o permanentes	Partes removibles
Componentes semi-permanentes Landing nipple Sello del orificio Cable BES 9 5/8" or 7" Casing Estación de acoplamiento Válvula lubricadora Entrada del flujo	Componentes retirables Sello del mandril Ensamblaje del sello Espacio de salida - Tubing Unión ajustable Bomba estándar Sello estándar Motor estándar Monitores BES Conector del motor Conectores

Fuente: Mejia, I. (2013). *análisis técnico-económico para la implementación de una bomba eléctrica con tecnología zeitecs en el activo cuyabeno.* quito.

Tabla 7. Especificaciones Del Sistema Zeitecs™

Series	450	550	700
ESP size	338/375 series	400/450/456 series	513/538/540/562 series
Min. Casing size, in	7	7,625	9,625
Max. Casing Weight lbm/ft	42,7	45,3	53,5
Min. Tubing OD, in	4,5	5,5	7
Max. Tubing Weight, lbm/ft	12,6	17	29
Max. OD			
Docking station, in	5,542	6,210	8,390
Retrievable ESP string, in	3,823	4,767	6,055
Flexible seal assembly, in	4,120	5,010	6,330
Landing nipple, in	N/A	N/A	N/A

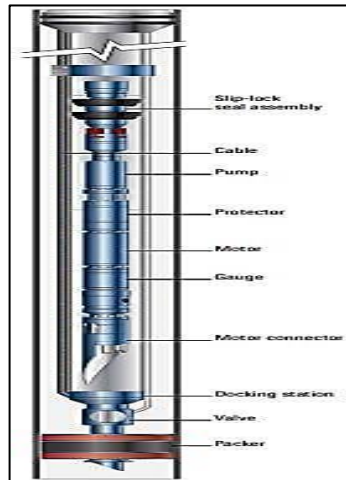
Fuente: Schlumberger. (2017). *artificial lift solutions catalog*. texas, houston.

Tabla 8. Resumen De La Tecnología Zeitecs™

Aplicaciones	Beneficios	Características
Pozos BES estándar con revestimiento de 7 pulgadas	Pozos ESP estándar con casing de 7 pulgadas o más grande	Recuperación de ESP sin aparejo con cable, enrollado tubos o varillas de bombeo
	Reduce el aplazamiento de producción	Diseño plug-and-play con motor patentado, conector y estación de acoplamiento
	Disminuye los costos operativos	Medidor recuperable para monitoreo de yacimientos
	Reduce el tiempo de intervención ESP	Capacidad para acomodar múltiples sistemas hidráulicos. Líneas de control
	Reduce la exposición a HSE	Acceso directo debajo de la estación de acoplamiento
	Elimina interrupciones en las operaciones.	
	Mantiene las plataformas en la secuencia de perforación	
	Extiende la viabilidad económica del pozo	
	Aumenta la recuperación final	

Fuente: Schlumberger. (2017). *artificial lift solutions catalog*. texas, houston.

Figura 32. Sistema Zeitecs™



Fuente: Schlumberger. (2017). *artificial lift solutions catalog*. texas, houston.

3. DISEÑO DE OPERACIONES PARA LIMPIEZA DE ARENA Y DESPLIEGUE DE BES

En este capítulo se muestran primero los diseños de un proceso de limpieza de arenas con dos métodos diferentes: por medio de operaciones convencionales y utilizando una unidad coiled tubing. Por otro lado, también se muestra diseño de un despliegue de un sistema BES con operaciones convencionales y con tecnologías alternativas.

3.1 DISEÑO DE OPERACIÓN DE LIMPIEZA DE ARENA POR MÉTODOS CONVENCIONALES (RIG)

Describe el diseño de un proceso de limpieza de arena utilizando tres métodos convencionales: limpieza de arena por circulación, limpieza de arena con bomba Cavins y limpieza de arena con bomba desarenadora.

Las condiciones del campo y los estados mecánicos de los pozos se encuentran en el **anexo A** al final de este libro

3.1.1 Practica de trabajo de reacondicionamiento⁵¹: Los procedimientos de reacondicionamiento se diseñan para asegurar:

- Condición de trabajo segura para todo el personal acorde al manual de HSE. Impacto ambiental mínimo y en caso de existir debe ser no duradero.
- Estándares de adquisición de datos altamente confiables y consistentes.
- Cumplimiento a los programas de relación con la comunidad establecidos.
- Alcanzar la máxima productividad del pozo.

Todo el personal debe asegurar a través de sus actos el logro de los anteriores objetivos.

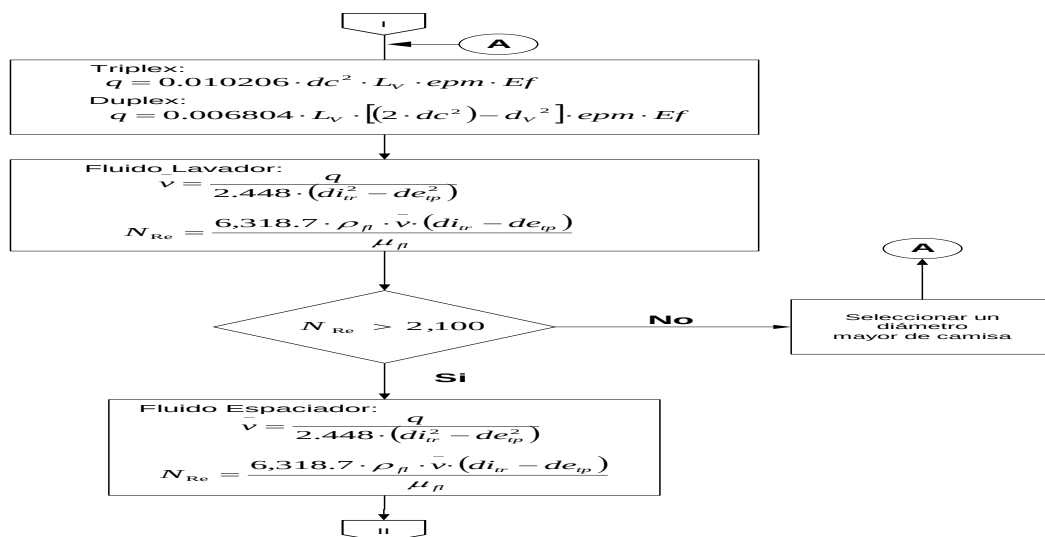
⁵¹ (ECOPETROL S.A.)

3.1.2 Limpieza de arena por circulación⁵²

EQUIPOS	HERRAMIENTAS	Materiales y accesorios
Equipo de Workover	Tubo Kelly	Tanque de almacenamiento de fluidos
Bomba Triplex	Swivel.	Mangueras de caucho de 2"x40'
Equipo para el control del pozo (Preventor de arietes, Hydril, Manifold, Separador, Línea y Quemador)	Tubería de trabajo, de producción y tubería de cola de 1" o 1¼", la Tubería de trabajo de 2 7/8" si está disponible mucho mejor	210 bbl de salmuera de completamiento de peso 8.4 ppg (2% KCL, 0.5 lpb ALDACIDE G, 1 lpb BARACOR-100). Filtrar la salmuera antes de agregar el biocida y el anticorrosivo.
Equipo contra incendios (Extintores)	Llave hidráulica para tubería	Mangueras de 3" o 4" para la succión de la bomba
	Mesa de cuñas, primero cuñas de 1" para instalar la tubería de cola y luego cuñas para la tubería de trabajo de 2 7/8"	Acoples sin los diámetros de las tuberías con las que se va a trabajar de 2 7/8"
		Botella (reducción), 27/8" a 1 ¼",

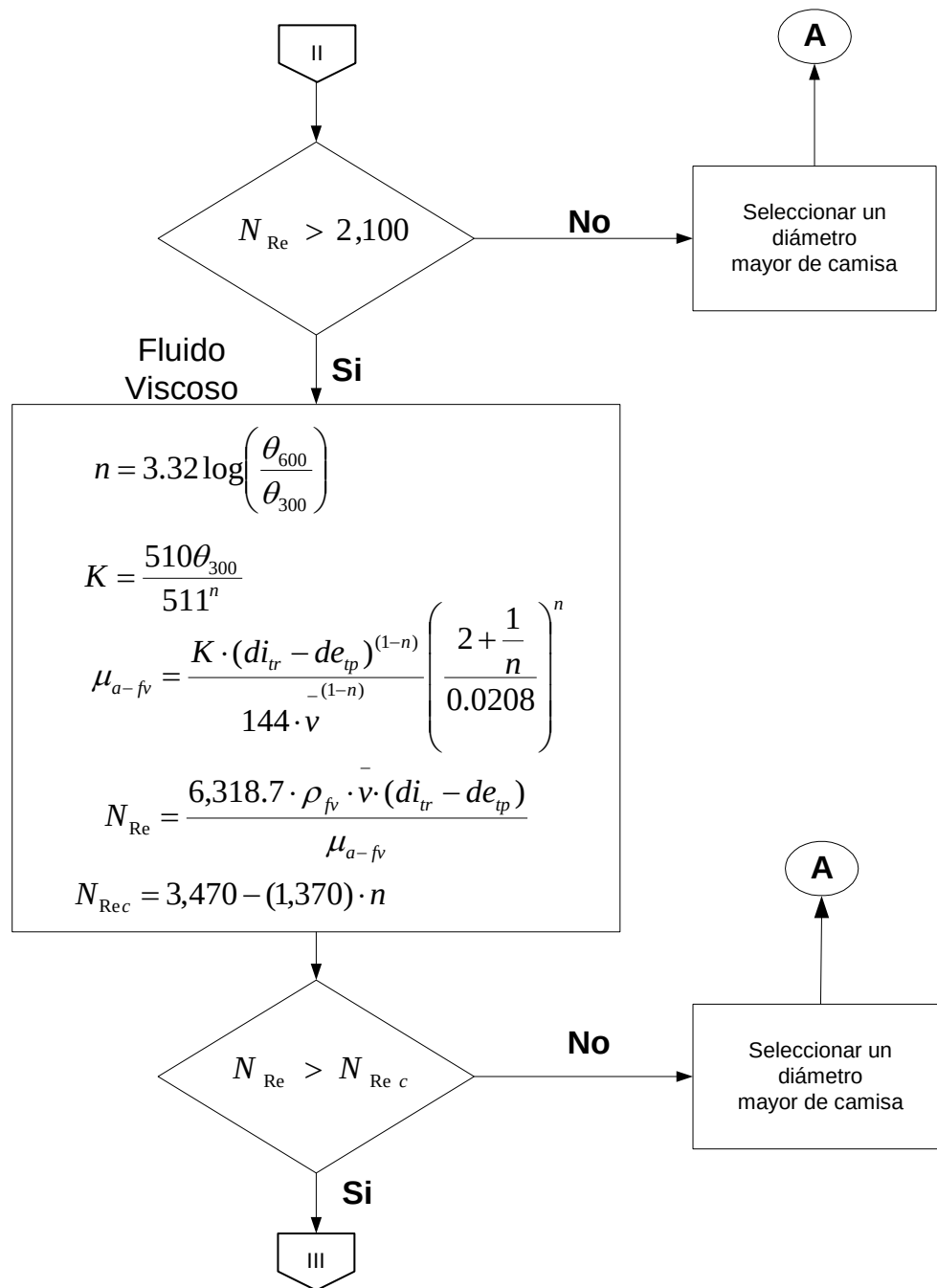
Fuente: Ecopetrol S.A.. (n.d.). *documento confidencial de ecopetrol S.A..* retrieved 2018, from <https://www.ecopetrol.com.co>

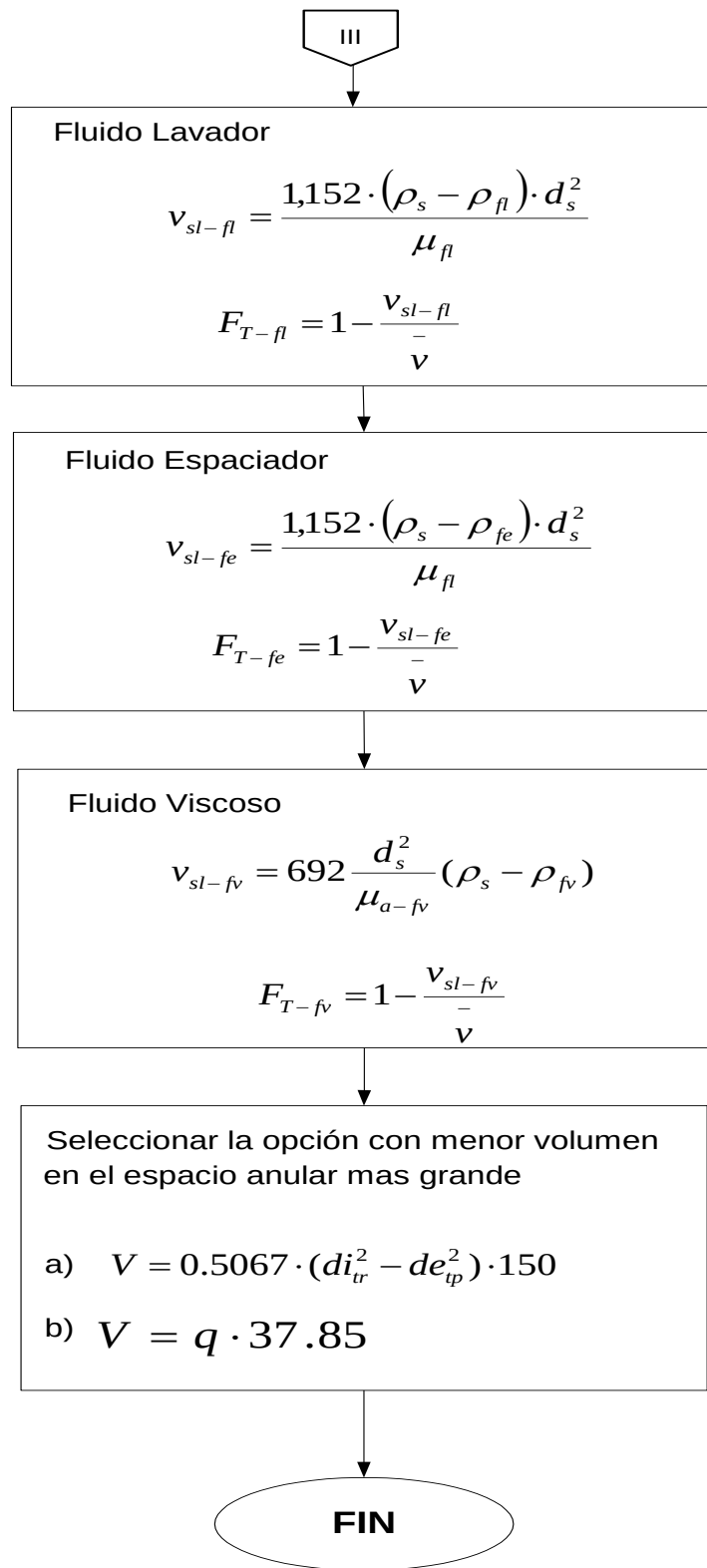
3.1.2.1 Diagrama de flujo⁵³



⁵² (ECOPETROL S.A.)

⁵³ PEMEX. (s.f.). "TRABAJOS INTEGRALES DE FLUIDOS DE CONTROL, SEPARACIÓN DE SÓLIDOS Y MANEJO DE RESIDUOS PARA SER UTILIZADOS EN POZOS PETROLEROS DEL ACTIVO INTEGRAL BURGOS DE LA DIVISIÓN NORTE".





3.1.2.2 Resultados obtenidos

Casing 7					
OD	Peso	ID	Presión Colapso	Presión Interna	Drift
7	29	6,184	8510	11220	6,059
Tubing 3-1/2"					
OD	Peso	ID	Presión Colapso	Presión Interna	Drift
3,5	9,3	2,992	7400	6990	2,867

Fuente: Autores

Datos de los fluidos	
Densidad lavador gr/cm3	1
Densidad viscoso gr/cm3	0,9
Viscosidad lavador Cp	100
Viscosidad fluido viscoso Cp	1000
Velocidad media lavador Ft/s	0,00622123
Velocidad desplazamiento lavador Ft/s	0,000171072
Eficiencia de barrido %	0,9725019
Volumen baches litros	1975,511015
Velocidad media viscoso Ft/s	0,000010899
Eficiencia de barrido %	0,998248096
Volumen baches litros	14982,72617
Volumen escogido	1975,511015

Fuente: Autores

3.1.2.3 Programa general para el CBE-1113⁵⁴

- I. Realizar reunión preoperacional de seguridad con todo el personal involucrado en la operación. Asegurarse que todo el personal conozca con claridad sus responsabilidades.

⁵⁴ (ECOPETROL S.A.)

- II. Movilizar y armar equipo. No bajar absolutamente nada al pozo que no esté debidamente calibrado y medido, el Company man es el único responsable que este numeral se cumpla.
- III. Preparar 203 bbl de salmuera de completamiento de peso 8.4 ppg (2% KCL, 0.5 lpb ALDACIDE G, 1 lpb BARACOR-100). Filtrar la salmuera antes de agregar el biocida y el anticorrosivo. (Datos: TVD: (5453,61202), Presión de Yacimiento:(2377 Psia), CSG 7":(6,184 in)

$$Capacidad \left(\frac{bbl}{fts} \right) = \frac{ID^2}{1029.4}$$

$$Volumenes = Capacidad * longitud(ft)$$

$$Fluido de Matar = \frac{Presion de Yacimiento}{(0.052 * TVD)}$$

- IV. De ser necesario circular el pozo, realizarlo en directa con salmuera filtrada de peso 8.4 ppg. Confirmar control del pozo.
- V. Retirar Polished Rod 1-1/2" x 40' x pin de 1, Coupling pr 1", varilla continua Corod ser 8.5, Shear Coupling de 1" x 40klbs, Cuello de ganso Corod ser 8.5, Sub Coupling 1-1/8" x 1", Rotor
- VI. Instalar BOP's de varilla, registrar el peso y verificar estado de la sarta de varillas.
- VII. instalar conjunto de preventores y probar con 1000 psi.
- VIII. Sacar tubería de producción de 3 1/2" EUE RII 9.3 lb/ft
- IX. Bajar calibrando y limpiando el revestimiento de 7" 29# (ID: 6,184", Drift: 6.059) hasta 4074', con cuello dentado y sarta de trabajo de 2 7/8" IF 10.4 #/ft Circular a fondo hasta obtener retornos limpios y sacar sarta de trabajo en sencillos.
- X. Circular a fondo hasta obtener retornos limpios y sacar sarta de trabajo en dobles a la torre.

- XI. Para el armado de la sarta de producción se deja en base a la especificación del ingeniero de producción y con las recomendaciones que el sugiere, pero este proyecto de grado no tiene como objetivo este punto.

Nota: Prever la seguridad del pozo por posible presencia de gas. Instalar línea de control de pozo con choke manifold y línea a quemadero.

3.1.2.4 Programa general para el pozo b (CBE-1402)⁵⁵

EQUIPOS	HERRAMIENTAS	Materiales y accesorios
Equipo de Workover	Tubo Kelly	Tanque de almacenamiento de fluidos
Bomba Triplex	Swivel.	Mangueras de caucho de 2"x40'
Equipo para el control del pozo (Preventor de arietes, Hydril, Manifold, Separador, Línea y Quemador)	Tubería de trabajo, de producción y tubería de cola de 1" o 1¼", la Tubería de trabajo de 2 7/8" si está disponible mucho mejor	150 bbl de salmuera de completamiento de peso 11.4 ppg (2% KCL, 0.5 lpb ALDACIDE G, 1 lpb BARACOR-100). Filtrar la salmuera antes de agregar el biocida y el anticorrosivo.
Equipo contra incendios (Extintores)	Llave hidráulica para tubería	Mangueras de 3" o 4" para la succión de la bomba
	Mesa de cuñas, primero cuñas de 1" para instalar la tubería de cola y luego cuñas para la tubería de trabajo de 2 7/8"	Acoples sin los diámetros de las tuberías con las que se va a trabajar de 2 7/8"
		Botella (reducción), 27/8" a 1 ¼",

Fuente: Ecopetrol S.A.. (n.d.). *documento confidencial de ecopetrol S.A.*. retrieved 2018, from <https://www.ecopetrol.com.co>

3.1.2.5 Programa general para el pozo b (CBE-1402)⁵⁶

⁵⁵ (ECOPETROL S.A.)

⁵⁶ (ECOPETROL S.A.)

- I. Realizar reunión preoperacional de seguridad con todo el personal involucrado en la operación. Asegurarse que todo el personal conozca con claridad sus responsabilidades.
- II. Movilizar y armar equipo. No bajar absolutamente nada al pozo que no esté debidamente calibrado y medido, el Company man es el único responsable que este numeral se cumpla.
- III. Preparar 150 bbl de salmuera de completamiento de peso 11.4 ppg con porcentaje de CaCl₂ para dicha densidad. Filtrar la salmuera antes de agregar el biocida y el anticorrosivo. (Datos: TVD: (4024,29), Presión de Yacimiento:(2377 Psia), CSG 7":(6,184 in)

$$Capacidad \left(\frac{bbl}{fts} \right) = \frac{ID^2}{1029.4}$$

$$Volumenes = Capacidad * longitud(ft)$$

$$Fluido de Matar = \frac{Presion de Yacimiento}{(0.052 * TVD)}$$

- IV. De ser necesario circular el pozo, realizarlo en directa con salmuera filtrada de peso 11.4 ppg. Confirmar control del pozo.
- V. Retirar Polished Rod 1-1/2" x 40' x pin de 1, Coupling pr 1", varilla continua Corod ser 8.5, Shear Coupling de 1" x 40klbs, Cuello de ganso Corod ser 8.5, Sub Coupling 1-1/8" x 1", Rotor
- VI. Instalar BOP's de varilla, registrar el peso y verificar estado de la sarta de varillas.
- VII. instalar conjunto de preventores y probar con 1000 psi.
- VIII. Sacar tubería de producción de 3 1/2" EUE RII 9.3 lb/ft
- IX. Bajar calibrando y limpiando el revestimiento de 7" 29# (ID: 6,184", Drift: 6.059) hasta 4074', con cuello dentado y sarta de trabajo de 2 7/8" IF 10.4 #/ft Circular a fondo hasta obtener retornos limpios y sacar sarta de trabajo en sencillos.

- X. Circular a fondo hasta obtener retornos limpios y sacar sarta de trabajo en dobles a la torre.

Para el armado de la sarta de producción se deja en base a las especificaciones del ingeniero de producción y con las recomendaciones que el sugiere, pero este proyecto de grado no tiene como objetivo este punto.

Nota: Prever la seguridad del pozo por posible presencia de gas. Instalar línea de control de pozo con choke manifold y línea a quemadero.

3.1.3 Limpieza de arena por bombas Cavins⁵⁷: Descripción de un proceso de arena convencional utilizando una bomba Cavins

3.1.3.1 Programa general para el CBE-1113

EQUIPOS	HERRAMIENTAS	Materiales y accesorios
Equipo de Workover	Bomba Cavins (Cavins Hydrostatic Bailer) de acuerdo con el diámetro del revestimiento del pozo en el que se va a trabajar.	Tanque para depositar los sedimentos recuperados
Equipo para el control del pozo (Preventor de arietes, Preventor anular "Hydrill", Acumulador y mangueras, Manifold, Separador, línea y Quemador).	Base para abrir y cerrar la bomba (Word Clamp Assembly)	Manilas Trapos
Equipo contra incendios (Extintores).	Llaves manuales para tubería	
	Clips (perros) para cable de 9/16"	

Fuente: Ecopetrol S.A.. (n.d.). *documento confidencial de ecopetrol S.A.*, retrieved 2018, from <https://www.ecopetrol.com.co>

⁵⁷ (ECOPETROL S.A.)

3.1.3.2 Programa general para el CBE-1113

- I. Todo el procedimiento que se realiza es el mismo hasta el control del pozo y la extracción de la tubería de producción con sus diferentes accesorios.
- II. Realizar la moña. En el aro ubicado en su parte superior, se trenza el cable de Sand line utilizando el principio de trenzado de los estrobos. Los extremos sobrantes deben ser asurados con un clip (perro) para cable de 9/16". Tanto el trenzado, el perro y las puntas del cable sobrante deben ser protegidos con trapo y manila, para evitar el contacto directo con las paredes y los cuellos del Casing durante la bajada y subida de la bomba, ya que por la fricción se podrían partir. Este trenzado debe hacerse en lo posible con la bomba fuera del pozo.
- III. Probar la moña. Se sube unos 10 pies por encima del trabajadero, se deja bajar rápidamente la bomba y se frena bruscamente, para comprobar el amarre de la moña.
- IV. Bajar midiendo lentamente hasta tocar el tope de sucio.
- V. Tomar el punto de arranque de la bomba. Para esto se coloca el equipo en un cambio de velocidad (5^{ta}), se recoge cable, al llegar al punto de levantamiento de la bomba se notará un cambio en el sonido del equipo, y una pequeña vibración en el chasis del equipo. En este punto se coloca una marca de referencia en el cable, a nivel del tambor del cable de Sand line.
- VI. Subir la bomba 20 pies por encima del tope de arena.
- VII. Bajar la bomba rápidamente (libremente) hasta que golpee el tope de sucio. Se debe tener la precaución de que no se desenrolle el cable en el tambor o se hagan "lupas" dentro del pozo, lo que puede causar nudos y pérdida del cable.
- VIII. Subir la bomba lentamente, ya que en el recorrido podría encontrar una restricción y entretallarse.
- IX. Se baja la bomba cuantas veces sea necesario al para culminar toda la limpieza del pozo

NOTA: esta bomba 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

3.1.3.3 Programa general para el pozo b (CBE-1402)

Para el pozo B se realiza el mismo procedimiento y las mismas características de la bomba la diferencia es con respecto al control de pozo ya que la terminación es prácticamente la misma solo varia la profundidad de este.

3.1.4 Limpieza de arena con bomba desarenadora CBE-1113 y 1402

EQUIPOS	HERRAMIENTAS	MATERIALES Y ACCESORIOS
Equipo de Workover	Corona cheque. Barril de bomba THC. Pistones para bombas THC (por lo general 2, dependiendo de la longitud del barril).	10 a 12 tubos de recámara (dependiendo del diámetro de la tubería). Sarta de tubería de trabajo, sin el diámetro del revestimiento.
Equipo para el control del pozo (Preventor de arietes, Preventor anular "Hydrill", Acumulador y mangueras, Manifold, Separador, línea y Quemador).	1 niple sin el diámetro de la bomba (3-1/2" 2-7/8", 2-3/8") x 5' rosca 8 (tubing) con un orificio en el cuello, para el drenaje de la kelly. 1 niple sin el diámetro de la bomba (3-1/2" 2-7/8", 2-3/8") x 5' rosca 8 (tubing) calado, para que la tubería no salga llena. Kelly hexagonal con acoplador de 3 1/2" pin rosca 8	Manilas. Trapos. Líquido desengrasante
Equipo contraincendios (Extintores)	Elevadores para tubería sin el diámetro requerido. Llaves manuales de tubería. Llave hidráulica para tubería. Mesa de cuñas de acción neumática con sus respectivas mangueras. Cuñas (slips) sin el diámetro de la tubería a bajar	

Fuente: ECOPETROL S.A.. (n.d.). *DOCUMENTO CONFIDENCIAL DE ECOPETROL S.A..*
Retrieved 2018, from <https://www.ecopetrol.com.co>

Tabla 9. *Parámetro de selección de la bomba desarenadora*

CASING	BOMBA	TUBOS DE RECÁMARA
6-5/8" 7" y 8-5/8"	3-1/2"	3-1/2"
4-1/2" y 5-1/2"	2-3/8" o 2-7/8"	2-3/8" o 2-7/8"

Fuente: ECOPETROL S.A.. (n.d.). *DOCUMENTO CONFIDENCIAL DE ECOPETROL S.A.*. Retrieved 2018, from <https://www.ecopetrol.com.co>

Ya que los completamientos de los pozos son de 7" vamos a tomar una bomba de 3-1/2" y con tubos de recámara del mismo diámetro, se toman 10 tubos de recámara donde se almacena la arena para que posteriormente sea evacuada del pozo

Los dos pozos tienen las mismas características respecto al completamiento la variación más significativa es la profundidad de los mismo y la cantidad de arena a remover ya que uno presenta una cantidad de arena de 380 [ft] y 310 [ft] respectivamente CBE-1113 y pozo.

Para resaltar ya no se maneja limpieza de arena con bomba Cavins o Midco las más utilizadas en la industria actualmente son: con bomba desarenadora o limpieza con circulación que es la más tradicional

3.2 DISEÑO DE UNA OPERACIÓN DE CONTROL DE ARENAS CON COILED TUBING

Muestra el diseño de una operación de limpieza de arenas utilizando una unidad de Coiled Tubing para su despliegue, comparando los diferentes diámetros de esta y los fluidos pertinentes para su limpieza.

3.2.1 Diseño básico de la sarta de la tubería flexible: Se determinará a continuación la selección del diámetro y las especificaciones técnicas de la tubería flexible CT, vamos a tener en cuenta que el pozo esta completado con casing de 7" y una tubería de producción de 3 ½" con drift 2,867".

Para la selección de la tubería se tienen en cuenta los siguientes esfuerzos tanto de colapso como de estallido, se va a definir estos dos parámetros.

- **Presión de colapso:** Presión a la cual una tubería, o recipiente, se deformaría de manera catastrófica como resultado de la presión diferencial que actúa desde fuera hacia dentro del recipiente o tubería. La clasificación de colapso-presión de una tubería perfectamente redonda es relativamente alta. Sin embargo, si la tubería es apenas ovalada, se puede reducir mucho la presión diferencial a la cual el tubular colapsaría. Éste es un factor importante para determinar los límites operativos de sarts de tubería flexible, dado que la acción de enrollar la sarta tiende a inducir cierta ovalidad.⁵⁸

Pc: densidad del lodo* profundidad*aceleración gravitacional

$$Pc = 0,052ph$$

- **Presión de estallido:** El diferencial teórico de presión interna con el que fallará un tramo de tubería de revestimiento. El valor de la presión de estallido (o de explosión) de la tubería de revestimiento constituye una consideración clave en muchas operaciones de control de pozos y contingencias, y representa un factor importante en el proceso de diseño de pozos.⁵⁹

⁵⁸ SCHLUMBERGER. (5 de OCTUBRE de 2019). *OILFIELD GLOSSARY PRESIÓN DE COLAPSO*. Obtenido de https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/collapse_pressure.aspx

⁵⁹ SCHLUMBERGER. (5 de OCTUBRE de 2019). *OILFIELD GLOSSARY PRESIÓN DE ESTALLIDO (O EXPLOSIÓN) DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO*. Obtenido de https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/c/casing_burst_pressure.aspx

Otros parámetros que se deben tener en cuenta para la selección de la tubería flexible y la realización del trabajo son los fluidos de lavado los cuales cumplen un papel importante en la eficiencia de la limpieza.

Pero para hablar de la selección tanto de los fluidos como de la tubería tenemos que hablar de velocidad, volúmenes, capacidades y tiempo con el cual se realizara el trabajo, empezaremos hablando de:

3.2.2 Régimen de bombeos y velocidad del anular⁶⁰: El régimen de bombeo del fluido y el área del anular define su velocidad lo cual es un parámetro para el desarrollo de un buen trabajo de limpieza, la siguiente ecuación determina esta velocidad:

Ecuación determina esta velocidad:

Ecuación 1

$$Velocidad\ anular = \frac{24,51Q}{D^2 - d^2}$$

- Q: Régimen de bombeo [BPM]
- D: diámetro interno de Casing [Pulgadas]
- d: diámetro externo de CT [Pulgadas]

La velocidad del anular es un parámetro importante, ya que por este podemos determinar si los sólidos son levantados hasta superficie y despojados del pozo, pero hay que tener en cuenta que el fluido cumpla con que puede suspender los sólidos y llevarlos fuera del pozo.

⁶⁰ GOÑAS AGUILAR, H. M. (1995). *LA TECNOLOGÍA DEL COILED TUBING APLICADA EN LOS CAMPOS DEL NORESTE PERUANO*. LIMA, PERÚ.

3.2.3 Régimen de penetración de limpieza⁶¹: El régimen de penetración está asociado con la velocidad del anular y es determinado por la concentración de sólidos en el retorno de fluidos. La velocidad de penetración es por lo tanto función del diámetro del relleno a ser removido, el cual determinará el volumen de los sólidos se suspensión y esto dependerá de los siguientes parámetros

- Diámetro interno del Casing
- Tamaño y longitud del CT
- Tipo de fluido

3.2.4 Capacidad de levantamiento de los fluidos⁶²: La velocidad de limpieza también es determinada por la cantidad de partículas sólidas en este caso arena que el fluido puede levantar. La capacidad de levantamiento para determinados fluidos es la siguiente:

- Agua: 1 lb de arena/ galón de agua
- Gel: 3 lb de arena/ galón de Gel
- Espuma: 5 lb de arena/ galón de Espuma

3.2.5. Fuerza de la que actúan en la partícula⁶³: Las fuerzas actuantes cuando una partícula de arena está en movimiento por el espacio del anular de CT y Casing son las siguientes: Peso, Flotabilidad y Fuerza de arrastre, ahora vamos a definir cada una:

- Peso: Masa de la partícula [lb]*Gravedad [ft/s]
- Flotabilidad: Masa del fluido desplazado por la partícula [lb]* Gravedad [ft/s]

Ecuación 2

$$Fuerza\ de\ arrastre = \frac{CA\ v^2}{2}$$

⁶¹ (GOÑAS AGUILAR, 1995) op.cit p.15

⁶² (GOÑAS AGUILAR, 1995) op.cit pp. 15-16

⁶³ (GOÑAS AGUILAR, 1995) op.cit., pp. 21-22

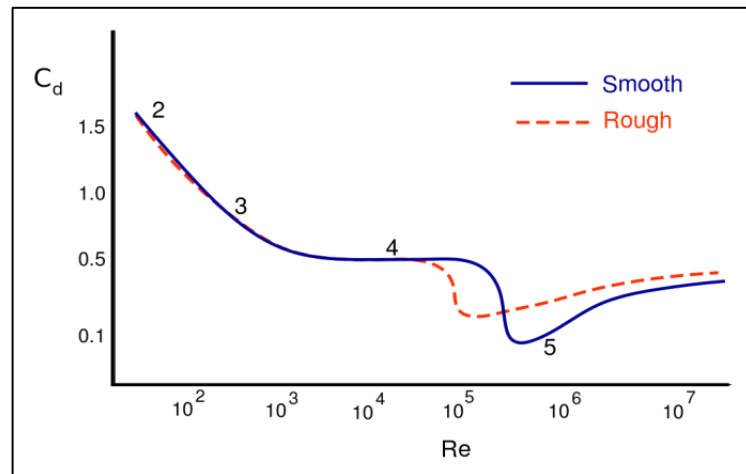
Dónde:

- C : coeficiente de arrastre de la partícula
- A : área transversal de la partícula [pulg²]
- d : Densidad del fluido[lb/Gal]
- v^2 : velocidad relativa del fluido a la partícula [ft/min]

Para determinar el coeficiente de arrastre de la partícula se realiza mediante el número de Reynolds, se obtiene su valor y después entramos a una gráfica para determinar ese valor también, se puede mirar mediante la forma de la partícula y estimar un valor cercano o aproximado.

Pero ya que nosotros queremos que tenga un flujo turbulento podemos definir que este valor va a variar entre 0,1 a 0,5 determinado todo esto el mejor valor para este coeficiente de arrastre es de 0,45 aproximadamente tanto en grafica como una regla del dedo gordo.

Figura 33. Coeficiente De Arrastre C_d Para Una Esfera Como Función Del Número De Reynolds



Fuente: https://es.wikipedia.org/wiki/Coeficiente_de_arrastre

3.2.6 Velocidad de asentamiento de partícula⁶⁴: Las partículas de arena estar constantemente en movimiento a causa del fluido. El equilibrio es alcanzado cuando:

Peso: fuerza de arrastre + flotabilidad

Entonces:

Ecuación 3

$$v^2 = \frac{4 * g * (dp - dg)}{3 * df * c}$$

Dónde:

- V^2 : Velocidad de asentamiento [Ft/min]
- G: gravedad [Ft/s]
- Dp: densidad de la partícula [lb/ft³]
- Dg: densidad del fluido [lb/ft³]

La velocidad de transporte de la partícula es por lo tanto la velocidad del fluido menos la velocidad del asentamiento.

- Factores que afectan la velocidad de asentamiento:
- Densidad del fluido
- Viscosidad del fluido
- Tamaño de la partícula
- Densidad de la partícula

Para una adecuada limpieza de la partícula la velocidad del fluido debe ser el doble de la velocidad de asentamiento de la partícula.

⁶⁴ (GOÑAS AGUILAR, 1995) op.cit 22

3.2.7 Ecuaciones utilizadas para realizar el diseño de limpieza con coiled

tubing⁶⁵: Se muestran las ecuaciones necesarias para realizar los cálculos de los parámetros necesarios en una operación de limpieza de arena.

3.2.7.1 Velocidad de penetración (Vp)

Ecuación 4

$$Vp = Q * CCA$$

Dónde:

- Vp: velocidad de penetración [lb/min]
- Q: Caudal de bombeo del fluido [Gal/min]
- CCA: Capacidad de carga de la arena [lb/Gal]

3.2.7.2 Tiempo de penetración del relleno (T) – tiempo de suspensión de la arena.

Pero de la arena:

Ecuación 5

$$W = V * d$$

Dónde:

- W: peso de la arena [lb]
- V: Volumen de la arena [gas]
- D: densidad de la arena [lb/gal]

Por lo tanto, para hallar el tiempo:

Ecuación 6

$$T = \frac{W}{Vp}$$

⁶⁵ (GOÑAS AGUILAR, 1995) op.cit pp.44-45

Dónde:

- T: Tiempo [min]
- W: Peso de la arena [lb]
- Vp: velocidad de penetración [lb/min]

3.2.7.3 Volumen total del fluido

Volumen total: volumen de suspensión + volumen de circulación

3.2.7.4 *Volumen de suspensión:*

Ecuación 7

$$V_s = \frac{W}{CCA}$$

Dónde:

- W: Peso de la arena [lb]
- CCA: Capacidad de carga de la arena [lb/Gal]

3.2.7.5 Volumen del fluido para circulación:

Ecuación 8

$$V_c = 0.5 * D * C$$

Dónde:

- D: Profundidad de la limpieza [ft]
- C: Capacidad del coiled tubing [lb/ft]

3.2.8 Resultados del diseño con diferentes tuberías tanto para el CBE-1113 como para el pozo B (1402): Se evaluaron las tuberías más comunes en la industria y con las cuales se puede contar con la facilidad tanto de transporte y disponibilidad por las diferentes operadoras de servicio. Las siguientes tablas muestran todas las especificaciones y cálculos realizados con las ecuaciones que se presentaron anteriormente para el diseño de esta.

Para el primer análisis se tomaron los siguientes datos estáticos con un caudal de bombeo de 42 [Gal/Min] con una capacidad de arrastre del fluido de 1 [lb/gal], con una profundidad de 5066 [ft], también se realizará la comparación con gel que tiene una capacidad de arrastre de fluido de 3 [lb/gal].

También se tomaron en cuenta las guías de operación para realizar estos diseños de tubería flexible uno de ellos fue tomado de la empresa Watherford la cual en la siguiente tabla se presenta el rango de diámetro de la tubería para realizar este trabajo, pero cabe resaltar que es una guía no necesariamente tiene que ser el diseño en sí. Los resultados de cada una de las tuberías se pueden observar al final del documento en el **anexo f**.

Figura 34. Guía De Tamaño De Tubería Para Tipo De Servicio

Servicios con tubería flexible	
Diámetro pequeño convencional: 1-1/4 pulg a 2 pulg	Diámetro grande especial: 2-3/8 pulg a 3-1/2 pulg
• Limpiezas • Gas lifts • Acidificación • Sartas de velocidad • Well kill • Limpieza de pozos • Perforación/molienda • Pesca • Registro con línea eléctrica • Inyección de arena • Packers thru-tubing • Profundización vertical bajo balance	• Perforación direccional • Fracturación • Perforación bajo balance (UBD) • ESP de producción

Fuente: <https://studylib.es/doc/5460847/servicios-con-tuber%C3%ADa-flexible>

3.2.8.1 Propiedades de los fluidos con los que se piensa realizar la limpieza de los dos pozos

Densidad gr/cm3	1	Densidad gr/cm3	0,009
Viscosidad Cp	0,6	Viscosidad	1000
Capacidad de arrastre lb arena/galón de agua	1	Capacidad de arrastre lb arena/galón de Gel	3

Fuente: Autores

3.2.8.2 Formulas y resultados de la eficiencia del fluido para limpieza de arena

Ecuación 9 Determinar la eficiencia de la limpieza como como limpiador

$$v_{sl-fl} = \frac{1,152 \cdot (\rho_s - \rho_{fl}) \cdot d_s^2}{\mu_{fl}} \quad F_{T-fl} = 1 - \frac{v_{sl-fl}}{v}$$

Ecuación 10 Determinar la eficiencia de la limpieza como fluido viscoso

$$v_{sl-fv} = 692 \frac{d_s^2}{\mu_{a-fv}} (\rho_s - \rho_{fv}) \quad F_{T-fv} = 1 - \frac{v_{sl-fv}}{v}$$

Nomenclatura:

- d_s = Diámetro del sólido (pulg)
- $d_{i_{tr}}$ = Diámetro interno de la Casing. (pulg)
- $d_{e_{tp}}$ = Diámetro exterior de la CT (pulg)
- v = Velocidad media de flujo (pies/s)

- $\bar{v}_{sl-fl} =$ Velocidad de deslizamiento de la partícula en el fluido lavador (pies/s)
- $\bar{v}_{sl-fv} =$ Velocidad de deslizamiento de la partícula en el fluido viscoso (pies/s)
- $\mu_{a-fv} =$ Viscosidad aparente del fluido viscoso (Cp)

Tabla 10. Resultado De La Eficiencia De Limpieza De Los Fluidos diferentes diámetros CT

Eficiencia gel	eficiencia agua
0,992	-10,153
0,992	-10,153
0,992	-9,984
0,992	-9,984
0,992	-9,984
0,992	-9,984
0,992	-9,984
0,992	-9,984
0,992	-9,984
0,992	-9,984
0,992	-9,984
0,992	-9,984
0,992	-9,984
0,992	-9,254
0,994	-6,783

En los resultados presentados se ve la gran diferencia entre uno respecto al otro, pero se aclara que el agua que se utilizó para el análisis es una de ellas que no ha sido tratada lo cual para que tenga una buena eficiencia de barrido se debe aumentar la viscosidad del fluido con un aditivo para poder realizar un barrido de la partícula más eficiente y obtener una mejor limpieza de este por eso mismo es el resultado negativo.

3.2.9 Selección de la tubería para realizar la limpieza del pozo: De acuerdo a las tablas anteriores se observa que todas las tuberías son óptimas para poder realizar el trabajo de limpieza del pozo, también se realizaron las pruebas de colapso, estallido y peso en todas las tuberías, se seleccionó la tubería con grado CT-80 también la tubería CT-90 es apta y la CT-70 en la siguiente tabla se da la características de la tubería CT-80 cabe resaltar que para los dos pozos prácticamente se puede realizar la misma configuración los parámetros que cambian de un CBE-1113 otro es la cantidad de arena a remover y la longitud de CT que se necesita para llegar a dicha profundidad. Se toma la decisión de:

Tabla 11. Especificaciones De Coiled Tubing CT-80

Propiedades	
Diámetro Externo (in)	1,25
Diámetro Interno (in)	0,9
Espesor de pared (in)	0,156
Peso (lb/ft)	2,011
Grado	CT-80
Resistencia al colapso (psi)	18800
Tracción máxima (psi)	45460
Presión interna máxima (psi)	21760
Torque máximo (lb*ft)	1079

Fuente: Hirschfeldt, m. mechanical properties of api coiled tubing. oilproduction.net.

Tabla 12. Especificaciones De Coiled Tubing CT-90

Propiedades	
Diámetro Externo (in)	1,25
Diámetro Interno (in)	0,9
Espesor de pared (in)	0,156
Peso (lb/ft)	2,011
Grado	CT-90
Resistencia al colapso (psi)	21150
Tracción máxima (psi)	51140
Presión interna máxima (psi)	24480
Torque máximo (lb*ft)	1214

Fuente: Hirschfeldt, m. mechanical properties of api coiled tubing. oilproduction.net.

Tabla 13. Especificaciones De Coiled Tubing CT-70

Propiedades	
Diámetro Externo (in)	1,25
Diámetro Interno (in)	0,9
Espesor de pared (in)	0,156
Peso (lb/ft)	2,011
Grado	CT-70
Resistencia al colapso (psi)	16450
Tracción máxima (psi)	35870
Presión interna máxima (psi)	19040
Torque máximo (lb*ft)	882

Fuente: Hirschfeldt, m. mechanical properties of api coiled tubing. oilproduction.net.

Tabla 14. Unidades De Coiled Tubing

Unidad Coiled Tubing		
Moto	Motor del Tráiler	Caterpillar 005
	Bomba hidráulica	Sauer Danfoss
Carrete	Capacidad	1,25 in - 6000ft
	Radio	25 - 36 in
Inyector	Capacidad Pull continua	24.000 lb
	Capacidad Pull intermitente	30.000 lb
	Capacidad Push intermitente	15.000 lb
	Máxima velocidad	100 ft/min
	Mínima velocidad	3 ft/min
	diámetro de tubería	1,25 in
Cuello de ganso	Radio de Curvatura	48 - 72 in

Fuente: Guacamaya Oil Services S.A. Coiled-Tubing 002. Disponible en:
<http://www.guacamaya oils.com/detallesequipo.php?codigop=47>

Figura 35. Compañía Prestadora De Servicio



Fuente: Guacamaya Oil Services S.A. Coiled-Tubing 002. Disponible en: <http://www.guacamaya oils.com/detallesequipo.php?codigop=47>

3.3 DISEÑO DE UN SISTEMA BES POR MÉTODOS CONVENCIONALES Y TÉCNICAS RIGLESS

Para el diseño de los equipos del sistema BES es el mismo procedimiento para un procedimiento para una operación convencional o una operación con tecnologías rigless. La diferencia entre las dos operaciones se encuentra en el método de despliegue de cada una, ya que en una operación convencional se realiza por medio de una unidad de workover. Y con tecnologías rigless se puede utilizar alguna de las unidades de despliegue como wireline o coiled tubing, como se explicó en el capítulo 2.

Lo primero es obtener los datos básicos del campo.

Tabla 15. Datos del pozo 1465

Well Data								
Casing			Tubing			Intervalos Perforados		
API Casing	7	"	API Casing	3,5	"	Base Perf	3232	ft
Weight	29	#/ft	Weight	9,3	#/ft	Tope Perfo	4042	ft
Grado	P-110		Grado	J-55		PMP	3637	ft
Depht	4200	ft	Depht	3021,04	ft	Nivel De Fluido	2770	ft
ID	6,184	"	Drift	2,867	"	CHP	10	psi
Drift	6,059	"	ID	2,992	"	Gradiente Del Aire	0,01	psi/ft

Fuente: Los autores

Tabla 16. Datos De Yacimiento

Datos Del Yacimiento					
Qf	950	BFPD	BSW	0,89	
Qo	105	BOPD	API	22,5	° API
Qw	846	BWPD	T yac Prom	122	°F
Pr Promedio	1758	psi	Yw	1,085	
Gradiente De Fluido	0,445	psi/ft	Yg	0,642	
Pwf Prueba	424	psi	Yo	0,919	
CHP	10	psi	Pb Prom	1539	psi
THP	60	psi	Pb Prom	1539	psi
GOR	63	SCF/STB	Viscosidad	26,89	cP

Fuente: Autores

Para obtener el valor de Pwf de prueba se utiliza la siguiente ecuación:

$$Pwf = (PMP - \text{Nivel de fluido}) * \text{Grad. fluido} + \text{CHP} + \text{Grad Aire} * \text{Nivel de Fluido}$$

$$Pwf = (3637ft - 2770ft) * \frac{0,445psi}{ft} + 10psi + \frac{0,01psi}{ft} * 2770ft = 424 psi$$

Tabla 17. Especificaciones De La Bomba

Especificaciones De La Bomba		
Qfd (Producción Deseada)	988	BFPD
Profundidad De La Bomba	3366	ft
Pwf d	300	psi
Dif Niv Flu y Prof Bomb	596	ft
Aumento Qf	15	%/1000ft
	0,00015	/ft
Qpb	214	BFPD

3.3.1 Capacidad de producción pozo 1465⁶⁶: Determinar la productividad del pozo 1465 por medio de la presión de prueba y producción. En este caso, se dan la tasa de producción deseada y la profundidad de ajuste de la bomba. La presión de admisión de la bomba a la tasa de producción deseada se puede calcular a partir de las condiciones de producción actuales.⁶⁷

⁶⁶ BAKER HUGHES CENTRILIFT. (s.f.). THE 9 STEP. 31. op.cit., p.18.

⁶⁷ (BAKER HUGHES CENTRILIFT) op.cit., p.18

Dado que la presión de fondo fluyente del pozo (424 psi) es menor que la presión de punto de burbuja (1,539 psi), el método a utilizar es el de Vogel.⁶⁸

Primero se debe determinar el índice de productividad J, usando los datos de prueba:

$$J = \frac{Q_{prueba}}{P_y - P_b + \left(\frac{P_b}{1,8} * (1 - 0,2 * \left(\frac{P_{wf_{prueba}}}{P_b} \right) - 0,8 * \left(\frac{P_{wf_{prueba}}}{P_b} \right)^2) \right)}$$

$$J = \frac{950}{1758 - 1539 + \left(\frac{1539}{1,8} * (1 - 0,2 * \left(\frac{424}{1539} \right) - 0,8 * \left(\frac{424}{1539} \right)^2) \right)} = 0,974 \frac{bbl}{d} / psi$$

Luego se halla el caudal con una Pwf igual a Pb.

$$Q_{Pb} = J * (P_y - P_b)$$

$$Q_{Pb} = 0,974 * (1758 - 1539) = 214 \text{ bbl/d}$$

Para obtener todos los valores de caudal a los diferentes valores de Pwf hasta Pb, se utiliza la siguiente ecuación:

$$Q_f = Q_{Pb} + \frac{P_b * J}{1,8} * (1 - 0,2 * (P_{wf}/P_b) - 0,8 * (P_{wf}/P_b)^2)$$

Para obtener los valores de caudal para Pwfs entre Py y Pb se utiliza la siguiente ecuación:

$$Q_f = J * (P_y - P_{wf})$$

Tabla 18. Datos Pwf vs Qf

Pwf	Qf	Pwf	Qf
1758	0	800	780
1539	214	700	833
1500	251	600	880
1400	344	500	922

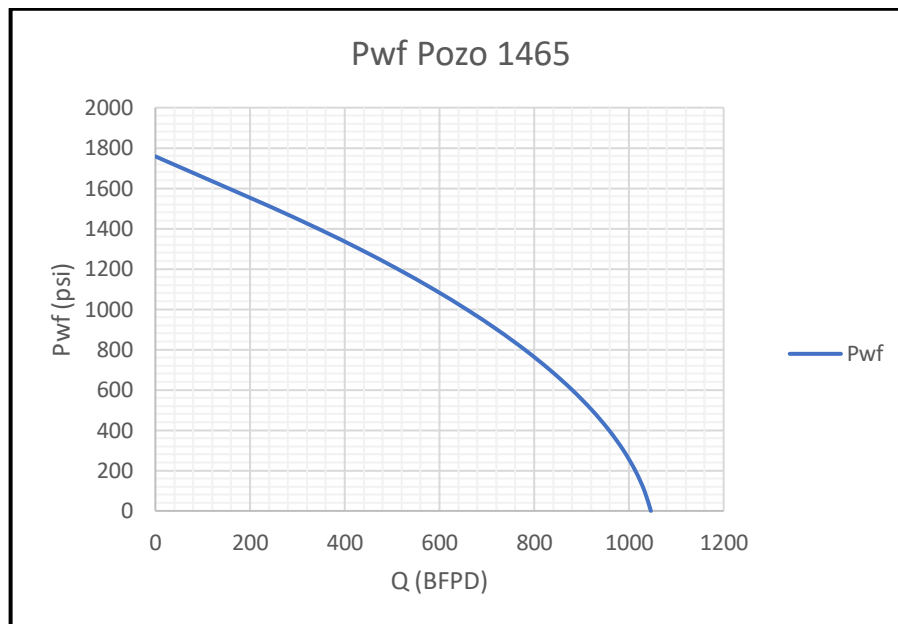
⁶⁸ (BAKER HUGHES CENTRILIFT) op.cit., p.18.

1300	430	400	958
1200	511	300	988
1100	587	200	1013
1000	657	100	1033
900	721	0	1046

Fuente: Los autores

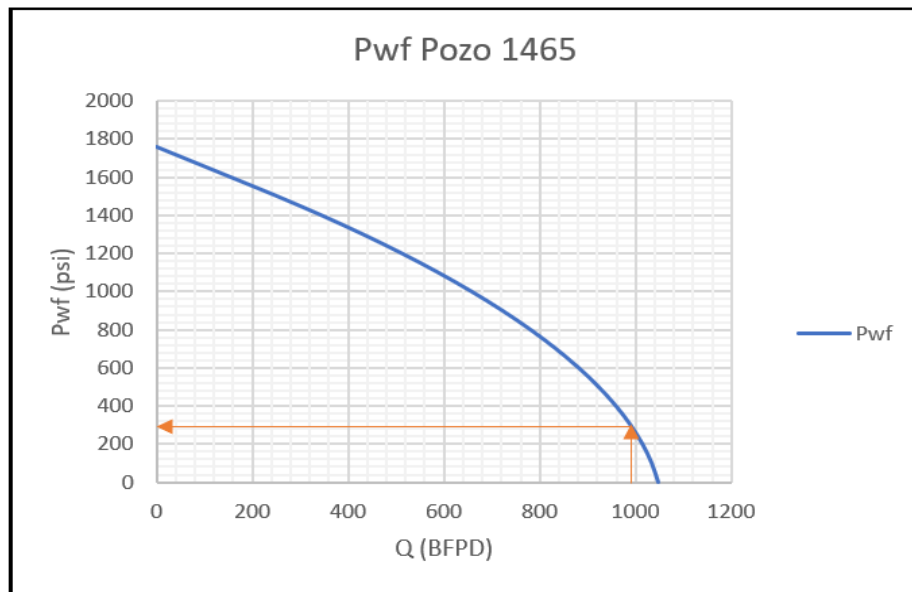
De esta manera se puede obtener el grafico IPR del pozo.

Figura 36. Pwf vs Qf



Fuente: Los autores

De la figura 36 se observa que para el valor del caudal de fluido deseado ($Q_{fd}=988$ bbl/d), el valor de P_{wf} deseada (P_{wfd}) es 300 psi.



La presión de entrada de la bomba se puede determinar corrigiendo la presión del de fondo fluyente del pozo por la diferencia de profundidad de asentamiento de la bomba y el punto de referencia y considerando la pérdida de fricción en el anular del casing. En el ejemplo dado, como la bomba se ajusta a 271 pies por encima de las perforaciones, la pérdida por fricción debida al flujo de fluido a través del anular desde las perforaciones a la profundidad de ajuste de la bomba será pequeña en comparación con la presión de flujo y se puede ignorar.⁶⁹

Debido a que hay tanto agua como aceite en los fluidos producidos, es necesario calcular una gravedad específica compuesta de los fluidos producidos. Para encontrar la gravedad específica compuesta.⁷⁰

El corte de agua es 89%:

$$0,89 * 1,085 = 0,966$$

El corte de aceite es 11%:

$$\gamma_o = \frac{141,5}{\gamma_{API} + 131,5} = \frac{141,5}{22,5 + 131,5} = 0,919$$

⁶⁹ (BAKER HUGHES CENTRILIFT) op.cit., p.18

⁷⁰ (BAKER HUGHES CENTRILIFT) op.cit., p.18

$$0,11 * 0,919 = 0,101$$

$$\gamma_m = 0,966 + 0,101 = 1,07$$

La presión debida a la diferencia en la profundidad de perforación y la profundidad de asentamiento de la bomba (3637' - 3366' = 271') se puede determinar de la siguiente manera:⁷¹

$$PSI = \frac{Head(ft) * Specific Gravity}{2,31 ft/psi}$$

$$PSI = \frac{271ft * 1,07}{2,31 ft/psi} = 125,53 ft$$

Por lo tanto, la presión de entrada de la bomba (PIP) será de 300 psi – 125,53 psi = 175 psi.⁷²

3.3.2 Cálculos de gas pozo 1465⁷³

En este tercer paso, debemos determinar la mezcla total de líquidos, incluido el agua, el aceite y el gas libre que será ingerido por la bomba.

1) Determine la relación Gas en solución / tasa de petróleo (Rs) a la presión de entrada de la bomba con el nomograma de Standing, o sustituyendo la presión de entrada de la bomba por la presión del punto de burbuja (Pb) en la ecuación de Standing;

$$R_s = Y_g \left(\frac{P_b}{18} * \frac{10^{0,0125 * ^\circ API}}{10^{0,00091 * T(^{\circ}F)}} \right)^{1,2048}$$

$$R_s = 0,642 * \left(\frac{175}{18} * \frac{10^{0,0125 * 22,5}}{10^{0,00091 * 122}} \right)^{1,2048} = 16 scf/STB$$

2) Determine el factor volumétrico de formación (Bo) utilizando las Rs de arriba y el nomograma de Standing o use la ecuación de Standing de la siguiente manera:

⁷¹ (BAKER HUGHES CENTRILIFT) op.cit., p.18

⁷² (BAKER HUGHES CENTRILIFT) op.cit., p.18

⁷³ (BAKER HUGHES CENTRILIFT) op.cit., pp.19-20

$$B_o = 0,972 + 0,000147F^{1,175}$$

Donde; $F = R_s * \left(\frac{Y_g}{Y_o}\right)^{0,5} + 1,25 * T$

$$F = 16 * \left(\frac{0,642}{0,919}\right)^{0,5} + 1,25 * 122 = 165,21$$

$$B_o = 0,972 + 0,000147 * (165,21)^{1,175} = 1,031 \text{ bbl yac/STB}$$

- 3) Determine el factor de volumen de gas (Bg) como sigue:

$$B_g = \frac{5,04 * Z * T}{P}$$

Asumiendo un Z=0,85

$$B_g = \frac{5,04 * 0,85 * (122 + 460)}{(175 + 14)} = 13,191 \text{ bbl/mcf}$$

- 4) A continuación, determine el volumen total de fluidos y el porcentaje de gas libre liberado en la entrada de la bomba:

- a) Usando el GOR producido y el volumen de aceite, determine el volumen total de gas (T_G);

$$T_G = \frac{BOPD * GOR}{1000} = \frac{(988 * 0,11) * 63}{1000} = 6,8 \text{ mcf}$$

- b) Usando el GOR en solución (R_s), en la entrada de la bomba, determine el gas de solución (S_G);

$$S_G = \frac{BOPD * R_s}{1000} = \frac{(988 * 0,11) * 16}{1000} = 1,74 \text{ mcf}$$

- c) La diferencia representa el volumen de gas libre (FG) liberado de la solución por la disminución de la presión desde la presión del punto de burbuja de 1,539 psi, hasta la presión de admisión de la bomba de 175 psi.

$$F_G = T_G - S_G = 6,8 - 1,74 = 5,1 \text{ mcf}$$

- d) El volumen de aceite (V_o) en la entrada de la bomba:

$$V_o = BOPD * B_o = 988 * 0,11 * 1,031 = 112 \text{ bbl/d}$$

- e) El volumen de gas libre en la entrada de la bomba:

$$V_g = F_G * B_g = 5,1 * 13,191 = 67,27 \text{ bbl/d}$$

f) Volumen de agua en la entrada de la bomba:

$$V_w = Q_f * BSW = 988 * 0,89 = 879,32 \text{ bbl/d}$$

g) El volumen total (V_t) de petróleo, agua y gas, en la entrada de la bomba, ahora se puede determinar:

$$V_t = V_w + V_g + V_o = 112 + 67,27 + 879,32 = 1058,59 \text{ bbl/d}$$

h) La relación, o porcentaje de gas libre presente en la entrada de la bomba al volumen total de fluido es:

$$\% \text{ Gas Libre} = \frac{V_g}{V_t} = \frac{67,27}{1058,59} * 100 = 6,35\%$$

Como este valor es inferior al 10% en volumen, tendría poco efecto en el rendimiento de la bomba, por lo tanto, no se requiere un separador de gas. Sin embargo, hay un gas significativo para efectuar la gravedad específica del compuesto del pozo en la entrada de la bomba.

i) La gravedad específica compuesta, incluido el gas, se puede determinar calculando primero la masa total del fluido producido (TMPF) a partir de los datos originales proporcionados:

$$TMPF = [(BOPD * Sp. Gr. oil + BWPD * Sp. Gr. water) * 62,4 * 5,6146] + (GOR * BOPD * Sp. Gr. Gas * 0,0752)$$

$$TMPF = [(988 * 0,11 * 0,919 + 988 * 0,89 * 1,085) * 62,4 * 5,6146] + (63 * 988 * 0,11 * 0,642 * 0,0752) = 369579,22 \text{ lbs/d}$$

$$Composite Sp. Gr = \frac{TMPF}{BFPD * 5,6146 * 62,4} = \frac{369579,22}{1058,59 * 5,6146 * 62,4} = 0,996$$

Ahora que se conoce el volumen total de fluido que ingresa a la primera etapa de bombeo (1058,59 BFPD) y se determinó la gravedad específica compuesta, podemos continuar con el siguiente paso del diseño del sistema ESP.

3.3.3 Total dynamic head (TDH) pozo 1465⁷⁴

El TDH puede ser determinado mediante la siguiente formula:

$$TDH = H_d + F_t + P_d$$

H_d = La distancia vertical en pies entre el nivel de fluido de producción estimado y la superficie.

$$H_d = Profundidad bomba - \left(\frac{PIP * 2,31 ft/psi}{Specific Gravity} \right)$$

$$H_d = 3366 - \left(\frac{175 * 2,31}{0,996} \right) = 2960,13 ft$$

F_t = Pérdida por fricción de la tubería.

Las pérdidas por fricción en la tubería pueden ser halladas por medio de la fórmula de Hazen Williams:

$$F = 2,083 * \left(\frac{100}{C} \right)^{1,85} * \frac{\left(\frac{Q}{34,3} \right)^{1,85}}{ID^{4,8655}}$$

Dónde:

F= ft Loss/1000ft

Q=BPD

C=100 para tubería vieja.

C= 140 para tubería nueva.

$$F = 2,083 * \left(\frac{100}{100} \right)^{1,85} * \frac{\left(\frac{1058,59}{34,3} \right)^{1,85}}{(2,992)^{4,8655}} = 5,73 ft/1000ft$$

La F_t se puede hallar:

$$F_t = Prof. bomba * \frac{Perdidas Por Friccion}{1000ft} = 3366 * \frac{5,73}{1000} = 19,29 ft$$

P_d = Cabezal de presión de descarga (presión deseada del cabezal del pozo).

Usando la gravedad específica compuesta:

⁷⁴ (BAKER HUGHES CENTRILIFT) op.cit., p.21

$$P_d = \frac{\text{Presión Cabeza} * 2,31 \frac{ft}{psi}}{\text{Composite Sp. Gr}} = 60 * \frac{2,31}{0,996} = 139,16 \text{ ft}$$

$$TDH = 2960,13 + 19,29 + 139,16 = 3118,58 \text{ ft}$$

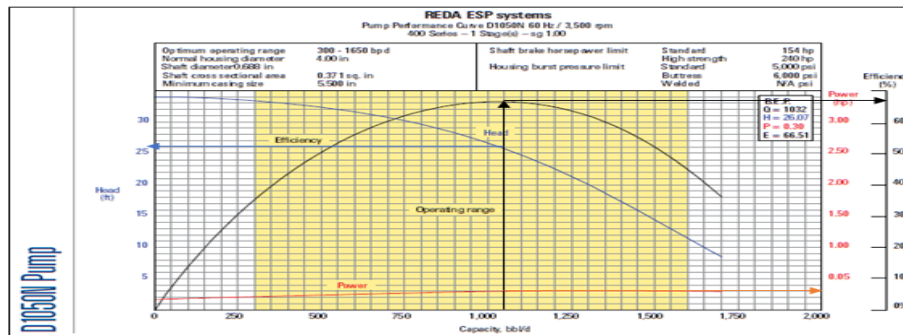
3.3.4 Selección del tipo de bomba pozo 1465⁷⁵: Con los requerimientos de la bomba hay 4 tipos de bombas disponibles en (ARTIFICIAL LIFT SOLUTIONS CATALOG) catálogo, las cuales dieron las siguientes eficiencias, y se seleccionó la que tuviera la eficiencia más alta, es decir la D1050N⁷⁶.

Tabla 19. Eficiencia Para Distintos Tipos De Bomba

	Eficiencia
AN900 ⁷⁷	51,5 %
AN1200 ⁷⁸	52,5 %
D1050N ⁷⁹	67 %
D1400N ⁸⁰	58 %

Fuente: los autores

Figura 37. Curva De Eficiencia Bomba D1050N



Fuente: Schlumberger. (2017). *artificial lift reda electric submersible pump systems*. houston, texas.

⁷⁵ (BAKER HUGHES CENTRILIFT) op.cit., p. 21

⁷⁶ (SCHLUMBERGER, 2017) op.cit., p. 6

⁷⁷ (SCHLUMBERGER, 2017) op.cit., p.6

⁷⁸ (SCHLUMBERGER, 2017) op.cit., p.6

⁷⁹ (SCHLUMBERGER, 2017) op.cit., p.6

⁸⁰ (SCHLUMBERGER, 2017) op.cit., p.6

La cabeza en pies para una etapa a 1058,59 BFPD es de 26,7 pies. El brake horsepower (BHP) por etapa es de 0,03 hp.

Para determinar el número total de etapas requeridas, divida la cabeza dinámica total por la cabeza / etapa tomada de la curva.

$$\# \text{ de etapas} = \frac{3118,58}{26,3} = 119 \text{ etapas}$$

Figura 38. Ficha Técnica Bomba D1050N

D1050N Pump								
400 Series, Min. Casing Size 5½-in [139.7-mm] OD								
Housing	Length, ft (m)	Weight, lbm (kg)	ES Carbon Steel		ARZ-ZZ Carbon Steel		ARZ-SS Carbon Steel	
			Max. Stages	CR-CT, FS Part Number	Max. Stages	CR-CT, FS Part Number	Max. Stages	CR-CT, FS Part Number
10	2.1 [0.64]	45 [20.4]	7	tba ¹	6	tba	6	tba
20	3.5 [1.07]	75 [34.1]	15	tba	14	tba	14	tba
30	4.9 [1.49]	105 [47.7]	24	tba	22	tba	22	tba
40	6.3 [1.92]	135 [61.3]	32	tba	31	tba	31	tba
50	7.7 [2.35]	166 [75.4]	41	tba	39	tba	39	tba
60	9.1 [2.78]	195 [88.5]	49	tba	47	tba	47	tba
70	10.5 [3.20]	225 [102.2]	58	100850413	55	100850450	55	100850463
80	11.9 [3.63]	255 [115.8]	66	100496305	64	100577818	64	100581278
90	13.3 [4.06]	285 [129.4]	75	100576396	72	100577819	72	100581279
100	14.7 [4.48]	315 [143.0]	83	100576397	80	100577820	80	100581280
110	16.1 [4.91]	345 [156.6]	92	100576398	88	100577821	88	100581282
120	17.5 [5.34]	375 [170.3]	101	100576399	96	100577822	96	100581283
130	18.9 [5.76]	405 [183.9]	109	100576400	105	100577823	105	100581284
140	20.3 [6.19]	435 [197.5]	118	100576401	113	100577824	113	100581321
150	21.7 [6.62]	465 [211.1]	126	100576402	121	100577825	121	100581322
387 Series, Min. Casing Size 5½-in [139.7-mm] OD								
Housing	Length, ft (m)	Weight, lbm (kg)	ES Carbon Steel		ARZ-ZZ Carbon Steel		ARZ-SS Carbon Steel	
			Max. Stages	CR-CT, FS Part Number	Max. Stages	CR-CT, FS Part Number	Max. Stages	CR-CT, FS Part Number
10	2.1 [0.64]	45 [20.4]	7	tba ¹	6	tba	6	tba
20	3.5 [1.07]	75 [34.1]	15	tba	14	tba	14	tba
30	4.9 [1.49]	105 [47.7]	24	tba	22	tba	22	tba
40	6.3 [1.92]	135 [61.3]	32	tba	31	tba	31	tba
50	7.7 [2.35]	166 [75.4]	41	tba	39	tba	39	tba
60	9.1 [2.78]	195 [88.5]	49	tba	47	tba	47	tba
70	10.5 [3.20]	225 [102.2]	58	100852355	55	100852796	55	100852798
80	11.9 [3.63]	255 [115.8]	66	100557873	64	100558444	64	100558880
90	13.3 [4.06]	285 [129.4]	75	100557874	72	100558445	72	100558881
100	14.7 [4.48]	315 [143.0]	83	100557875	80	100558446	80	100558882
110	16.1 [4.91]	345 [156.6]	92	100557877	88	100558447	88	100558883
120	17.5 [5.34]	375 [170.3]	101	100557878	96	100558448	96	100558884
130	18.9 [5.76]	405 [183.9]	109	100557880	105	100558449	105	100558885
140	20.3 [6.19]	435 [197.5]	118	100557882	113	100558450	113	100558886
150	21.7 [6.62]	465 [211.1]	126	100557885	121	100558451	121	100558887

Note: This factory-shimmed pump type should always be installed with a factory-shimmed coupling. If this pump type is mated with other factory-shimmed equipment, no shimming is required during assembly. Conversely, if this pump type is mated with nonfactory-shimmed equipment, the field-shimming procedures must be followed.

¹ To be assigned.

Fuente: Schlumberger. (2017). artificial lift red electric submersible pump systems. houston, texas.

Se selecciona el housing 140 ya que este puede trabajar con un máximo de 118 etapas, que sirve para los requerimientos de la bomba.

Ahora se calcula el total brake horsepower como sigue:

$$BHP = \frac{BHP}{etapa} * \# etapas * Sp. Gr = 0,03 * 118 * 0,996 = 3,53 HP$$

Tabla 20. Características De La Bomba Seleccionada

Housing	140		Shaft Diameter	0,688	"
Max etapas Housing 140	118		Shaft Cross Sectional Area	0,371	in^2
BHP/etapa	0,03	HP/e tapa	Lenght	20,3	ft
BHP	3,5	HP	Weight	435	lbm

Fuente: Schlumberger. (2017). *artificial lift reda electric submersible pump systems*. houston, texas.

3.3.5 Tamaño óptimo de componentes pozo 1465⁸¹: Se muestra la selección de cada uno de los componentes del sistema BES.

3.3.5.1 Sección de sello:

Tabla 21. Características Del Sello

Sello Escogido		
Sello Escogido	325 Series BSB	
Lenght	5,7	ft
Weight	110	lbm

Fuente: Schlumberger. (2017). *artificial lift reda electric submersible pump systems*. houston, texas.

3.3.5.2 Motor:

Tabla 22. Características Motor

⁸¹ (BAKER HUGHES CENTRILIFT) op.cit., pp. 21-22

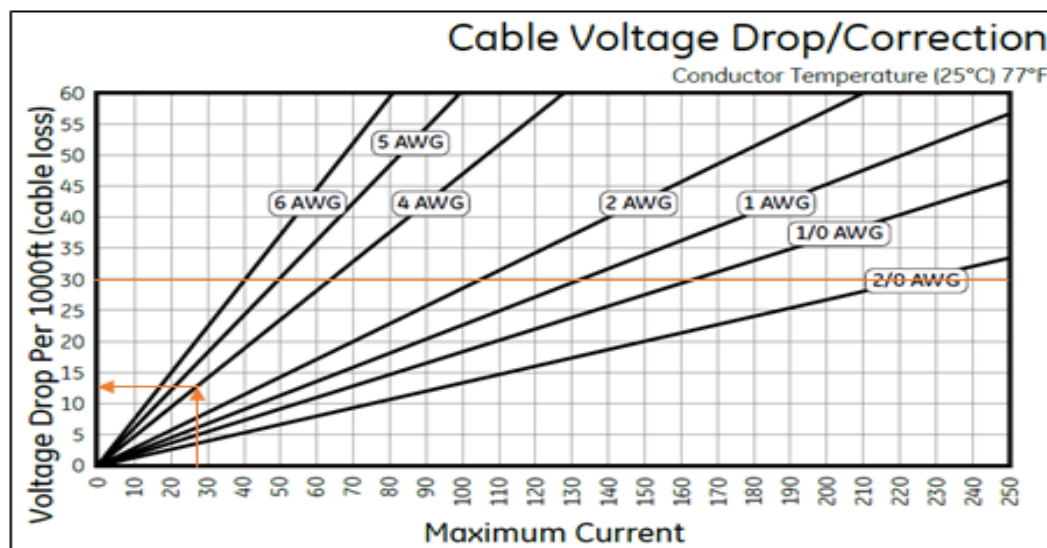
Motor Escogido	375 Series		Tipo	UT	
Power Rating	14,3	HP	Lenght	5,7	ft
Voltage	386	volts	Weight	195	lbm
Corriente	27,1	A			

Fuente: Schlumberger. (2017). *artificial lift reda electric submersible pump systems*. houston, texas.

3.3.6 Cable eléctrico⁸²: Se selecciona el cable eléctrico según las características necesarias

3.3.6.1 Determine el tamaño del cable: El tamaño del cable se selecciona en función de su capacidad de transporte actual. Usando los amperios del motor (27,1) y el grafico de caída de voltaje del cable en el catálogo, seleccione un tamaño de cable con una caída de voltaje menor a 30 voltios por 1,000 pies. Todos los tamaños de conductores del 1 al 6 se encuentran en esta categoría. El cable # 4 tiene una caída de voltaje de 12,5 volt/1000ft y se escoge por motivos de disponibilidad.

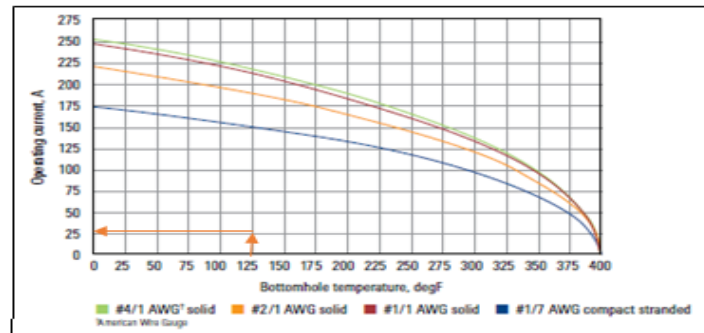
Figura 39. Caída De Voltaje Del Cable



Fuente: General electric. (n.d.). *product solutions eps product line catalog*. oklahoma.

⁸² (BAKER HUGHES CENTRILIFT) op.cit., p.22

Figura 40. REDA MAX Cable ETBE-R



Fuente: Schlumberger. (2017). *artificial lift reda electric submersible pump systems*. houston, texas.

Aunque el cable #4 no es el más adecuado, se selecciona por ser el menos costoso.

3.3.6.2 Longitud del cable: La profundidad de asentamiento de la bomba es 3366 ft. Con 100 ft de cable para las conexiones de superficie, serian en total 3466 ft de cable.

Tabla 23. Características Del Cable

Cable Escogido	REDA MAX Cable ETBE-R	
Tipo de cable	4	AWG
Tipo de cable	L5921047 #4/1 ETBE G5R	
Voltage Drop	13	volts/1000ft
Diámetro del conductor	0,2043	"

Fuente: Schlumberger. (2017). *artificial lift reda electric submersible pump systems*. houston, texas.

4. ANÁLISIS ECONÓMICO

En este capítulo se realizará el análisis económico de las tecnologías Rigless vs la convencional, para poder determinar cuál de las dos es la más conveniente económicamente, tanto en limpieza de arena como en el despliegue de un bombeo electrosumergible. Se tomaron en cuenta diferentes parámetros para dicho análisis y cada uno de ellos se encuentra especificado en subcapítulos, con la finalidad de dejar claro cuáles son los más decisivos.

4.1. COMPARACIÓN DE COSTOS DE DESPLIEGUE DE BES: WORKOVER CONVENCIONAL (HW) VS COILED TUBING

Para hacer la comparación se tuvieron en cuenta costos de instalación de una BES por medio de un workover convencional utilizando un rig frente a la instalación por medio de una operación rigless utilizando una unidad de coiled tubing.

4.1.1. Pozo 1465: Las tablas de costos se encuentran divididas en tres partes. Para el despliegue con un workover convencional, se divide en: costo de los servicios del workover, costo del hardware utilizado en el HW (el costo como tal de la unidad de workover es el costo de los servicios de HW, más costo del hardware utilizado en el HW) y el costo de producción diferida. Para el despliegue utilizando una unidad de CT, se divide en: costo de los servicios CT, costo del hardware utilizado CT (el costo como tal de la unidad de CT es el costo de los servicios CT, más costo del hardware utilizado CT) y el costo de producción diferida.

Primero se muestran los costos iniciales de instalación de un sistema BES y luego se muestran los costos de mantenimiento de la BES. Para la instalación del sistema BES con un workover convencional se tuvieron en cuenta los parámetros que se muestran en la tabla 24, y para la instalación del sistema BES por medio de una unidad de CT se muestran en la tabla 25.

Para los costos de producción diferida de utiliza la siguiente ecuación:⁸³

$$C_{LostProd} = (WT_{wo} + D_{wo}) * Q_{oil} * Val_{oil}$$

- WT_{wo} = Tiempo de espera entre el fallo de la BES y el inicio de la operación de workover o rigless, días.
- D_{wo} = Duración de la operación de workover o rigless, días.
- Q_{oil} = Tasa de aceite, bbl / día.
- Val_{oil} = Costo por bbl de aceite perdido/diferido durante el tiempo de inactividad.

4.1.1.1. Primera instalación: Para esta comparación primero se tuvieron en cuenta los costos iniciales de instalación tanto para un workover convencional como para la instalación con CT. En ambos casos se tuvieron en cuenta los costos del cabezal de pozo y del VSD. Los costos presentados en las tablas 24 y 25 son los costos de la primera instalación de la BES con una operación de workover convencional y con coiled tubing respectivamente.

La instalación con un workover convencional dura alrededor de 7,5 días y la instalación con CT duran alrededor de 1,5 días, con una diferencia de 6 días a favor de la instalación con CT, que se va a ver reflejado en la producción diferida. La producción perdida para el HW es de 49249\$ y para el CT es de 11491\$, dejando un saldo a favor del despliegue no convencional de 37758\$. Que es un valor para nada despreciable, ya que la diferencia en costos entre las dos operaciones es 70606\$, lo que quiere decir que a la producción diferida le corresponde el 53%.

Para el pozo 1465 con una producción de 104 BOPD y un precio de barril de petróleo de 63 US\$, genera ingresos por 6552 US\$PD. Con los costos de instalación del sistema BES con un workover convencional (416894US\$), quiere decir que la instalación se paga en 63 días. Mientras que el costo de instalación con la unidad de CT (346283\$), se paga en 53 días, con un total de 10 días de diferencia. De acá se evidencia la importancia del precio del barril y el caudal neto de producción de petróleo del pozo, puesto que entre más altos sean cada uno respectivamente, las

⁸³ (MALONE, OLABINJO, VIERKANDT, & PATTERSON, 2017) op.cit p.4

operaciones se hacen más rentables debido a que se pueden pagar en menos tiempo.

Tabla 24. Costos Instalación de BES Utilizando Un Workover

COSTOS INSTALACIÓN DE BES UTILIZANDO UN WORKOVER											
	Descripción			Unidad	Cantidad	US\$/unidad	Costo	Impuesto	Costo Impuesto	Costo con IVA	Total
COSTO DEL HW	COSTO DE LOS SERVICIOS DEL HW	Fluidos de control	Aldacide G	5 gal/drum	1	82	82	19%	15,6	98	59823
			Baracor 100	55 gal/drum	2	510	1020	19%	193,8	1214	
			KCL	55 kg/sx	50	30	1500	19%	285,0	1785	
		Wireline. Fondo con unidad de wireline de ECP		Días	0,16	3416	546,56	19%	103,8	650	
		Company Man		Días	5,0	600	3000	19%	570,0	3570	
		Movilización de la unidad HW		Días	1,0	7700	7700	19%	1463,0	9163	
		Well Pulling- Operation day Rig 24		Días	5	7790	38950	1,5%	592,0	39542	
		Well service - tubular inspection Magnetic particles inspection - 3 1/2"		Junta	112	5,95	666,4	1,6%	10,7	677	
		Pick up		Días	5	90	450	19%	85,5	536	
		Tank car		Días	5	435	2175	19%	413,3	2588	
	COSTO DEL HARDWARE	Costo del Equipo BES		Unidad	1	103710,83	103710,83	19%	19705,06	123416	307822
		Operation Maintenance Pump - Equipo de Fondo y superficie. Equipo ESP		Unidad	1	3000	3000	19%	570,00	3570	
		Operation Maintenance Pump - Wellhead. Inspección o reparación cabezal ESP		Unidad	1	1500	1500	19%	285,00	1785	
		Costo del Tubing		Junta	112	196,5	22008	19%	4181,52	26190	
		Transporte para movilización independence (10+ Km)		Unidad	1	7000	7000	19%	1330,00	8330	
		Cabezal del pozo, Servicio de spooler, Técnico instalador & SDT.		Unidad	1	50000	50000	19%	9500	59500	
		VSD	Box, Junction NEMA 4 x 3KVA SST	Unidad	1	1525	1525	19%	290	1814	
			VDS, Vector Model 145 3R 6P 720-000-001*	Unidad	1	50134	50134	19%	9525	59659	
			XFRM 150 KVA VSD 480:800-2700	Unidad	1	19797	19797	19%	3761	23558	
		Tiempo del fallo e inicio de operación HW		Días	2,5						49249,2

	COSTO DE PRODUCCIÓN DIFERIDA	Duración de operación de HW	Días	5							
		Tasa o caudal de aceite	bbl	104							
		Tiempo para armar y desarmar	Días								
		Valor del Barril de petróleo	US\$			63,14					
TOTAL											416894

Fuente: Autores

Tabla 25. Costos De Instalación De BES Con CT

COSTOS DE INSTALACIÓN DE UNA BES CON CT												
	Descripción		Unidad	Cantidad	Costo US\$/unidad	Costo US\$	Impuesto	Costo Impuesto	Costo con IVA	Total		
COSTO CT	COSTO SERVICIOS CT	Movilización de la unidad de CT	Operación	1,0	5000	5000	19%	950,0	5950	27493	334795	
		Costo de operación de la unidad CT 2"	Días	1	16165	16165	19%	3071,4	19236			
		Alquiler de Sistema de Iluminación	Días	1	300	300	19%	57,0	357			
		Tarifa de Personal operativo CT.	Días	1	1638	1638	19%	311,2	1949			
	COSTO DEL HARDWARE CT	Costo del Equipo BES		Unidad	1	103710	103710	19%	19705	123416		307302
		Costo del CT		US\$/ft	3366	9,8	33071	19%	6283	39354		
		Cabezal del pozo, Servicio de spooler, Técnico instalador & SDT.		Unidad	1	50000	50000	19%	9500	59500		
		VSD	Box, Junction NEMA 4 x 3KVA SST	Unidad	1	1525	1525	19%	290	1814		
			VDS, Vector Model 145 3R 6P 720-000-001*	Unidad	1	50134	50134	19%	9525	59659		
			XFRM 150 KVA VSD 480:800-2700	Unidad	1	19797	19797	19%	3761	23558		
	COSTO DE PRODUCCIÓN PERDIDA	Tiempo del fallo e inicio de operación CT	Días	0,5						11491,48		
		Duración de operación de CT	Días	1	4320							
		Tasa o caudal de aceite	bbl	104								
		Tiempo para armar y desarmar	Días	0,25								
		Valor del Barril de petróleo	US\$			63,14						
		TOTAL									346286	

Fuente: Autores

4.1.1.2. Mantenimiento del equipo BES: Para esta evaluación se tuvieron en cuenta los costos de mantenimiento de la BES con un workover convencional y con una unidad CT. En este caso ya no se tuvieron en cuenta los costos del cabezal de pozo y VSD ya que no se van a cambiar. Por otro lado, los costos de mantenimiento de la BES por medio de una operación de HW se muestran en la tabla 26 y los costos de mantenimiento de la BES utilizando una unidad de CT se muestran en la tabla 27.

En el mantenimiento realizado por medio del HW, se va a suponer que el 10% de las juntas del tubing de producción deben ser cambiadas debido a que no se encuentran en buen estado.

En las tablas 26 y 27 se puede observar que hay un saldo a favor de la tecnología no convencional de 86579\$. Esto se debe en parte a que la unidad de workover convencional para los 7,5 días de operación cuesta 199730\$ y la unidad de CT para los 1,5 días de operación cuesta 150908\$. Es decir que sin tener en cuenta el costo del equipo BES la unidad de HW costaría 96020 y la de CT 47198\$ por los días de operación respectivamente. Por otro lado, hay un saldo de producción diferida a favor de la tecnología no convencional de 37758\$. En este caso a la producción perdida le corresponde el 44% del valor del saldo a favor de mantenimiento con la unidad de CT.

Para el pozo 1465 con una producción de 104 BOPD y un precio de barril de petróleo de 63 US\$, genera ingresos por 6552 US\$PD. Se puede ver que los costos de mantenimiento del sistema BES con la unidad de workover convencional (248979 US\$), esta se paga en 38 días. Mientras que el mantenimiento con la unidad de CT (162400 US\$) se paga en 25 días, con un total de 13 días de diferencia.

Tabla 26. Costos De Mantenimiento De La BES Por Medio De Un Workover

COSTOS DE MANTENIMIENTO DE LA BES POR MEDIO DE UN WORKOVER												
	Descripción			Unidad	Cantidad	US\$/ unidad	Costo	Impuesto	Costo Impuesto	Costo con IVA	Total	
COSTO DEL HW	COSTO DE LOS SERVICIOS DEL HW	Fluidos de control	Aldacide G	5 gal/drum	1	82	82	19%	15,6	98	59823	199730
			Baracor 100	55 gal/drum	2	510	1020	19%	193,8	1214		
			KCL	55 kg/sx	50	30	1500	19%	285,0	1785		
		Wireline. Fondo con unidad de wireline de ECP		Días	0,16	3416	546,56	19%	103,8	650		
		Company Man		Días	5,0	600	3000	19%	570,0	3570		
		Movilización de la unidad HW		Días	1,0	7700	7700	19%	1463,0	9163		
		Well Pulling- Operation day Rig 24		Días	5	7790	38950	1,5%	592,0	39542		
		Well service - tubular inspection Magnetic particles inspection - 3 1/2"		Junta	112	5,95	666,4	1,6%	10,7	677		
		Pick up		Días	5	90	450	19%	85,5	536		
		Tank car		Días	5	435	2175	19%	413,3	2588		
	COSTO DEL HARDWAR E	Costo del Equipo BES		Unidad	1	103710,83	103710,83	19%	19705,06	123416	139907	
		Operation Maintenance Pump - Equipo de Fondo y superficie. Equipo ESP		Unidad	1	3000	3000	19%	570,00	3570		
		Operation Maintenance Pump - Wellhead. Inspección o reparación cabezal ESP		Unidad	1	1500	1500	19%	285,00	1785		
		Costo del Tubing		Junta	12	196,5	2358	19%	448,02	2806		
		Transporte para movilización independence (10+ Km)		Unidad	1	7000	7000	19%	1330,00	8330		
	COSTO DE PRODUCCI ÓN PERDIDA	Tiempo del fallo e inicio de operación HW		Días	2,5						49249, 2	
		Duración de operación de HW		Días	5							
		Tasa o caudal de aceite		bbl	104							
		Tiempo para armar y desarmar		Días								
		Valor del Barril de petróleo		US\$			63,14					
TOTAL											248979	

Fuente: Autores

Tabla 27. Costos De Mantenimiento De La BES Utilizando Una Unidad De CT

COSTOS DE MANTENIMIENTO DE LA BES UTILIZANDO UNA UNIDAD DE CT											
	Descripción		Unidad	Cantidad	Costo US\$/unidad	Costo US\$	Impuesto	Costo Impuesto	Costo con IVA	Total	
COSTO CT	COSTO SERVICIOS CT	Movilización de la unidad de CT	Operación	1,0	5000	5000	19%	950,0	5950	27493	150908
		Costo de operación de la unidad CT 2"	Días	1	16165	16165	19%	3071,4	19236		
		Alquiler de Sistema de Iluminación	Días	1	300	300	19%	57,0	357		
		Tarifa de Personal operativo CT.	Días	1	1638	1638	19%	311,2	1949		
	COSTO DEL HARDWARE CT	Costo del Equipo BES	Unidad	1	103710	103710	19%	19705	123416	123416	
	COSTO DE PRODUCCIÓN PERDIDA	Tiempo del fallo e inicio de operación CT	Días	0,5						11491	
		Duración de operación de CT	Días	1	4320						
		Tasa o caudal de aceite	bbl	104							
		Tiempo para armar y desarmar	Días	0,25							
		Valor del Barril de petróleo	US\$			63,14					
TOTAL										162400	

Fuente: Autores

4.1.1.3. Análisis económico del flujo de caja: Para realizar el flujo de caja se tuvieron en cuenta se tuvieron en cuenta los egresos, es decir el dinero que se gastó de más con la unidad de CT, y los ingresos es el dinero que se gastó de más con la unidad de HW. Además de eso se tuvo en cuenta la producción diferida, con una diferencia de 6 días de producción perdida debido a la diferencia en la duración con cada una de las operaciones.

El flujo financiero se hizo teniendo en cuenta el promedio de vida de los componentes de la BES, que es de 2 años, por lo tanto, se harán intervenciones de mantenimiento cada 2 años durante 6 años de modo que se haga una intervención inicial del servicio de instalación de la BES y cuatro intervenciones de mantenimiento de la BES en los años 2, 4, y 6.

Para el primer año se tiene un costo de más 13165 US\$ correspondiente a la diferencia de precios entre la tubería de CT y el tubing de producción. Este es presentado como un egreso.

Pero también el primer año se obtienen unos ahorros en la instalación debido a:

- El diferencial de costos de servicios entre la unidad de HW y la unidad de CT. El ahorro es de 32320\$.
- El diferencial de costos hardware HW y CT (sin tubería). No se tiene en cuenta el valor de la tubería instalada con cada una de las unidades debido a que ya se tuvo en cuenta, cuando se colocó como un egreso. Este ahorro es de 13685 US\$.

Para los años de mantenimiento, es decir, los años 2, 4 y 6 se tienen los siguientes ahorros debido a que el costo de la unidad de HW es mayor al de la unidad de CT.:

- El diferencial de costo de servicio entre HW y CT en el mantenimiento de la BES: el ahorro es de 32330 US\$.
- El diferencial de costo de hardware entre HW y CT en el mantenimiento de la BES. El ahorro es de 16491 US\$.

También se presentan ahorros en todos los años de las intervenciones, tanto en la de instalación como en la de mantenimiento. En decir en los años 1, 2, 4 y 6 años. Con un diferencial de 6 días de producción, con una producción neta de petróleo de 104 bbl/día y con un precio del barril de petróleo de 63 US\$, se muestran los ahorros debido a la producción diferida en cada uno de los años.

Tabla 28. Flujo De Caja Del Despliegue Con CT

Años	Unidades	1	2	3	4	5	6
Egresos							
Diferencial costo Tubing y CT	US\$	-13165					
Egresos	US\$	-13165	0	0	0	0	0
Egresos Acumulados	US\$	-13165	-13165	-13165	-13165	-13165	-13165
Ingresos							
Diferencial Costo Servicio HW y CT Instalación.	US\$	32330					
Diferencial Costo Hardware HW y CT Instalación.	US\$	13685					
Diferencial Costo Servicio HW y CT Mantenimiento.	US\$		32330		32330		32330
Diferencial Costo Hardware HW y CT Mantenimiento.	US\$		16491		16491		16491
Ahorros	US\$	46015	48821	0	48821	0	48821
Ahorros Acumulados	US\$	46015	94836	94836	143657	143657	192478
Ahorros Debido A La Producción Diferida							
Qo	bbl/d	104	104	104	104	104	104
Producción Diferida	bbl	624	624		624		624
Precio del Barril	US\$	63	63	63	63	63	63
Ahorro por producción Diferida	US\$	39312	39312	0	39312	0	39312
Total		72162	88133	0	88133	0	88133
Total Acumulado		72162	160295	160295	248428	248428	336561

Fuente: Autores

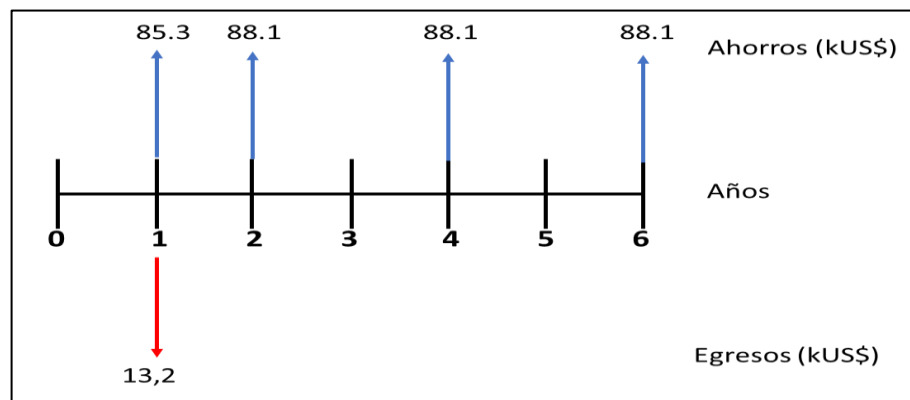
Nota: Con el fin de hacer más sencillo del análisis económico no se tuvo en cuenta la declinación de la producción por año del pozo.

Tabla 29. Resumen De Flujo De Caja

Años	Unidades	1	2	3	4	5	6
Egresos	KUS\$	-13,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ingresos	KUS\$	46,0	48,8	0,0	48,8	0,0	48,8
Producción	KUS\$	39,3	39,3	0,0	39,3	0,0	39,3
Total Ahorros	KUS\$	85,3	88,1	0,0	88,1	0,0	88,1
Flujo Total	KUS\$	72,2	88,1	0,0	88,1	0,0	88,1

Fuente: Autores

Figura 41. Flujo De Caja



Fuente: Autores

4.1.1.4. Valor presente neto⁸⁴: El Valor Presente Neto (VPN) o Valor Actual Neto (VAN) es el método más conocido para evaluar proyectos de inversión a largo plazo, ya que permite determinar si una inversión cumple con el objetivo básico financiero: Maximizar la inversión. En este artículo conoceremos qué es el valor presente neto y cómo calcularlo.

⁸⁴ RANKIA. (s.f.). RANKIA. Recuperado el 2 de OCTUBRE de 2019, de <https://www.rankia.cl/blog/analisis-ipsa/3892041-como-calcular-valor-presente-neto-ejemplos>

El Valor Presente Neto (VPN), también conocido como Valor Actual neto (VAN) o Valor Neto Actual (VNA), es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con la misma.

El VPN es, por tanto, una medida del beneficio que rinde un proyecto de inversión a través de toda su vida útil.

Supone el equivalente en unidades monetarias actuales de todos los ingresos y egresos, presentes y futuros que constituyen un proyecto.

El Valor Presente Neto es una herramienta central en el descuento de flujos de caja, empleado en el análisis fundamental para la valoración de empresas cotizadas en bolsa.

a) ¿Cómo se calcula el VPN?

Para calcular el Valor Presente Neto (VPN) se trae todos los flujos de caja al momento presente descontándolos a un tipo de interés determinado.

Por tanto, cada entrada y salida de efectivo se descuenta a su valor presente (VP). Luego se suman, tal y como establece la siguiente fórmula:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n}$$

La fórmula del Valor Presente Neto o VAN depende, por tanto, de las siguientes variables:

- Inversión inicial previa (I_0): es el monto o valor del desembolso que la empresa hará en el momento inicial de efectuar la inversión.
- Flujos netos de efectivo (F_t): representan la diferencia entre los ingresos y gastos que podrán obtenerse por la ejecución de un proyecto de inversión durante su vida útil.

- Tasa de descuento (k): también conocida como costo o tasa de oportunidad. es la tasa de retorno requerida sobre una inversión. Refleja la oportunidad perdida de gastar o invertir en el presente.
- Inversiones durante la operación.
- Número de periodos que dure el proyecto (n).

El Valor Presente Neto sirva para generar dos tipos de decisiones: ver si las inversiones son rentables y ver qué inversión es mejor que otra en términos absolutos. Los criterios de decisión se basan en lo siguiente:

- $VAN > 0$: la tasa de descuento elegida generará beneficios.
- $VAN = 0$: el proyecto de inversión no generará beneficios ni pérdidas, por lo que su realización resultará indiferente.
- $VAN < 0$: el proyecto de inversión generará pérdidas, por lo que deberá ser rechazado.

$$VAN = -13,2 + 85,3 + \frac{88,1}{(1 + 0,1)^2} + \frac{88,1}{(1 + 0,1)^4} + \frac{88,1}{(1 + 0,1)^6} = 254,8 \text{ kUS\$}$$

Como el valor presente neto dio a mayor a uno, quiere decir que la implementación del despliegue con una unidad de CT es rentable al cabo de 6 años.

4.2. COMPARACIÓN DE COSTOS DES DESPLIEGUE DE BES: WORKOVER CONVENCIONAL (HW) VS ZEITECS™.

Para hacer la comparación se tuvieron en cuenta costos de instalación de una BES por medio de un workover convencional utilizando un rig frente a la instalación por medio de una operación rigless utilizando la tecnología Zeitecs™ shuttle. En los incisos anteriores se presenta el análisis completo del despliegue convencional y la instalación de esta, en este inciso se va a explicar los parámetros referentes a la tecnología Zeitecs™ Shuttle (Rigless) que se necesitan tanto para su instalación y mantenimiento ya que esta tecnología se basa en ahorrar gastos por mantenimiento respecto al convencional.

4.2.1 Instalaciones del equipo Zeitecs™ para el despliegue de BES: Para esta evaluación financiera se tienen en cuenta diferentes parámetros que afectan el despliegue del equipo BES, en este caso son el aumento de costos en por la implementación del sistema Zeitecs™, el cambio de un árbol de navidad que cuesta un 60% más que uno convencional para este sistema. Los accesorios de sliding sleeve y standing valve no se tienen en cuenta para la instalación del equipo ya que la (Seal Assembly y Bypass Valve) los posee incorporados y estos valores están incluidos en el sistema Zeitecs™ el cual posee el mayor costo en toda la instalación con un valor de 300.000 dólares.⁸⁵

En la siguiente tabla se muestra detalladamente todo los parámetros que se utilizaron para la implementación de este sistema pero cabe resaltar que los más significativos son el cambio de tubería ya que esta pasa de 3 ½" a una tubería de 5 ½" esto lleva a un aumento en el costo de la implementación con un diferencial de costo de 27.788 dólares, el sistema Zeitecs™ que ya se habló de su valor y el cambio de cabeza de pozo con un valor diferencial de 30.000 dólares.

⁸⁵ (GARCIA CAVIEDES & MORENO ENCISO, 2019) op.cit p.107

Tabla 30. Costos Instalación De BES Implementando La Tecnología Zeitecs™

COSTOS INSTALACIÓN DE BES IMPLEMENTANDO LA TECNOLOGÍA ZEITECS™													
	Descripción			Unidad	Cantidad	US\$/ unidad	Costo	Impuesto	Costo Impuesto	Costo con IVA	Total		
COSTO DEL HW	COSTO DE LOS SERVICIOS DEL HW	Fluidos de control	Aldacide G	5 gal/drum	1	82	82	19%	15,6	98	59823	788134	
			Baracor 100	55 gal/drum	2	510	1020	19%	193,8	1214			
			KCL	55 kg/sx	50	30	1500	19%	285,0	1785			
		Wireline. Fondo con unidad de wireline de ECP			Días	0,16	3416	546,56	19%	103,8			650
		Company Man			Días	5,0	600	3000	19%	570,0			3570
		Movilización de la unidad HW			Días	1,0	7700	7700	19%	1463,0			9163
		Well Pulling- Operation day Rig 24			Días	5	7790	38950	1,5%	592,0			39542
		Well service - tubular inspection Magnetic particles inspection - 3 1/2"			Junta	112	5,95	666,4	1,6%	10,7			677
		Pick up			Días	5	90	450	19%	85,5			536
		Tank car			Días	5	435	2175	19%	413,3			2588
	COSTO DEL HARDWARE	Costo del Equipo BES		Unidad	1	103710,83	103710,83	19%	19705,06	123416	728311		
		Operation Maintenance Pump - Equipo de Fondo y superficie. Equipo ESP		Unidad	1	3000	3000	19%	570,00	3570			
		Operation Maintenance Pump - Wellhead. Inspección o reparación cabezal ESP		Unidad	1	1500	1500	19%	285,00	1785			
		Sistema Zeitecs™ ^{B6}		Unidad	1	300000	30000	19%	57000	357000			
		Costo del Tubing 5 1/2"		Junta	112	405	45360	19%	8618	53879			
		Transporte para movilización independence (10+ Km)		Unidad	1	7000	7000	19%	1330,00	8330			
		Cabezal del pozo, Servicio de spooler, Técnico instalador & SDT.		Unidad	1	80000	80000	19%	15200	59500			
		VSD	Box, Junction NEMA 4 x 3KVA SST	Unidad	1	1525	1525	19%	290	1814			
			VDS, Vector Model 145 3R 6P 720-000-001*	Unidad	1	50134	50134	19%	9525	59659			
			XFRM 150 KVA VSD 480:800- 2700	Unidad	1	19797	19797	19%	3761	23558			
	COSTO DE PRODUCCIÓN DIFERIDA	Tiempo del fallo e inicio de operación HW		Días	2,5						49249,2		
		Duración de operación de HW		Días	5								
		Tasa o caudal de aceite		bbl	104								
		Tiempo para armar y desarmar		Días									
		Valor del Barril de petróleo		US\$			63,14						
TOTAL											837383		

Fuente: Autores

⁸⁶ (GARCIA CAVIEDES & MORENO ENCISO, 2019) op.cit p.107

4.2.2 Mantenimiento del equipo BES: En el mantenimiento del equipo BES es donde más se ve la utilidad y el ahorro económico de la implementación de esta tecnología, ya que esta no necesita realizar un trabajo de HW tradicional si no se puede realizar mediante una unidad de coiled tubing y sin necesidad de sacar toda la tubería, también cabe aclarar que no es necesario sacar el cable ya que este va incorporado con las partes semipermanentes (Tubing), solo si es necesario se sacara el cable estimando un tiempo de vida útil del mismo.

En el mantenimiento realizado por medio del HW, se va a suponer que el 10% de las juntas del tubing de producción deben ser cambiadas debido a que no se encuentran en buen estado en cambio mediante la tecnología Zeitecs™ (Rigless) no es necesario ya que se realiza la intervención mediante Coiled tubing y como se aclaró no se saca la tubería, teniendo en cuenta este parámetro la intervención con HW aumentara sus costos con un valor de 2.806 dólares este valor lo podemos observar en la tabla.

En la siguiente tabla se presenta lo dicho anteriormente y también el tiempo que se tardara en realizar esta intervención, que es de 1.5 días mientras que con una unidad de mantenimiento convencional tiene un tiempo de 7.5 días, esto lleva a que se presente una mayor producción perdida con respecto a la unidad convencional, el diferencial de costo de producción perdida es de 37758 dólares a favor de la tecnología Zeitecs™.

Tabla 31. Costos De Mantenimiento De La BES Utilizando Zeitecs™

COSTOS DE MANTENIMIENTO DE LA BES UTILIZANDO UNA UNIDAD DE ZEITECS™											
	Descripción		Unidad	Cantidad	Costo US\$/unidad	Costo US\$	Impuesto	Costo Impuesto	Costo con IVA	Total	
COSTO CT	COSTO SERVICIOS CT	Movilización de la unidad de CT	Operación	1,0	5000	5000	19%	950,0	5950	27493	150908
		Costo de operación de la unidad CT 2"	Días	1	16165	16165	19%	3071,4	19236		
		Alquiler de Sistema de Iluminación	Días	1	300	300	19%	57,0	357		
		Tarifa de Personal operativo CT.	Días	1	1638	1638	19%	311,2	1949		
	COSTO DEL HARDWARE CT	Costo del Equipo BES	Unidad	1	76061	76061	19%	14452	123416	90512	
	COSTO DE PRODUCCIÓN PERDIDA	Tiempo del fallo e inicio de operación CT	Días	0,5						11491	
		Duración de operación de CT	Días	1	4320						
		Tasa o caudal de aceite	bbl	104							
		Tiempo para armar y desarmar	Días	0,25							
		Valor del Barril de petróleo	US\$			63,14					
TOTAL										129496	

Fuente: Autores

4.2.3 Análisis económico del flujo de caja de Zeitecs™: Para realizar el flujo de caja se tuvieron en cuenta se tuvieron en cuenta los egresos, es decir el dinero que se gastó de más con la unidad de Zeitecs™ para su implementación, y los ingresos es el dinero que se gastó de más con la unidad de HW. Además de eso se tuvo en cuenta la producción diferida, con una diferencia de 6 días de producción perdida debido a la diferencia en la duración con cada una de las operaciones en este caso se ve reflejado en el mantenimiento de la bomba BES.

Para este flujo de caja se realizaron mantenimientos de la bomba cada 2 años ya que es el tiempo promedio en el que se le hace esta intervención tanto para la bomba como para la Seal Assembly y Bypass Valve que hace parte de ella.

Para cada mantenimiento se tiene un se tiene un ahorro de 119.482 dólares a favor de la tecnología Zeitecs™

Estos ahorros se ven reflejados en:

- El diferencial de costos de servicios entre la unidad de HW y tecnología Zeitecs™. El ahorro es de 32330\$.
- El diferencial de costos hardware HW y Zeitecs™ (sin cable). No se tiene en cuenta el valor del cable ya que en el mantenimiento mediante Zeitecs™ no se realiza cambio de él. Este ahorro es de 49395 dólares.

También se presentan ahorros en todos los años de mantenimiento que son 2, 4 y 6 años. Con un diferencial de 6 días de producción, con una producción neta de petróleo de 104 bbl/día y con un precio del barril de petróleo de 63 US\$, estos valores están implícitos en el flujo de caja, en los parámetros del costo total del mantenimiento serian un ahorro a favor de Zeitecs™ por gastar menos tiempo en la extracción de la bomba.

Tabla 32. Flujo de caja para Zeitecs™

Flujo de caja de Zeitecs™							
Años	Unidades	1	2	3	4	5	6
Zeitecs™							
Valor	US\$	837383	129496		129496		129496
HW Convencional							
Valor	US\$	416893	248978		248978		248978
Total	US\$	-420490	119482		119482		119482
Total acumulado	US\$	-420490	-301008	-301008	-181525	-181525	-62043

Fuente: Autores

4.2.4 Valor presente neto para la tecnología Zeitecs™

$$VAN = -420 + \frac{119,5}{(1+0,1)^2} + \frac{119,5}{(1+0,1)^4} + \frac{119,5}{(1+0,1)^6} = -172,7 \text{ kUS\$}$$

$VAN < 0$: el proyecto de inversión generará pérdidas, por lo que deberá ser rechazado y no debe ser implementado para este escenario.

4.3. ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LIMPIEZA DE ARENA

Se describirá detalladamente la inversión y los costos que conllevan realizar un trabajo de limpieza de arena con la tecnología Rigless.

También se realizará una comparación de costos de los: métodos convencionales vs la tecnología Rigless donde podemos determinar si se genera un beneficio o no con la implementación de dicha tecnología en los trabajos mencionados anteriormente.

4.3.1 Costos de limpieza de arena: Para realizar este análisis se hace una comparación de métodos convencionales Vs el Rigless, teniendo en cuenta tanto los fluidos con los que se realizan la limpieza, como el personal que realiza la misma. El factor que más influye para determinar cuál de los dos métodos es el más apropiado para este trabajo de pozo es la producción perdida debido al tiempo que se demora en ejecutar dicho trabajo.

Se plantearon dos escenarios ya que se realizó el análisis técnico-económico para dos pozos, los cuales poseen la misma configuración de completamiento y su principal diferencia es la profundidad.

En las siguientes tablas se muestran los costos tanto del método convencional como el de la tecnología Rigless en este caso el Coiled Tubing.

Tabla 33. Análisis De Costos De Limpieza De Arena Convencional Pozo 1113D.

ÍTEMS									
	Descripción		Unidad	Tiempo días/ cantidad	Costo US\$/ unidad	Costo US\$	Impuesto	Costo Impuesto	Costo con IVA
COSTO DEL SERVICIO HW	Movilización de la unidad HW		Días	0,5	7700	3850	19%	731,5	4582
	Costo de la unidad HW	Company Man	Días	3,0	600	1800	19%	342	2142
		Well Pulling- Operation day Rig 3	Días	3	6800	20400	1%	265,2	20665
	Fluidos de limpieza		Bbl	104	163	16952	19%	3220,88	20173
	Duración de la unidad		Días	3					
COSTO DEL HARDWARE HW	Costo del Tubing		Junta	136	196,5	26724	19%	5077,56	31802
	Transporte para movilización del equipo (0-5 Km)		Unidad	1	6000	6000	19%	1140	7140
COSTO DE PRODUCCIÓN PERDIDA	Duración de operación de HW		Días	0,83	4320				
	Tasa o caudal de aceite		Bbl	52					
	Tiempo para armar y desarmar		Días	0,33					
	Valor del Barril de petróleo (27/09/2019)		U\$/bbl	1	63	63			63
TOTAL									90325

COSTO DEL HW (US\$)	47562
COSTO DEL HARDWARE (US\$)	38942
COSTO DE PRODUCCIÓN PERDIDA (US\$)	3822
TOTAL (US\$)	90325

Fuente: Autores

Tabla 34. Análisis De Costos De La Tecnología Rigless (Coiled Tubing) Del Pozo 1113D

Ítems								
	Descripción	Unidad	Cantidad	Costo US\$/unidad	Costo US\$	Impuesto	Costo Impuesto	Costo con IVA
COSTO DEL SERVICIO CT	Movilización de la unidad de CT	Operación	1,0	7654	7654	19%	1454,26	9108
	Costo de operación de la unidad CT 1,5"	Días	3	10648	31944	19%	6069,36	38013
	Alquiler de Sistema de Iluminación	Días	3	300	900	19%	171	1071
	Tarifa de Personal operativo - CT.	Días	3	1500	4500	19%	855	5355
	Operador actividades distintas a la operación principal	Días	3	1500	4500	19%	855	5355
	Ayudante actividades distintas a la operación principal	Días	3	1500	4500	19%	855	5355
COSTO DEL HARDWARE	Cargo por profundidad CT hasta 1.5"	ft	4077	0,72	2935,44	19%	557,7336	3493
	Movilización Unidad de Bombeo y Almacenamiento de Nitrógeno	Días	1	2000	2000	19%	380	2380
	Agente gelificante	Lb	160	9,6	1536	19%	291,84	1828
	Nitrógeno liquido	Gal	3420	2,12	7250,4	19%	1377,576	8628
	Operación Unidad de Bombeo	Días	0,208333333	6000	1250	19%	237,5	1488
COSTO DE PRODUCCIÓN PERDIDA	Duración de operación de CT	Días	0,25	4320	1080	19%	205,2	1285
	Tasa o caudal de aceite	bbl	52					
	Tiempo para armar y desarmar	Días	0,166666667					
	Valor del Barril de petróleo	U\$/Bbl	1	63	63			63

COSTO DEL CT (US\$)	64258
COSTO DEL HARDWARE (US\$)	17816

COSTO DE PRODUCCIÓN PERDIDA (US\$)	1365
TOTAL (US\$)	83439

Tabla 35. Análisis De Costos De Limpieza De Arena Convencional Pozo 1402D.

ÍTEMS									
	Descripción		Unida d	Tiempo días/ cantidad	Costo US\$/unida d	Costo US\$	Impuest o	Costo Impuesto	Costo con IVA
COSTO DEL SERVICIO HW	Movilización de la unidad HW		Días	0,5	7700	3850	19%	731,5	4582
	Costo de la unidad HW	Company Man	Días	3,0	600	1800	19%	342	2142
		Well Pulling- Operation day Rig 3	Días	3	6800	20400	1%	265,2	20665
	Fluidos de limpieza		Bbl	104	163	16952	19%	3220,88	20173
	Duración de la unidad		Días	3					
COSTO DEL HARDWARE	Costo del Tubing		Junta	173	196,5	33994,5	19%	6458,955	40453
	Transporte para movilización independiente (0-5 Km)		Unida d	1	6000	6000	19%	1140	7140
COSTO DE PRODUCCIÓN N PERDIDA	Duración de operación de HW		Días	1,125	4320				
	Tasa o caudal de aceite		Bbl	61					
	Tiempo para armar y desarmar		Días	0,333333333					
	Valor del Barril de petróleo		U\$/bbl	1	63	63			63

COSTO DEL HW (US\$)	47562
COSTO DEL HARDWARE (US\$)	47593
COSTO DE PRODUCCIÓN PERDIDA (US\$)	5604
TOTAL (US\$)	100759

Tabla 36. Análisis De Costos De La Tecnología Rigless (Coiled Tubing) Del Pozo 1402D

Ítems								
	Descripción	Unidad	Cantidad	Costo US\$/unidad	Costo US\$	Impuesto	Costo Impuesto	Costo con IVA
COSTO DEL SERVICIO CT	Movilización de la unidad de CT	Operación	1,0	7654	7654	19%	1454,26	9108
	Costo de operación de la unidad CT 1,5"	Días	3	10648	31944	19%	6069,36	38013
	Alquiler de Sistema de Iluminación	Días	3	300	900	19%	171	1071
	Tarifa de Personal operativo - CT.	Días	3	1500	4500	19%	855	5355
	Operador actividades distintas a la operación principal	Días	3	1500	4500	19%	855	5355
	Ayudante actividades distintas a la operación principal	Días	3	1500	4500	19%	855	5355
COSTO DEL HARDWARE	Cargo por profundidad CT hasta 1.5"	ft	5066	0,72	3647,52	19%	693,0288	4341
	Movilización Unidad de Bombeo y Almacenamiento de Nitrógeno	Día	1	2000	2000	19%	380	2380
	Agente gelificante	Lb	160	9,6	1536	19%	291,84	1828
	Nitrógeno liquido	Gal	3420	2,12	7250,4	19%	1377,576	8628
	Operación Unidad de Bombeo	Día	0,25	6000	1500	19%	285	1785
COSTO DE PRODUCCIÓN PERDIDA	Duración de operación de CT	Días	0,25	4320	1080	19%	205,2	1285
	Tasa o caudal de aceite	Bbl	62					
	Tiempo para armar y desarmar	Días	0,166666667					
	Valor del Barril de petróleo	Bbl	1	63	63			63

COSTO DEL CT (US\$)	64258
COSTO DEL HARDWARE (US\$)	18961
COSTO DE PRODUCCIÓN PERDIDA(US\$)	1627
TOTAL (US\$)	84846

Las tablas anteriores se muestran los resultados de los costos para realizar el trabajo correspondiente a cada pozo y con los datos obtenidos podemos establecer tiempo de retorno de la inversión con el valor del precio actual del crudo, el cual es 63 US\$, en las siguientes tablas se evidencian estos resultados.

Tabla 37.Resultados Pozos 1113D y 1402D

limpieza convencional pozo 1113D	
Valor del servicio U\$\$	90325
Precio del barril U\$\$	63
Barriles	1433
Producción por día	93
Días que se paga el servicio	15

limpieza Rigless (coiled tubing) 1113D	
Valor del servicio U\$\$	83439
Precio del barril U\$\$	63
Barriles	1324
Producción por día	93
Días que se paga el servicio	14

Limpieza convencional pozo 1113D	
Valor del servicio U\$\$	100759
Precio del barril U\$\$	63
Barriles	1599
Producción por día	109
Días que se paga el servicio	14

Limpieza Rigless (coiled tubing) pozo 1402D	
Valor del servicio U\$\$	84846
Precio del barril U\$\$	63
Barriles	1346
Producción por día	109
Días que se paga el servicio	12

Fuente: Autores

Tabla 38. Flujo De Caja Pozo 1113

Años	Unidades	1	2	3	4	5	6
Control de arena con CT							
Valor Servicio CT	US\$	64258	64258		64258		64258
Valor Hardware CT	US\$	17816	17816		17816		17816
Valor Producción CT	US\$	1365	1365		1365		1365
Ingresos	US\$	83439	83439	0	83439	0	83439
Ingresos Acumulados	US\$	83439	166878	166878	250317	250317	333756

Control de arena con HW							
Valor Servicio HW	US\$	47562	47562		47562		47562
Valor Hardware HW	US\$	38942	38942		38942		38942
Valor Producción HW	US\$	3822	3822		3822		3822
Ingresos	US\$	90325	90325	0	90325	0	90325
Ingresos Acumulados	US\$	90325	180650	180650	270975	270975	361301
Flujo Total	US\$	6886	6886	0	6886	0	6886
Flujo Acumulado	US\$	6886	13772	13772	20658	20658	27544

Fuente: Autores

Tabla 39. Flujo De Caja Pozo 1402

Años	Unidades	1	2	3	4	5	6
Control de arena con CT							
Valor Servicio CT	US\$	64258	64258		64258		64258
Valor Hardware CT	US\$	18961	17816		17816		17816
Valor Producción CT	US\$	1628	1365		1365		1365
Ingresos	US\$	84846	83439	0	83439	0	83439
Ingresos Acumulados	US\$	84846	168286	168286	251725	251725	335164
Control de arena con HW							
Valor Servicio HW	US\$	47562	47562		47562		47562
Valor Hardware HW	US\$	47593	47593		47593		47593
Valor Producción HW	US\$	5604	5604		5604		5604
Ingresos	US\$	100759	100759	0	100759	0	100759
Ingresos Acumulados	US\$	100759	201519	201519	302278	302278	403038
Flujo Total	US\$	15913	17320	0	17320	0	17320
Flujo Acumulado	US\$	15913	33233	33233	50554	50554	67874

Fuente: Autores

5. CONCLUSIONES

- En un despliegue de un sistema BES con un equipo de workover convencional, se evidencia que uno de los problemas más significativos es el tiempo que puede tardar la unidad en llegar al campo. Esto se debe a que puede tener una disponibilidad limitada, ya sea porque puede estar ocupada con otras operaciones como la perforación de un pozo, o que la unidad no se encuentra en el campo. Esto resalta la importancia de tecnologías rigless, ya que la logística de transporte es mucho más eficiente.
- Para los casos analizados, la disponibilidad de un rig de workover convencional se hace importante frente a la de una unidad de coiled tubing, ya que mientras la primera se puede tardar hasta 2.5 días en llegar al campo desde el fallo de la BES, la unidad de CT puede tardar hasta 0,5 días. Esto sumado al tiempo de operación de cada una de las dos unidades, se obtiene una diferencia operacional de 6 días a favor del despliegue con la unidad CT, como se observó en el pozo 1465 del campo Casabe de Ecopetrol S.A. Estos días de diferencia se vuelven un factor importante cuando se evalúan los costos de producción diferida, ya que como se observó en los costos de instalación del sistema BES por medio de un workover convencional frente a una instalación con CT, la producción diferida tuvo un porcentaje del 53% de estos costos.
- Para la implementación de la tecnología REDA Coil® de la empresa Schlumberger⁸⁷ se debe tener en cuenta que es compatible con bombas series G, S y H. por lo que es importante tener en cuenta para su diseño la curva de IPR del pozo, para observar si está en el rango de operación de la bomba.

⁸⁷ (SCHLUMBERGER LIMITED, 2013)

- Como se observó en el análisis económico, la producción diferida es un factor que influye en gran medida en la rentabilidad del uso de una tecnología rigless en un pozo, por lo que es importante tener en cuenta el caudal neto de producción de petróleo y el precio del barril de petróleo, ya que estos dos factores influyen directamente en la producción diferida, por lo que si un pozo presenta un caudal neto de aceite muy bajo o los precios del barril de crudo se encuentran muy bajos, la implementación de una tecnología rigless se vuelve inviable económicamente, debido a esto, se puede concluir que es bueno tener precios de barriles altos y caudales de producción altos para la implementación de la tecnología.
- Para el pozo 1465 con una producción de 104 BOPD y un precio de barril de petróleo de 63 US\$, se generan ingresos por 6552 US\$PD. Con los costos de instalación del sistema BES con un workover convencional (416894 US\$), quiere decir que la instalación se paga en 63 días. Mientras que el costo de instalación con la unidad de CT (346283 US\$), se paga en 53 días, con un total de 10 días de diferencia. Para el caso del mantenimiento del sistema BES con la unidad de workover convencional (248979 US\$), esta se paga en 38 días. Mientras que el mantenimiento con la unidad de CT (162400 US\$) se paga en 25 días, con un total de 13 días de diferencia. Se puede concluir que, en ambos casos, es decir instalación y mantenimiento se pagan más rápido por medio de un despliegue de CT. También se evidencia que estas operaciones serán más rentables y se pagarán más rápido, entre mayor sea el caudal de producción y mayor sea el precio del barril de petróleo.
- En el sistema Reda Coil⁸⁸ el uso de un árbol de Navidad horizontal permite ejecutar y recuperar la BES directamente a través de la cabeza del pozo sin quitar el árbol o las líneas de flujo. Además, la configuración del sistema BES

⁸⁸ (SCHLUMBERGER LIMITED, 2013) op.cit p.2

es diferente a la de un sistema convencional debido a que el motor se encuentra ubicado encima de la bomba, mientras que en los sistemas convencionales el motor se encuentra debajo del sistema de la bomba. Es por esto por lo que los fluidos se producen por el espacio anular ya sea entre el coiled tubing y la tubería de producción, o por el espacio anular entre el coiled tubing y el casing del pozo, cuando no hay tubería de producción.

- Debido a que los costos de instalación y mantenimiento del sistema BES en el pozo 1465 de Ecopetrol S.A. fueron menores que con los costos con una unidad de workover, y debido al resultado positivo del valor del VPN, se puede concluir que es económicamente rentable implementar esta tecnología rigless en este pozo y probablemente en otros pozos de ese campo con características de producción y configuración similares.
- En los análisis financieros se evidencia la economía y eficiencia de los servicios prestados por una tecnología Rigless en este caso el Coiled Tubing, comparado con una unidad convencional. Esto se refleja en el tiempo de retorno de la inversión ya que es de 14 días para el pozo 1113D y de 12 días para el 1402D, mientras que con una unidad convencional es de 15 y 14 (días) respectivamente.
- Técnicamente, los métodos de limpieza convencionales que se mencionan en el capítulo 3 se efectúan de una manera correcta y apropiada para cada pozo, pero en estos dos escenarios el método utilizado es el de circulación ya que en el campo se ha venido realizando este servicio. Igualmente, la tecnología Rigless aplicada en este caso el Coiled Tubing también cumple técnicamente con este trabajo debido a que no presenta ninguna desviación significativa la cual conduciría a deficiencias operacionales como por ejemplo el pandeó de la misma.

- Los diferentes diámetros que posee la tecnología de Coiled Tubing (Rigless), permiten realizar trabajos a través de herramientas de producción, pero en este caso no se podía debido a que el sistema de levantamiento artificial (PCP) posee un pin de paro en el estator que no permite pasar la herramienta a través de ella.
- El sistema Zeitecs™ de la empresa Schlumberger es una tecnología rigless que permite ahorrar costos en el mantenimiento de la bomba, utilizando una unidad de CT en vez de una unidad de workover.
- Uno de los parámetros para tener en cuenta para realizar la implementación de la tecnología Zeitecs™ de la empresa Schlumberger es el caudal neto de producción de aceite del pozo debido a que este se ve reflejado directamente en la producción diferida. Esto puede hacer que no sea rentable la implementación de dicha tecnología porque como la producción de aceite es tan baja, que hace que la producción diferida sea despreciable frente al despliegue con una unidad de workover convencional.
- Uno de los ahorros que se presentan en la implementación de la tecnología Zeitecs™ de la empresa Schlumberger, es en los costos de mantenimiento del sistema BES ya que el cable de alimentación BES no debe ser cambiado porque como tiene una vida útil mayor que los otros componentes de la BES se deja anclado a la docking station y será cambiado con un workover convencional cuando este falle.

6. RECOMENDACIONES

Se recomienda analizar la metodología propuesta en este trabajo en los siguientes casos:

- Pozos con diferentes arquitecturas a las del pozo 1465 ya que dependiendo de la misma puede ser imposible el despliegue de un sistema BES con alguna de las tecnologías Rigless, como también puede aumentar sus costos.
- Campos con una ubicación geográfica diferentes debido a que los costos de la unidad de workover sean más baratos o donde la unidad workover se demore menos tiempo en llegar o ya esté disponible, con el fin de saber si es rentable la implementación de un despliegue con coiled tubing para un sistema BES en dicho caso.
- Implementar el despliegue por medio de una unidad de workover convencional, solo cuando el estudio de rentabilidad económica demuestre que el despliegue con unidad de CT para instalar un sistema BES no es rentable.

BIBLIOGRAFÍA

BAKER HUGHES CENTRILIFT. (n.d.). THE 9 STEP. 31.

BESPALOV, E. (2016). RIGLESS ESP TECHNOLOGY: WELL CONTROL AND COMPLETION CONSIDERATIONS. *SPE*, 14.

CANNY, S., & HAY, C. (2017, MARZO 31). WELL CONSTRUCTION AND DECONSTRUCTION OPERATIONS UTILISING A RIGLESS PULLING AND JACKING UNIT. *OFFSHORE MEDITERRANEAN CONFERENCE*, 14.

CASTRO, P., & CASTRO, M. (2017). *EVALUACIÓN TÉCNICA FINANCIERA DE ALTERNATIVAS PARA EL AUMENTO DE LA VIDA ÚTIL DEL EQUIPO CHOKE MANIFOLD DURANTE LA OPERACIÓN DE LIMPIEZA DE ARENAS CON COILED TUBING EN EL POZO INYECTOR X1 DEL CAMPO CORCEL*. FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA, BOGOTÁ.

ECOPETROL S.A.. (n.d.).

ECOPETROL S.A.. (n.d.). *DOCUMENTO CONFIDENCIAL DE ECOPETROL S.A.*. Retrieved 2018, from <https://www.ecopetrol.com.co>

FILIZZOLA, P. (2013). *ANÁLISIS PROBABILÍSTICO DE LOS TIEMPOS DE OPERACIÓN DE LOS EQUIPOS DE WORKOVER Y VARILLEO DEL CAMPO CASABE PARA OPTIMIZAR EL FACTOR DE SERVICIO UTILIZANDO LA HERRAMIENTA OPENWELLS*. SANTANDER, BUCARAMANGA.

FUENTES, E., & ORTIZ, G. (2014). *DESARROLLO DE LA TECNOLOGÍA DE TUBERÍA FLEXIBLE Y SUS VENTAJAS OPERACIONALES EN POZOS PETROLEROS*. CIUDAD DE MÉXICO.D.F, MÉXICO .

GARCIA CAVIEDES, I. F., & MORENO ENCISO, C. A. (2019). *ANALIZAR TÉCNICA Y FINANCIERAMENTE LA TECNOLOGÍA RIGLESS PARA INTERVENCION A POZO CON EQUIPO ELECTRO SUMERGIBLE INSTALADO*. BOGOTA.

GARCIA, F., & MORENO, C. (2019). *ANALIZAR TÉCNICA Y FINANCIERAMENTE LA TECNOLOGÍA RIGLESS PARA INTERVENCION A POZO CON EQUIPO ELECTRO SUMERGIBLE INSTALADO*. Bogota.

GENERAL ELECTRIC. (n.d.). *PRODUCT SOLUTIONS EPS PRODUCT LINE CATALOG*. OKLAHOMA.

GIL GODOY, B. L., & MOLINA ANAVE, L. C. (2013). *EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA DE LAS OPERACIONES RIGLESS CON WIRELINE DE REGISTROS Y CAÑONEO EN EL CAMPO CASABE DE ECOPETROL S.A.*. BUCARAMANGA: UIS.

GOÑAS AGUILAR, H. M. (1995). *LA TECNOLOGÍA DEL COILED TUBING APLICADA EN LOS CAMPOS DEL NORESTE PERUANO*. LIMA, PERÚ.

KHURANA, S., DEWALT, B., & HEADWORTH, C. (2003). *WELL INTERVENTION USING RIGLESS TECHNIQUES. OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE*. OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, HOUSTON.

KISSPNG. (n.d.). *KISSPNG*. Retrieved 2018, from <https://es.kisspng.com/kisspng-jd9zre/>

LIMAR OIL TOOLS. (n.d.). *LIMAR OIL TOOLS*. Retrieved 2018, from <https://www.limaroiltools.com/coiled-tubing/motorhead-assembly-mha>

MALONE, D., OLABINJO, L., VIERKANDT, S., & PATTERSON, J. (2017, ABRIL 28). COMPARATIVE PROJECT ECONOMICS: WIRELINE RETRIEVABLE ESP WRESP VS CONVENTIONAL ESP SYSTEMS. *SPE*, 26.

MARK, A., & STEWART, L. (2014). MANEJO DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA. ACTUALIZACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE TUBERÍA FLEXIBLE. SIMULACIÓN DE LA ACIDIFICACIÓN DE LA MATRIZ. *OILFIELD REVIEW*, 82.

MEJIA, L. (2013). *ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA BOMBA ELÉCTRICA CON TECNOLOGÍA ZEITECS EN EL ACTIVO CUYABENO*. Quito.

PEMEX. (n.d.). "TRABAJOS INTEGRALES DE FLUIDOS DE CONTROL, SEPARACIÓN DE SÓLIDOS Y MANEJO DE RESIDUOS PARA SER UTILIZADOS EN POZOS PETROLEROS DEL ACTIVO INTEGRAL BURGOS DE LA DIVISIÓN NORTE".

PESÁNTEZ RIVADENEIRA, B. S. (2016). *ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ELECTROSUMERGIBLE PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN EN 8 POZOS DEL CAMPO SACHA, ENERO 2016*. QUITO, ECUADOR.

RAJAB MOHAMMED, K., MASSACESE MONTOYA, A., GOLDSCHILD, E., PERRIN, P., BETRIA FERNANDEZ, J., & CAILLET, L. (2018, MARZO 12). EVALUATING EXPLORATORY WELL: COMPARISON OF RIG OR RIG LESS TESTING. *SPE*, 9.

RAMÍREZ, M. (2004). *BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE: ANÁLISIS, DISEÑO, OPTIMIZACIÓN Y TROUBLE SHOOTING*. MONAGAS, VENEZUELA.

RANKIA. (n.d.). *RANKIA*. Retrieved OCTUBRE 2 , 2019, from <https://www.rankia.cl/blog/analisis-ipsa/3892041-como-calcular-valor-presente-neto-ejemplos>

SALAZAR, J. (2014). *ESTUDIO TÉCNICO – ECONÓMICO PARA LAS COMPLETACIONES CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE MEDIANTE EL SISTEMA ZEITECS EN POZOS DEL ORIENTE ECUATORIANO*. QUITO.

SCHLUMBERGER. (2017). *ARTIFICIAL LIFT REDA ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP SYSTEMS*. HOUSTON, TEXAS.

SCHLUMBERGER. (2017). *ARTIFICIAL LIFT SOLUTIONS CATALOG*. TEXAS, HOUSTON.

SCHLUMBERGER. (2019, OCTUBRE 5). *OILFIELD GLOSSARY PRESIÓN DE COLAPSO*. Retrieved from https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/collapse_pressure.aspx

SCHLUMBERGER. (2019, OCTUBRE 5). *OILFIELD GLOSSARY PRESIÓN DE ESTALLIDO (O EXPLOSIÓN) DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO*. Retrieved from https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/c/casing_burst_pressure.aspx

SCHLUMBERGER. (2019). *PÁGINA OFICIAL DE SCHLUMBERGER*. Retrieved from PÁGINA OFICIAL DE SCHLUMBERGER: <https://www.slb.com/completions/artificial-lift/electrical-submersible-pumps/electrical-submersible-pump-systems/zeitecs-shuttle-rigless-esp-replacement-system>

SCHLUMBERGER LIMITED. (2013). REDA COIL COILED TUBING-DEPLOYED ESP SYSTEM. (13-AL-0005), 5.

SCHLUMBERGER LIMITED. (2015). BOTTOM INTAKE PROTECTOR. (15-AL-65664), 1.

SCHLUMBERGER LIMITED. (2015). COILED TUBING ESP CABLE. (15-AL-67575), 1.

SCHLUMBERGER LIMITED. (2015). DISCHARGE HEAD. (15-AL-67755), 1.

SCHLUMBERGER LIMITED. (2015). SCHLUMBERGER LOWER CONNECTOR. (15-AL-67665), 1.

SCHLUMBERGER LIMITED. (2015). SHROUDED INTAKE AND THRUST CHAMBER. (15-AL-65658), 1.

SZEMAT, V., D, D., & M. L, P. (2012, MAYO 14). ESP RETRIEVABLE TECHNOLOGY: A SOLUTION TO ENHANCE ESP PRODUCTION WHILE MINIMIZING COSTS. *SPE INTERNATIONAL PRODUCTION AND OPERATIONS CONFERENCE*, 14.

THRUTUBING. (n.d.). *THRUTUBING SOLUTIONS*. Retrieved 2018, from <http://www.thrutubing.com/ProductDetailS.A.spx?ProductId=48>

XIAO, J., ROTH, B., & LASTRA, R. (2017). WELL CONTROL STRATEGY FOR ESP RIGLESS DEPLOYMENT WITH POWER CABLE. *SPE*, 13.

ANEXOS

ANEXO A CONDICIONES DEL CAMPO, POZOS Y ESTADOS MECÁNICOS DE LOS POZOS A TRATAR

Reporte de completamiento CBE-1113 y pozo CBE-1402

Datos Técnicos Del Campo Casabe De Ecopetrol S.A.

Profundidad Promedio (pies)	3500 /4200/5100
Espesor total (prom pies TVT)	500 /300/200
Espesor neto petrolífero (Prom. pies TVT)	200/100/60
Temperatura del Yacimiento (F)	116/125/134
Presión Inicial de Yacimiento (psi)	1500/1950/2300
Mecanismo primario de producción	Gas en solución/ Acuífero débil

Fuente: ECOPETROL S.A.. (n.d.). *DOCUMENTO CONFIDENCIAL DE ECOPETROL S.A.*. Retrieved 2018, from <https://www.ecopetrol.com.co>

En las siguientes figuras se muestran la información general de los pozos con sus estados mecánicos respectivamente, ya que es uno de los primeros pasos para poder establecer que tecnología aplicar si es técnicamente viable, en este caso esta información se necesita para la implementación de una limpieza de solidos mediante coiled tubing

Información General Sobre El Pozo A (CBE-1113)

INFORMACION GENERAL							
COMPAÑIA		PREPARADO POR			TELEFONO		FECHA
ECOPETROL		TDA SUPPLY & SERVICE S.A					6-May-16
POZO		CAMPO		PAIS	D/PTO.		NEW
		CASABE		COLOMBIA	ANTIOQUIA		workover
CASING	SIZE	WEIGHT	GRADE	THREAD	ID (INCH)	DEPTH	
CASING	SIZE	WEIGHT	GRADE	THREAD	ID (INCH)		
CASING	7"	29 #/ft	P-110	BTC	ID (INCH)	4074 ft	
TUBING	SIZE	WEIGHT	GRADE	THREAD	ID (INCH)	DEPTH	
	3-1/2"	9,3 #/ft	J-55	EUE	2.992	2636.94	

DESCRIPCION						
SARTA DE PRODUCCION	SUMINISTRADO POR	I.D. (")	O.D. (")	LENGHT (')	FROM (')	TO (')
MIR	XXX	XXX	XXX	18.54	0.00	18.54
1. TUBING HANGER 7-1/16" X 3-1/2" EUE	ECP	2.992	7.000	0.65	18.54	19.19
2. (86) J.TAS DE TUBING 3-1/2 EUE J55-R2	ECP	2.992	4.500	2636.94	19.19	2656.13
3. NIPPLESILLA 3-1/2" EUE (TIPO F) 2,75 PIN-PIN	ECP	2.750	4.500	1.12	2656.13	2657.25
4. PUP JOINT 3-1/2" EUE PIN-PIN DE 4" WHIT COLLAR	ECP	2.992	4.500	4.10	2657.25	2661.35
5. STATOR NOV 80-1800 OB 3-1/2" EUE BOX-BOX	ECP	XXX	4.500	39.45	2661.35	2700.80
6. PIN DE PARO DE 4" NU X 3-1/2" EUE PIN-PIN	ECP	2.992	3.750	1.25	2700.80	2702.05
7. (2)J.TAS DE TUBING 3-1/2 EUE J-55-R2	ECP	2.992	4.500	61.27	2702.05	2763.32
8. ANCLA TORQUE STOPPER TX 7-3 BOX-PIN SN:18690	ECP	2.992	5.000	1.12	2763.32	2764.44
9. COLLAR DE 3-1/2" EUE BOX-BOX	ECP	2.992	4.500	0.48	2764.44	2764.92

SARTA DE VARILLA	SUMINISTRADO POR	I.D. (")	O.D. (")	LENGHT (')	FROM (')	TO (')
UMR	XXX	XXX	XXX	8.00	0.00	8.00
10. POLISHED ROD 1-1/2" x 40" X PIN DE 1"	ECP	XXX	1.500	39.00	8.00	47.00
11. COUPLING PR 1"	ECP	XXX	2.000	0.33	47.00	47.33
12. VARILLA CONTINUA COROD SER 8.5 (USADA)	ECP	XXX	1.156	2416.00	47.33	2463.33
13. SHEAR COUPLING DE 1" x 40KLS (NUEVO)	ECP	XXX	2.000	1.10	2463.33	2464.43
14. CUELLO DE GANSO COROD SER 8.5 (USADA)	ECP	XXX	1.156	200.00	2464.43	2664.43
15. SUB COUPLING 1-1/8" X 1"	ECP	XXX	2.000	0.33	2664.43	2664.76
16. ROTOR NOV 80-1800 PIN 1-1/8" SN116922	TDA	XXX	2.000	34.85	2664.76	2699.61
SPACING (30")	XXX	XXX	XXX	2.40	2699.61	2702.01

FORMACIONES	FROM(')	TO(')	THICKNESS	SHOWS
A1	2765	2773	8	7.000
A1	2780	2788	8	4.000
A1	2792	2796	4	182.000
A1b	2978	2984	6	308.000
A1f	3292	3306	14	34.000
A1f	3340	3347	7	76.000
A1f	3423	3439	16	75.000
A1h	3514	3527	13	19.000
A2	3546	3550	4	39.000
A2	3589	3595	6	32.000
A2	3627	3638	11	6.000
A2	3644	3651	7	3.000
A2	3654	3663	9	175.000
A2i	3838	3846	8	7.000

Fuente: ECOPETROL S.A.. (n.d.). *DOCUMENTO CONFIDENCIAL DE ECOPETROL S.A.*. Retrieved 2018, from <https://www.ecopetrol.com.co>

Información General Sobre El Pozo B (CBE-1402)

INFORMACION GENERAL						
COMPAÑÍA		PREPARADO POR		TELEFONO		FECHA
ECOPETROL		TDA BARRANCA				24-mar-16
POZO		CAMPO		PAIS	D/PTO.	new
CBE 1402		CASABE		COLOMBIA	ANT	workover
CASING	SIZE	WEIGHT	GRADE	THREAD	ID (INCH)	DEPTH
CASING	SIZE	WEIGHT	GRADE	THREAD	ID (INCH)	DEPTH
	7"	29 #/ft	P-110	BTC	6,184"	5199
LINER	SIZE	WEIGHT	GRADE	THREAD	ID (INCH)	DEPTH
TUBING	SIZE	WEIGHT	GRADE	THREAD	ID (INCH)	DEPTH
	3-1/2"	9,3 lb/ft	J-55	EUE	2,992	2901,00

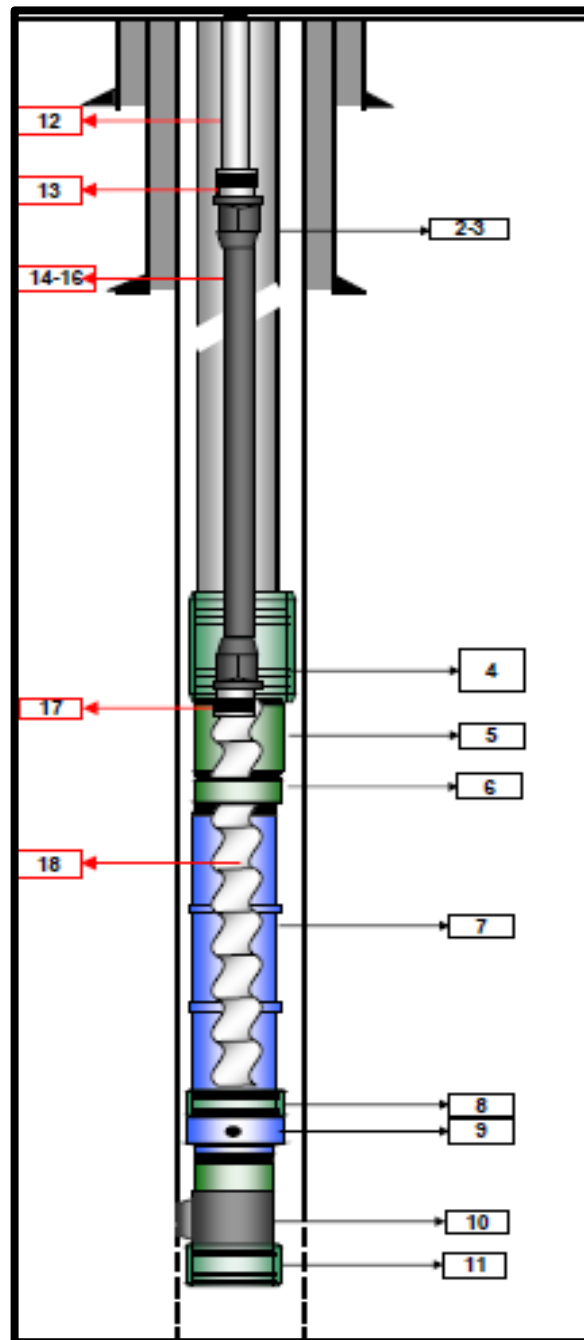
SARTA DE PRODUCCION	SUMINISTRADO POR	I.D. (")	O.D. (")	LENGHT (')	FROM (')	TO (')
EMR				18,00	0,00	18,00
1.TUBING HANGUER 3 1/2"	ECP	2,992	7,000	0,80	18,00	18,80
2. (39) JTS TUBING 3 1/2" EU J55 RANGO R1	ECP	2,992	4,500	891,55	18,80	910,35
3. (66) JTS TUBING 3 1/2" EU J55 RANGO R2	ECP	2,992	4,500	2010,41	910,35	2920,76
4. SEATING NIPPLE CUP 3-1/2" EU W/COUPLING	ECP	2,750	3,500	1,20	2920,76	2921,96
5. TUBING PUP JOINT 3 1/2" EUE X 6 FT/COPLING	TDA	2,992	4,500	6,18	2921,96	2928,14
7. STATOR NOV 27-2000 3 1/2" PIN X 3-1/2" BOX	TDA	XXX	3,500	22,97	2928,14	2951,11
8. COUPLING 3-1/2" BOX - BOX	TDA	3,500	4,500	0,48	2951,11	2951,59
9. PIN DE PARO 3-1/2" EUE PIN-PN	ECP	2,992	3,500	1,24	2951,59	2952,83
10. ANCLA TORQSTOPPER 7"	ECP	3,000	5,000	1,12	2952,83	2953,95
11. COLLAR 3-1/2"	ECP	2,992	4,500	0,48	2953,95	2954,43

SARTA DE VARILLA	SUMINISTRADO POR	I.D. (")	O.D. (")	LENGHT (')	FROM (')	TO (')
MR				10,00	0,00	10,00
12. POLISHED ROD DE 1-1/2" PIN DE 1" X 40 FT	ECP	-	1,500	39,22	10,00	49,22
13. COUPLING PR DE 1"	ECP	-	2,250	0,33	49,22	49,55
14. (1) VARILLA NORRIS 97 1 1/8"	ECP	-	1,156	25,00	49,55	74,55
14. COROD SER 6	ECP	-	1,156	2645,00	74,55	2719,55
15. SHEAR COUPLING 1X40000 LBS	ECP	-	2,250	1,10	2719,55	2720,65
16. CUELLO DE GANSO COROD SER 6	ECP	-	1,156	200,00	2720,65	2920,65
17. COUPLING 1" HS	ECP	-	2,250	0,42	2920,65	2921,07
18. ROTOR NOV 27-2000	TDA	XXX	2,050	27,52	2921,07	2948,59
ESPACIAMIENTO (36")	XXX	-	-	3,00	2948,59	2951,59

FORMACIONES	FROM (')	TO (')	THICKNESS	SHOWS
A1	2685	2692		
A1b	2698	2903		
A1c	3061	3075		
A1d	3150	3156		
A1f	3342	3350		
A2	3452	3456		
A2	3512	3521		
A2	3532	3542		
A2	3554	3564		
A2	3571	3580		
A2	3600	3607		
A2i	3647	3654		
A2i	3666	3674		
A2i	3737	3746		
A2i	3768	3779		
B1i	4570	4575		
B2	4630	4638		
B2	4659	4664		
B2	4687	4699		
B2	4742	4747		
B2	4754	4762		
B2c	4878	4898		
B2d	4984	4990		
Bd2	5053	5066		

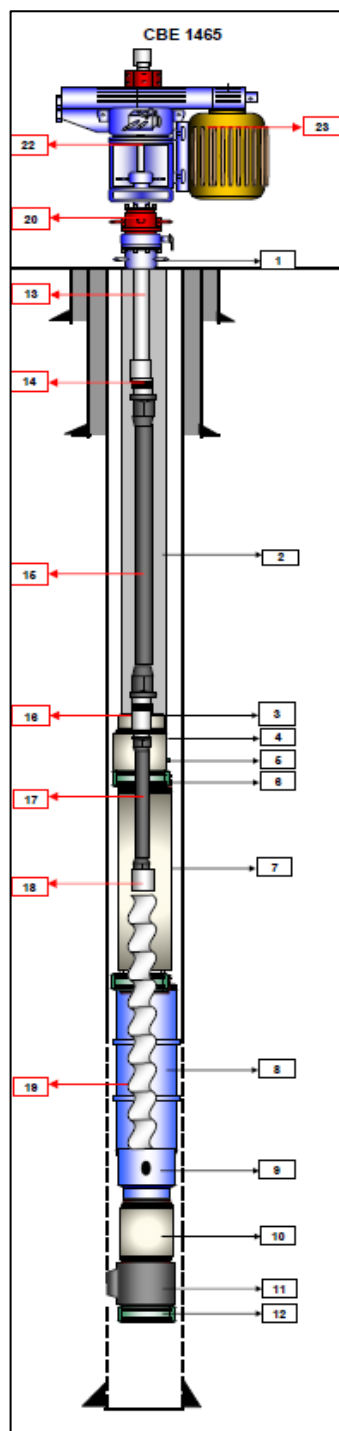
Fuente: ECOPETROL S.A.. (n.d.). *DOCUMENTO CONFIDENCIAL DE ECOPETROL S.A.*. Retrieved 2018, from <https://www.ecopetrol.com.co>

Estado Mecánico Del Pozo CBE-1402 y del pozo CBE-1113



Fuente: ECOPETROL S.A.. (n.d.). *DOCUMENTO CONFIDENCIAL DE ECOPETROL S.A.*. Retrieved 2018, from <https://www.ecopetrol.com.co>

ANEXO B. ESTADO MECÁNICO POZO 1465



INFORMACION GENERAL								
COMPAÑIA		PREPARADO POR			TELÉFONO		FECHA	
ECOPETROL		TDA SUPPLY & SERVICE					26-abr-16	
POZO		CAMPO		PAIS	DIPTO.			
CBE 1465		CASABE		COLOMBIA	ANT		workover	
CASING	SIZE	WEIGHT	GRADE	THREAD	ID (INCH)	DEPTH		
CASING	SIZE	WEIGHT	GRADE	THREAD	ID (INCH)	DEPTH		
	7	29 LB/FT	P110	BTC	6,184	4200		
TUBING	SIZE	WEIGHT	GRADE	THREAD	ID (INCH)	DEPTH		
	3-1/2"	9.3 #/ft	J-55	EUE	2,992	3021,04		
COMPLETAMIENTO EN SUPERFICIE								
DRIVE HEAD (22)			ELECTRIC MOTOR (23)			VSD		
FABRICANTE	WEATHERFORD		FABRICANTE	US MOTOR		FABRICANTE	UNICO	
S/N.	63979351		S/N.	1024984732		S/N.	10122252	
MODELO	MGX		AMPERIOS	85		MODELO	1100,00	
POLEA	144 DIENTES		POLEA	36		CORRIENTE	96	
GEAR RATIO	4,10		HP	75		HP	75	
CORREAS	2800 14MBH 55		RPM	1180		VOLTAJE	460	
(20). BOP COMPOSITE PUMPING TEE 7 1/16" X 3MIL X 3 1/8" X 3000M RAMS 1 1/2" (OLI LIF), R 31 / R45								
(21). ROTADOR DE TUBERIA								
COMPLETAMIENTO EN FONDO								
STATOR			ROTOR			PROROD		
FABRICANTE	NOV		FABRICANTE	NOV		FABRICANTE	PROROD	
MODELO	100-1800		MODELO	100-1800		DIAMETRO	1 1/8"	
S/N.	902137		S/N.	421918-3		LONGITUD	2799,43	
ELASTOMERO	OBX		SIZE	STD		GRADO	960	
CONEXIÓN	3- 1/2" EUE BOX		CONEXIÓN	1 1/8"		PESO	9KLB0	
DESCRIPCION								
SARTA DE PRODUCCION			SUMINISTRADO POR	I.D. (")	O.D. (")	LENGHT (')	FROM (')	TO (')
MR			XXX	XXX	XXX	18,50	0,00	18,50
1. HANGER 7-1/16" X 3-1/2" EUE			ECP	2,992	7,063	0,86	18,50	19,36
2. (99) TUBING JOINT 3-1/2" EUE 9,3 #/ft N-80			ECP	2,992	3,500	3021,04	19,36	3040,40
4. SWIVEL 3 1/2" EUE			ECP	2,992	4,500	6,00	3040,40	3046,40
5. TUBING PUP JOINT 3 1/2" EUE X 6 FT			ECP	2,992	5,000	1,40	3046,40	3047,80
6. COLLAR XOVER 3 1/2" EUE X 4 1/2" EUE			ECP	-	5,000	0,50	3047,80	3048,30
7. TUBING PUP JOINT 4 1/2" EUE X 4 FT PIN - PIN			ECP	3,950	4,500	3,58	3048,30	3051,88
8. STATOR 100-1800 DE 4 1/2" EUE BOX - BOX			ECP	XXX	5,000	38,32	3051,88	3080,20
9. TAG BAR 4 1/2" x 3 1/2" EUE			ECP	3,900	5,000	0,47	3090,20	3090,67
10. (2) JTAGS DE TUBING 3-1/2" EUE-R2-J55			ECP	2,992	4,500	61,45	3090,67	3152,12
11. ANCLA TORQSTOPPER 3-1/2" EUE TX7-3			ECP	-	5,000	1,04	3152,12	3153,16
12. COLLAR 3 1/2" EUE			ECP	2,992	4,500	0,41	3153,16	3153,57
SARTA DE VARILLA			SUMINISTRADO POR	I.D. (")	O.D. (")	LENGHT (')	FROM (')	TO (')
DMR			XXX	XXX	XXX	8,00	0,00	8,00
13. POLISHED ROD DE 1-1/2" X 40' X 1" PIN			ECP	XXX	1,500	40,00	8,00	48,00
14. COUPLING PR 1"			ECP	XXX	2,000	0,42	48,00	48,42
15. PROROD 960 M 1 1/8"			ECP	XXX	2,000	2799,43	48,42	2847,85
16. SHEAR COUPLING 1" X 40000 LBS			ECP	XXX	2,000	1,10	2847,85	2848,95
17. CUELLO DE GANZO PROROD 960 M 1 1/8"			ECP	XXX	2,000	200,00	2848,95	3048,95
18. COUPLING 1" x 1-1/8"			ECP	XXX	2,250	0,42	3048,95	3049,37
19. ROTOR 100-1800 PIN 1 1/8"			ECP	XXX	2,750	38,70	3049,37	3088,07
SPACING (31")			XXX	XXX	XXX	2,60	3088,07	3090,67
FORMACIONES				FROM (')	TO (')	THICKNESS	SHOWS	
				3232	3241	9,00	14,00	
				3255	3265	10,00	64,00	
				3329	3337	8,00	84,00	
				3421	3427	6,00	277,00	
				3704	3716	12,00	183,00	
				3899	3918	19,00	59,00	
				3923	3931	8,00	77,00	
				3935	3945	10,00	81,00	
				3977	3985	8,00	23,00	
				4008	4023	15,00	3,00	
				4026	4042	16,00		

ANEXO C. LIMPIEZA DE ARENA POR MÉTODOS CONVENCIONALES

LIMPIEZA DE ARENA POR CIRCULACIÓN⁸⁹

Descripción Del Equipo

Equipos:

- Equipo de Workover.
- Bomba Triplex.
- Equipo para el control del pozo (Preventor de arietes, Hydril, Manifold, Separador, Línea y Quemador).
- Equipo contraincendios (Extintores).

Herramientas:

- Tubo Kelly.
- Swivel.
- Tubería de trabajo, de producción y tubería de cola de 1" o 1¼".
- Llave hidráulica para tubería.
- Mesa de cuñas.
- Cuñas y elevadores sin los diámetros de las tuberías a utilizar.
- Llaves manuales para tubería.

Materiales Y Accesorios:

- Tanque de almacenamiento de fluidos.
- Fluidos (agua dulce, agua salada, aceite) sin las necesidades.
- Mangueras de caucho de 2"x40' (preferiblemente).
- Mangueras de 3" o 4" para la succión de la bomba.
- Sal (marina o mineral), si el pozo es productor.
- Acoples sin los diámetros de las tuberías con las que se va a trabajar.
- Botella (reducción), que puede ser de 3 ½" a 27/8" rosca 8, 27/8 a 23/8" rosca 8, 27/8" a 1 ¼", 23/8" a 1 ¼", 27/8" a 1", o 23/8 a 1".
- Tubo chaflán de (1¼" o 1") x (2' a 5').
- Manila.
- Líquido desengrasante.

⁸⁹ (ECOPETROL S.A.)

Desarrollo

Ficha Descriptiva:

a) Normas que intervienen:

- Reglamento interno Normas de HSEQ.
- Normatividad en materia ambiental.
- Análisis de Trabajo Suro -ATS.

b) Documentación que interviene:

- Prueba de gas.
- Programa de ingeniería (WELL PLANING) del pozo que se va a intervenir.
- Historia del pozo que se va a intervenir.
- Reporte de actividades diarias de mantenimiento de subsuelo.
- Inspección general de un equipo de Workover o Varilleo.
- Tally de tubería.
- Instructivo para asegurar condiciones ambientalmente sanas en locaciones de pozos después de actividades de subsuelo.
- Instructivo para prevenir y controlar reventón de pozo.

Generalidades:

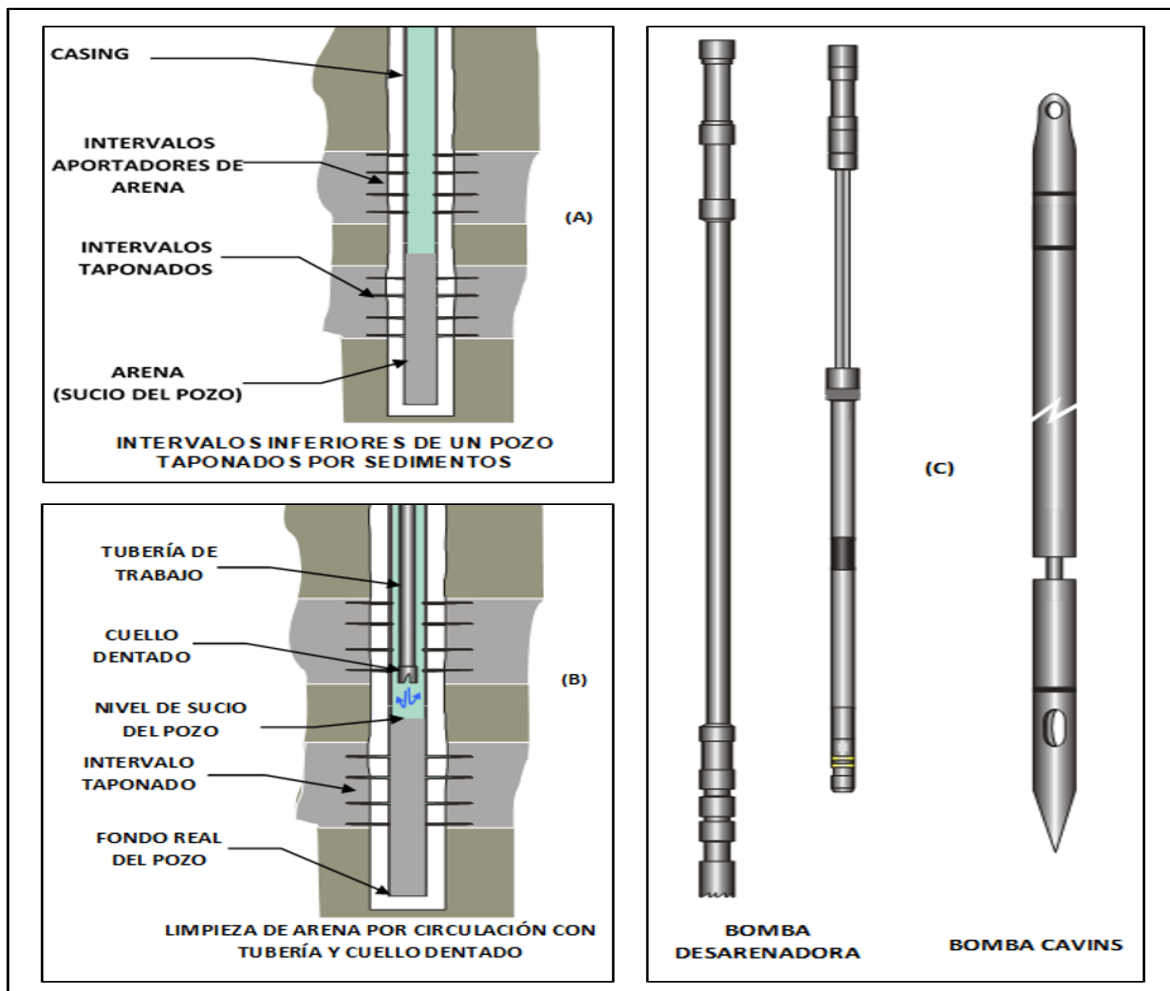
En la mayoría de los casos un pozo productor de petróleo produce arena, la cual es arrastrada por el fluido, que se filtra por las perforaciones del revestimiento, desde la formación al interior del pozo (ver figura 46). La producción de arena en un pozo es considerada un inconveniente cuya severidad 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 sedimenta en el fondo.

Existen varios procedimientos para la limpieza de arena, la elección del procedimiento adecuado para cada caso depende de las condiciones del pozo. El procedimiento más comúnmente utilizado es el de limpieza de arena por circulación (en directa o en reversa), sin embargo, en ocasiones especiales se utilizan métodos mecánicos a través de la utilización de bombas especiales (bomba desarenadora, bombas Midco y bombas Cavins) diseñadas especialmente para extraer arena (ver figura 46). Las bombas Midco y Cavins se bajan con cable, mientras que la bomba desarenadora se baja con tubería.

La limpieza de arena por circulación en directa –a la que hace referencia este procedimiento– consiste en circular un fluido (agua, agua salada, o aceite) por el tubing, el cual lleva en su extremo un accesorio (cuello dentado, tubo chaflán, reducción de 1') cuya función es remover mecánicamente la arena (muy compacta) o aumentar la presión de trabajo (debido a la disminución del diámetro) sin el accesorio utilizado (Ver figura 1).

(A) Representación Gráfica De Un Pozo Con Los Intervalos Inferiores Taponados Por Sedimentos. (B) Representación Gráfica De Una Limpieza De Arena Por Circulación En Directa. (C) Bombas Para Limpieza De Arena



Fuente: ECOPETROL S.A.. (n.d.). *DOCUMENTO CONFIDENCIAL DE ECOPETROL S.A.*. Retrieved 2018, from <https://www.ecopetrol.com.co>

Puesto que en esta operación se manejan altas presiones, el pozo debe estar debidamente empacado, para esto se instala un preventor anular (Hydrill) encima del preventor de arietes. Debido a que el tubo Kelly es de mayor diámetro que la tubería, se garantiza el sello. Para suministrar la presión al fluido que se va a circular, se utiliza una bomba Triplex, la cual impulsa el fluido al tubing a través de una manguera (de 2") conectada a un Swivel acoplado en el extremo superior del tubo Kelly. Al ser bombeado por la tubería, el fluido forma un flujo turbulento que realiza el arrastre de las partículas desde el fondo hasta superficie.

La limpieza de arena por circulación presenta inconvenientes cuando se trabaja en pozos, en los cuales se presenta baja presión de formación en algún intervalo o en toda su zona productora. El problema se presenta debido a que, en el intervalo de baja presión, la formación se “toma” el fluido circulado junto con la arena removida, por lo cual el retorno a la superficie será mínimo o nulo.

Cuando se instala una reducción en el extremo de la sarta, la eficiencia aumenta, debido al aumento en la presión del fluido. La mezcla (fluido-sólidos) retorna por el anular y es llevado a un tanque (por medio de una manguera) y depositado en un compartimiento, en donde los sólidos se sedimentan en el fondo y el agua es recuperada por decantación. A medida que se realiza la remoción de sedimentos, la sarta avanza hasta que finalmente llega al fondo del pozo, a partir de este momento, se deja circulando el pozo por un espacio de tiempo, con el fin de remover totalmente los sedimentos hasta superficie y evitar que vuelvan a depositarse en el fondo.

Causas de los arenamientos:

En formaciones no consolidadas los fluidos erosionan la formación hasta que se provoca un arrastre de arena, el cual se va acumulando en el fondo del pozo, otra parte alcanza a ser producida junto con el aceite ocasionando graves daños en los pistones y barriles de las bombas de subsuelo, en los empaques y pistones de las bombas de superficie, grandes acumulaciones de arena en los tanques de almacenamiento, etc.

Los parámetros determinantes en la producción de arena son la fuerza de confinamiento y la velocidad de flujo. En el interior del yacimiento, la fuerza originada por el peso de los sedimentos es soportada por la estructura rocosa y en parte por fluidos contenidos en la misma. Las areniscas que no posean suficiente cohesión entre sus granos no son capaces de transmitir esa carga a los estratos inferiores, si

se eliminan estas fuerzas de confinamiento. Durante la vida productiva del pozo estas fuerzas están sujetas a alteraciones que debilitan la formación, haciendo que la arena se arrastre y fluya al hueco.

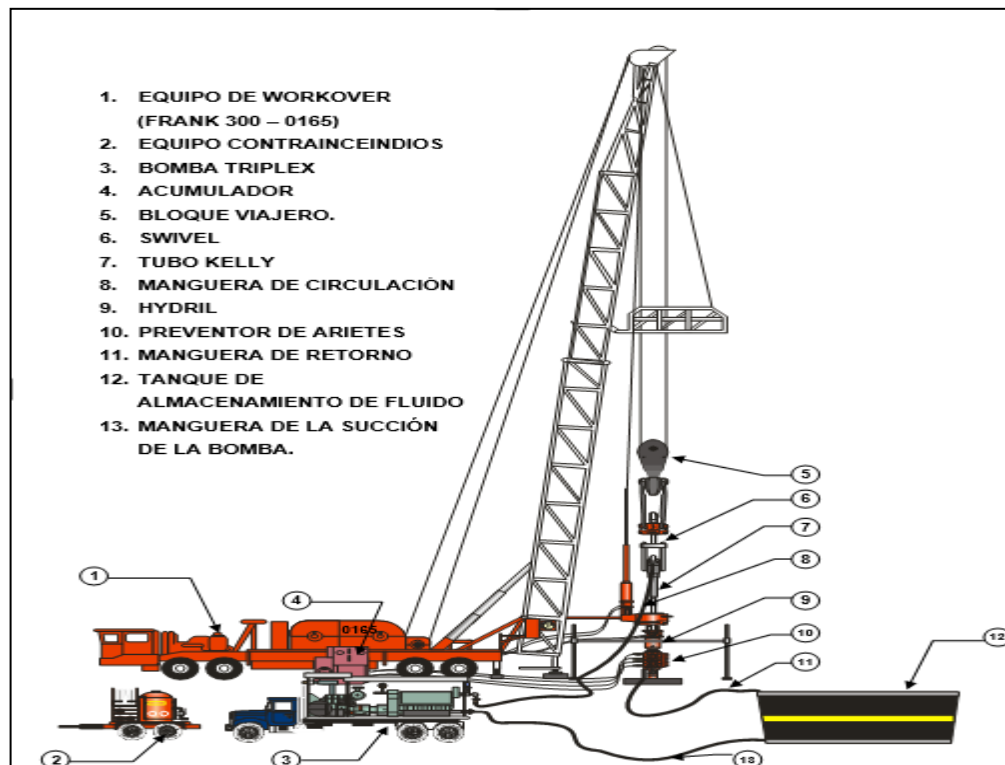
Cuando los fluidos del yacimiento se mueven hacia el pozo, hay una velocidad máxima de flujo por encima de la cual se logra el potencial necesario para que se muevan los granos no cementados (velocidad crítica). En la vecindad del pozo, la velocidad aumenta hasta los niveles críticos, produciendo el arenamiento del pozo.

Perjuicios de los arenamientos:

Como ya se mencionó anteriormente, la producción de arena en pozos de gas o petróleo, así como por influjo en los pozos inyectores, es uno de los problemas permanentes en la industria de la producción de petróleo. Los perjuicios más significativos son los siguientes:

- Disminución de la tasa de producción del pozo.
- Disminución de la tasa de inyección.
- Desgaste de los equipos.
- Alto costo de mantenimiento de los pozos.

Equipo De Workover Realizando Labores De Limpieza De Arena Por Circulación En Directa



Fuente: ECOPETROL S.A.. (n.d.). *DOCUMENTO CONFIDENCIAL DE ECOPETROL S.A.*. Retrieved 2018, from <https://www.ecopetrol.com.co>

Desarrollo de la actividad:

Acondicionamiento de herramientas y accesorios:

- Instalar las cuñas (en la mesa de cuñas) sin el diámetro de la tubería que va en la “punta” (generalmente tubería de cola de 1”, 1 ¼ “o tubería de trabajo) u otro diámetro requerido.

Acondicionamiento De Herramientas Y accesorios (a)



Fuente: ECOPETROL S.A.. (n.d.). *DOCUMENTO CONFIDENCIAL DE ECOPETROL S.A.*. Retrieved 2018, from <https://www.ecopetrol.com.co>

- Instalar el elevador sin el diámetro requerido.

Acondicionamiento De Herramientas Y accesorios (b)



Fuente: ECOPETROL S.A.. (n.d.). *DOCUMENTO CONFIDENCIAL DE ECOPETROL S.A.*. Retrieved 2018, from <https://www.ecopetrol.com.co>

- Armado y bajada de la sarta de lavado
 - Conectar al primer tubo, un tubo chaflán, reducción de 1" o cuello dentado (sin el diámetro de la tubería que se va a bajar en la cola).
 - Conectar una botella (reducción) a 1" o 1 1/4" al tubo de cola (el primero), en el extremo opuesto al que se conectó el chaflán, esto con el fin de sujetar la tubería de cola con el elevador de tubería de trabajo.

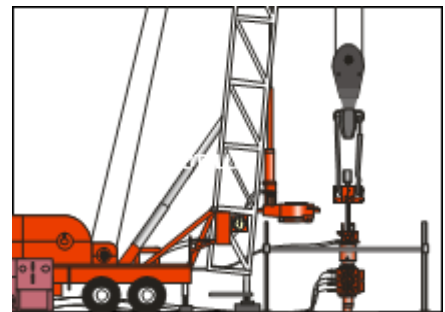
Armado Y Bajada De La Sarta De Lavado (a)



Fuente: ECOPETROL S.A.. (n.d.). *DOCUMENTO CONFIDENCIAL DE ECOPETROL S.A.*. Retrieved 2018, from <https://www.ecopetrol.com.co>

- Sujetar el primer tubo de cola (con la reducción) con el elevador, izarlo, bajarlo y sujetarlo con las cuñas.

Armado Y Bajada De La Sarta De Lavado (b)

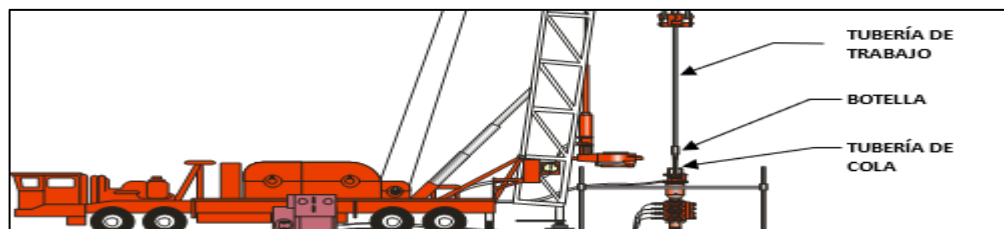


Fuente: ECOPETROL S.A.. (n.d.). *DOCUMENTO CONFIDENCIAL DE ECOPETROL S.A.*. Retrieved 2018, from <https://www.ecopetrol.com.co>

- Desconectar la reducción de del diámetro de la tubería a acoplar (1" o 1 1/4") del primer tubo de cola e Instalarla al siguiente tubo (de cola) y repetir el procedimiento hasta que se baje el número de tubos, sin el análisis de restricciones que tiene el pozo hasta el fondo. El ultimo tubo de cola que se baje queda con la botella 1" o 1 1/4" x 2-7/8" (o el diámetro de la tubería con que se esté trabajando) instalada para hacer el acople con la tubería de trabajo.

- Sujetar el primer tubo de la tubería de trabajo con el elevador, izarlo y colocarlo en posición para hacer el acople con tubería de cola a través de la reducción de 1" o 1 ¼".
- Apretar el primer tubo de la tubería de trabajo con la botella de reducción. Se debe tener en cuenta que cuando se está trabajando con tubería de cola de 1" o 1 ¼", no se debe apretar con llave hidráulica sino manualmente.

Armado Y Bajada De La Sarta De Lavado (c)



Fuente: ECOPETROL S.A.. (n.d.). *DOCUMENTO CONFIDENCIAL DE ECOPETROL S.A.*. Retrieved 2018, from <https://www.ecopetrol.com.co>

- Cambiar las cuñas de 1" o 1 ¼" por las cuñas para la tubería de trabajo (sin el diámetro de esta). Cuando se va a limpiar con cuello dentado o reducción no aplican los puntos desde el 2.1 hasta el 2.7.
- Bajar la sarta de tubería hasta el tope del sucio (tocar fondo) y colocar una marca de referencia (en el último tubo)

Armado Y Bajada De La Sarta De Lavado (d)



Fuente: ECOPETROL S.A.. (n.d.). *DOCUMENTO CONFIDENCIAL DE ECOPETROL S.A.*. Retrieved 2018, from <https://www.ecopetrol.com.co>

- Sacar el ultimo tubo de la sarta de tubería (una vez tocado fondo).
- Instalar Hydrill (1) con su respectivo caucho (2) y tuerca. (Para más información, ver el Instructivo para la instalación del Hydrill)

Armado Y Bajada De La Sarta De Lavado (e)



Fuente: ECOPETROL S.A.. (n.d.). *DOCUMENTO CONFIDENCIAL DE ECOPETROL S.A.*. Retrieved 2018, from <https://www.ecopetrol.com.co>

- Armar el conjunto Swivel-Tubo Kelly con su respectiva manguera (4). Por seguridad, se debe asegurar la conexión de la manguera con un amarre especial con manila (5).

Armado Y Bajada De La Sarta De Lavado (f)



Fuente: ECOPETROL S.A.. (n.d.). *DOCUMENTO CONFIDENCIAL DE ECOPETROL S.A.*. Retrieved 2018, from <https://www.ecopetrol.com.co>

- Sujetar el conjunto Swivel-Tubo Kelly con el elevador, izarlo (6) (un operario debe ir sosteniéndolo en el recorrido (7)), conectarlo a la sarta de lavado (apretarlo a mano (8)), y conectar la manguera (de 2") en la descarga de la bomba Triplex (9).

Armado Y Bajada De La Sarta De Lavado (g)



Fuente: ECOPETROL S.A.. (n.d.). *DOCUMENTO CONFIDENCIAL DE ECOPETROL S.A.*. Retrieved 2018, from <https://www.ecopetrol.com.co>

b) Lavado y circulación en directa:

- Instalar la manguera (de 2") de retorno. Se conecta del anular al tanque de suministro de fluido, al compartimiento (canaleta) de recepción de fluido con sólidos provenientes del pozo.

Lavado Y Circulación En Directa (a)



Fuente: ECOPETROL S.A.. (n.d.). *DOCUMENTO CONFIDENCIAL DE ECOPETROL S.A.*. Retrieved 2018, from <https://www.ecopetrol.com.co>

- Poner en funcionamiento la bomba Triplex,
- Verificar la conexión de la manguera de la succión de la bomba Triplex al tanque del suministro

Lavado Y Circulación En Directa (b)



Fuente: ECOPETROL S.A.. (n.d.). *DOCUMENTO CONFIDENCIAL DE ECOPETROL S.A.*. Retrieved 2018, from <https://www.ecopetrol.com.co>

- Comenzar a bombear en directa con la bomba Triplex (sin acelerarla a fondo), hasta obtener retorno por el anular al tanque de recepción de residuos (un operario debe estar sobre el tanque, para registrar este momento).
- Comenzar a lavar bombeando en directa y bajando suavemente la sarta sin sobrepasar las 2000 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. Si el sucio del fondo es muy compacto, y teniendo

en cuenta que en la punta se ha instalado una reducción, es necesario trabajar con una presión de 500psi a 700 psi aprox.

- Avanzar progresivamente colocando peso en la sarta (sin sobrepasar las 2000lbs, si se lleva tubería de cola), hasta conseguir que el tubo Kelly baje totalmente dentro del pozo.

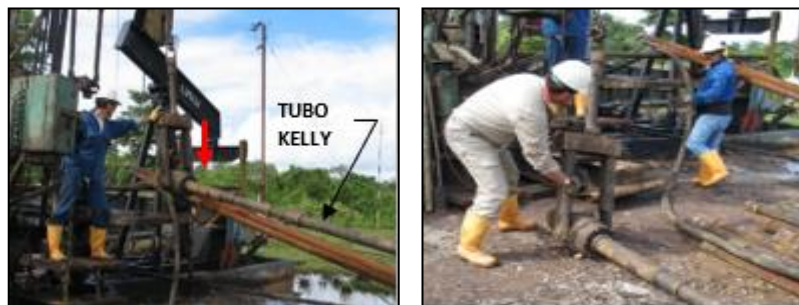
Lavado Y Circulación En Directa (c)



Fuente: ECOPETROL S.A.. (n.d.). *DOCUMENTO CONFIDENCIAL DE ECOPETROL S.A.*. Retrieved 2018, from <https://www.ecopetrol.com.co>

- Circular durante el tiempo requerido (sin 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.

Lavado Y Circulación En Directa (d)



Fuente: ECOPETROL S.A.. (n.d.). *DOCUMENTO CONFIDENCIAL DE ECOPETROL S.A.*. Retrieved 2018, from <https://www.ecopetrol.com.co>

- 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 desde el numeral 3.14, hasta que se llegue al fondo del pozo.
- Circular el CBE-1113 limpio por un tiempo de 2 horas aproximadamente (o sin 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.

c) Sacada de la sarta de lavado y desinstalación de líneas:

- Desconectar el tubo Kelly, llevarlo al piso (en lo posible con la ayuda de dos operarios), vigilando que la manguera no se enrede con los accesorios de la polea viajera y la torre del equipo.
- Desconectar mangueras.
- Sacar (y tumbar) la tubería de trabajo y la tubería de cola, sin el procedimiento establecido.

Disposiciones HSE

Disposiciones de seguridad y control ambiental:

- a) Asírese de utilizar los elementos de seguridad personal propios para esta actividad:
- Cabeza: casco de seguridad.
 - Manos: guantes de operador.

- Pies: botas de seguridad.
 - Ojos: gafas de seguridad.
 - Oídos: protectores auditivos.
 - Otros: ropa de trabajo.
- b) Constatar el estado de las líneas de circulación y retorno (mangueras, válvulas y conexiones).
 - c) El operador de la bomba debe estar pendiente de los cambios bruscos de presión para tomar acciones correctivas en el momento en que se presenten.
 - d) Cuando se trabaje en pozos productores la limpieza se debe hacer con salmuera.
 - e) En los pozos donde exista empaquetamientos con grava con liners ranurados, se hace necesario realizar el lavado circulando en reversa. Sin embargo, cuando no se presenta avance, se invierte circulación a directa. Después de haber avanzado y tener la Kelly abajo se invierte nuevamente a circulación en reversa.
 - f) Revise y aplique el ATS correspondiente a esta operación antes de comenzarla.

Disposiciones ambientales:

- a) Antes de comenzar el trabajo, se debe garantizar que el pozo ofrezca las condiciones necesarias para que no de paso de fluido del espacio anular a superficie, y que no existan fugas en mangueras y conexiones.
- b) Cuando se esté circulando, se debe vigilar constantemente el nivel del tanque de recolección de sólidos para evitar derrames.

Contingencias

Contingencias operativas y de seguridad:

Durante una operación de limpieza por circulación en directa, se puede presentar pérdida excesiva del fluido de reserva en los tanques por presencia de canalización.

De presentarse esta situación, existen dos alternativas:

- En algunos casos se puede realizar la limpieza de arena circulando en reversa (en lugar de en directa). Esta operación tiene como ventaja que se presenta un menor tiempo de retorno y por ende es menor el tiempo en la operación; y como desventaja que, en pozos en los cuales la arena está muy compacta, es casi imposible realizar la limpieza.
- En otros casos se hace necesario preparar mezcla de fluidos bloqueadores.

LIMPIEZA DE ARENA CON BOMBA MIDCO⁹⁰

Descripción Del Equipo

Equipos:

- Equipo de Workover (con Sand line).
- Equipo para el control del pozo (Preventor de arietes, Preventor anular "Hydrill", Acumulador, Manifold, Separador, Línea y quemador).
- Equipo contraincendios (Extintores).

Herramientas:

- Bomba Midco diseñada de acuerdo con el diámetro del revestimiento del pozo en el que se va a trabajar.
- Llaves manuales y expansivas.
- Clips (perros) para cable de 9/16".
- Corta cable.
- Anclaje de la bomba al piso (Wood clamp assembly).

Materiales y accesorios:

- Tanque para depositar los sedimentos recuperados.
- Hebras de manila para asegurar la moña.

⁹⁰ (ECOPETROL S.A.)

- Trapos.
- Palas.
- Caucho espiral para limpiar el cable de Sand line.

Desarrollo

Ficha descriptiva:

a) Normas que Intervienen:

- Reglamento interno Normas de HSEQ.
- Normatividad en materia ambiental.
- Análisis de Trabajo Suro -ATS.

b) Documentación que interviene:

- Prueba de gas.
- Programa de ingeniería (WELL PLANING) del pozo que se va a intervenir.
- Historia del pozo que se va a intervenir.
- Reporte de actividades diarias de mantenimiento de subsuelo.
- Inspección general de un equipo de Workover o Varilleo.
- Entrega de pozos HAND OVER.
- Instructivo para asegurar condiciones ambientalmente sanas en locaciones de pozos después de actividades de subsuelo.
- Instructivo para prevenir y controlar para reventón de pozo.
- Manual de empaques y herramientas de pesca.

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.

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 ventaja de la limpieza de arena con bombas (Midco y Cavins) es que la arena no es introducida nuevamente en la formación. Por este método tampoco se somete a la formación a la acción de fluido a alta velocidad y presión, razón por la cual los resultados de la operación de limpieza son más duraderos.

Desarrollo de la actividad:

Disposiciones HSE

Disposiciones de seguridad y control operacional:

Asúrese de utilizar los elementos de seguridad personal propios para esta actividad:

- Cabeza: casco de seguridad.
- Manos: guantes de operador.
- Pies: botas de seguridad.
- Ojos: gafas de seguridad.
- Oídos: protectores auditivos.

Al desocupar el pistón nunca se debe dar golpes al cuerpo de la bomba, para no causar abolladuras que impidan el desplazamiento interno del pistón. Cuando se vaya a desocupar el barril, el personal nunca debe situarse frente a la descarga de la bomba.

Disposiciones ambientales:

- Se debe utilizar un limpiador de cable de 9/16", o acondicionar el lubricador de suabeo para tal fin.
- Se debe ubicar una chaza recolectora debajo del malacate de Sand line.
- El pozo se debe mantener asurado con preventor, en caso de que se presente disparo debido al des taponamiento de un intervalo presurizado.
- Disponer de un tanque o recipiente para la recolección de la arena y el aceite proveniente del barril de la bomba.
- La arena recuperada debe ser transportada a las piscinas de desechos destinadas para estos casos.

LIMPIEZA DE ARENAS CON BOMBA CAVINS⁹¹

Descripción Del Equipo

Equipos:

- Equipo de Workover con Sand Drum.
- Equipo para el control del pozo (Preventor de arietes, Preventor anular "Hydrill", Acumulador y mangueras, Manifold, Separador, línea y Quemador).
- Equipo contraincendios (Extintores).

Herramientas:

- Bomba Cavins (Cavins Hydrostatic Bailer) de acuerdo con el diámetro del revestimiento del pozo en el que se va a trabajar.
- Base para abrir y cerrar la bomba (Word Clamp Assembly).
- Llaves manuales para tubería.
- Clips (perros) para cable de 9/16".

Materiales y accesorios:

- Tanque para depositar los sedimentos recuperados.
- Manilas

⁹¹ (ECOPETROL S.A.)

- Trapos

Desarrollo

Ficha descriptiva:

a) Normas que intervienen:

- Reglamento interno Normas de HSEQ
- Normatividad en materia ambiental
- Análisis de Trabajo Suro -ATS

b) Documentación que interviene:

- Prueba de gas.
- Programa de ingeniería (WELL PLANING) del pozo que se va a intervenir.
- Historia del pozo que se va a intervenir.
- Reporte de actividades diarias de mantenimiento de subsuelo.
- Inspección general de un equipo de Workover o Varilleo.
- Instructivo para asegurar condiciones ambientalmente sanas en locaciones de pozos después de actividades de subsuelo.
- Instructivo para prevenir y controlar reventón de pozo.

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 la 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.

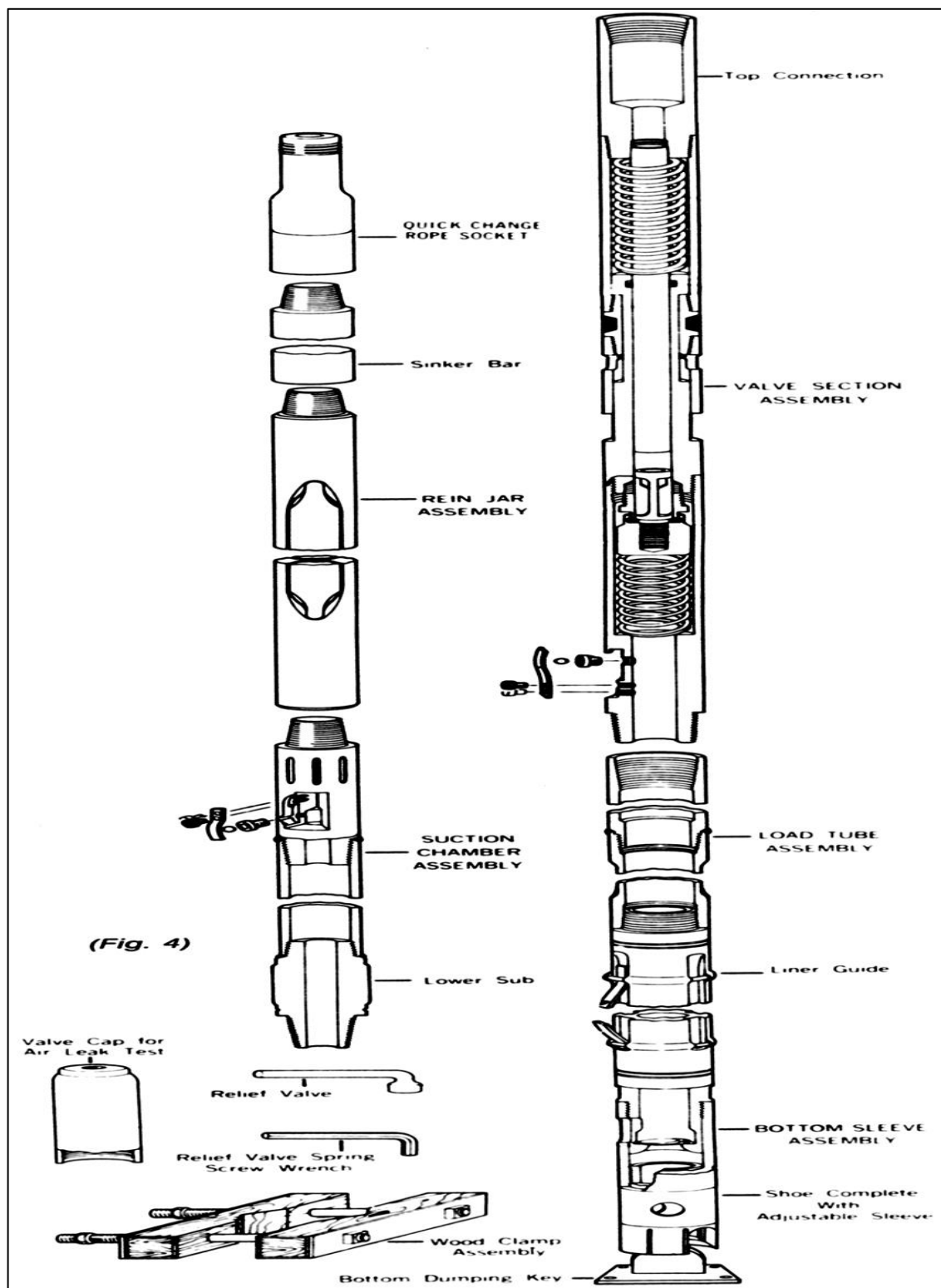
Esta bomba se baja con el cable de Sand line y para asegurar la operación se recomienda que el pozo mantenga un nivel de fluido, mínimo de 500 pies por encima del tope de sucio.

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.

La ventaja de la limpieza de arena con bombas (Midco, Cavins y Desarenadora) es que la arena no es introducida nuevamente en la formación. Por este método tampoco se somete a la formación a la acción de fluido a alta velocidad y presión, razón por la cual los resultados de la operación de limpieza son más duraderos.

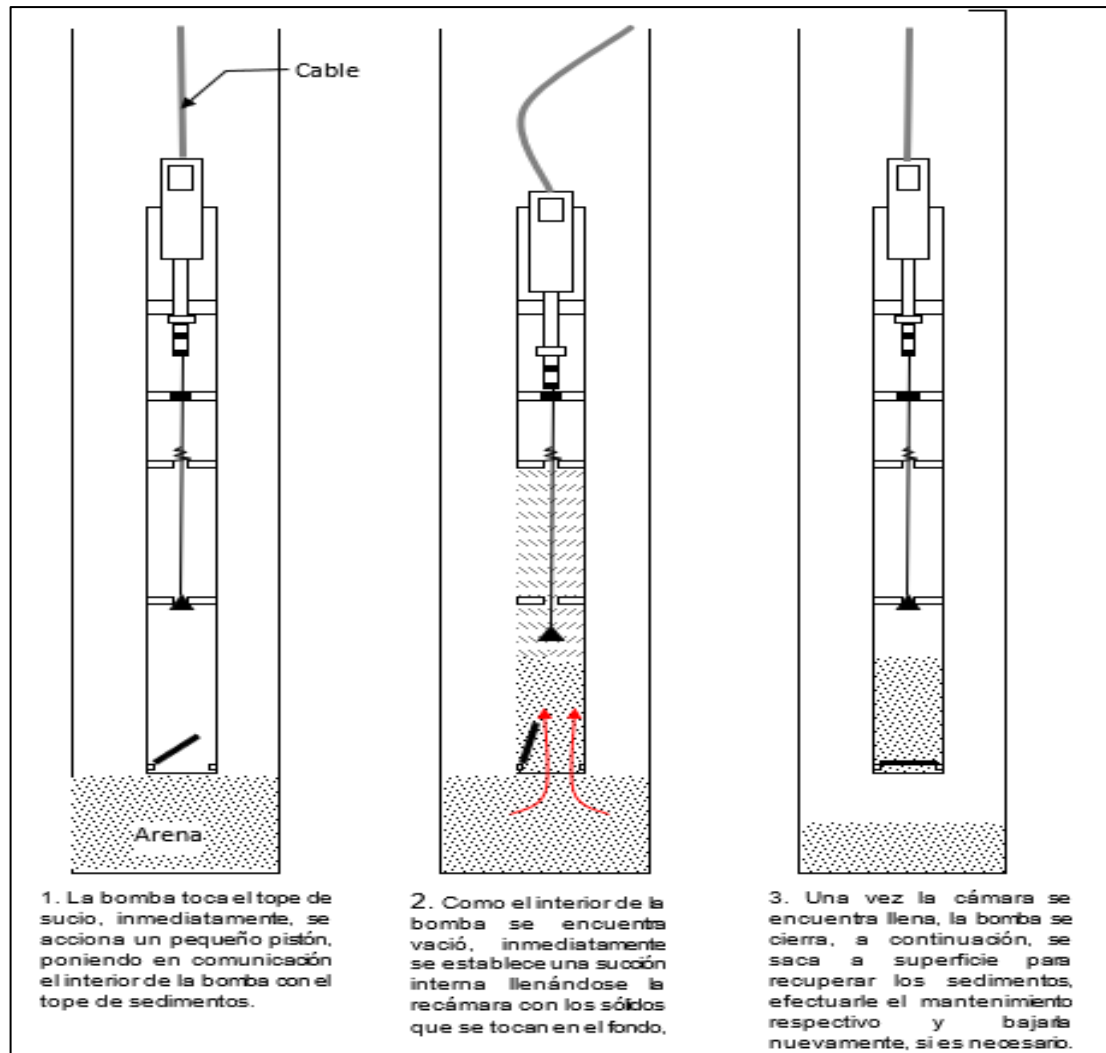
Representación Gráfica De Una Bomba Cavins (Cavins Hydrostatic Bailer) Para Limpieza De Arena





Fuente: ECOPETROL S.A.. (n.d.). *DOCUMENTO CONFIDENCIAL DE ECOPETROL S.A.*. Retrieved 2018, from <https://www.ecopetrol.com.co>

Representación Esquemática Del Funcionamiento De Una Bomba Cavins



Fuente: ECOPETROL S.A.. (n.d.). *DOCUMENTO CONFIDENCIAL DE ECOPETROL S.A.*. Retrieved 2018, from <https://www.ecopetrol.com.co>

Desarrollo de la actividad:

a) Verificación de las condiciones del pozo:

Verificar:

- Que el pozo se encuentre listo para la operación (que se haya sacado la tubería y la varilla, etc).
- Que se haya bajado a calibrar el Casing con el raspador (o herramienta similar).

b) Acondicionamiento de la herramienta:

- Verificar el perfecto estado de la bomba y realizar el mantenimiento respectivo.
- Cortar o liberar el cable de Sand line de la barra de suabeo
- Realizar la moña. En el aro ubicado en su parte superior, se trenza el cable de Sand line utilizando el principio de trenzado de los estrobos. Los extremos sobrantes deben ser asurados con un clip (perro) para cable de 9/16". Tanto el trenzado, el perro y las puntas del cable sobrante deben ser protegidos con trapo y manila, para evitar el contacto directo con las paredes y los cuellos del Casing durante la bajada y subida de la bomba, ya que por la fricción se podrían partir. Este trenzado debe hacerse en lo posible con la bomba fuera del pozo.

NOTA: Estos amarres se deben chequear constantemente cuando se esté trabajando la bomba.

- Probar la moña. Se sube unos 10 pies por encima del trabajadero, se deja bajar rápidamente la bomba y se frena bruscamente, para comprobar el amarre de la moña.

c) Bajada de la bomba y limpieza del tope de arena:

- I. Medir la vuelta de la torre (manila).
- II. Bajar midiendo lentamente hasta tocar el tope de sucio.
- III. Tomar el punto de arranque de la bomba. Para esto se coloca el equipo en un cambio de velocidad (5^{ta}), se recoge cable, al llegar al punto de levantamiento de la bomba se notará un cambio en el sonido del equipo, y

una pequeña vibración en el chasis del equipo. En este punto se coloca una marca de referencia en el cable, a nivel del tambor del cable de Sand line.

- IV. Subir la bomba 20 pies por encima del tope de arena.
- V. Bajar la bomba rápidamente (libremente) hasta que golpee el tope de sucio. Se debe tener la precaución de que no se desenrolle el cable en el tambor o se hagan “lupas” dentro del pozo, lo que puede causar nudos y pérdida del cable.
- VI. Subir la bomba lentamente, ya que en el recorrido podría encontrar una restricción y entretallarse.
- VII. Sacar la bomba a superficie (a velocidad moderada) y desocupar el barril en el recipiente destinado para la recolección de los sedimentos.
- VIII. Realizar el mantenimiento interno de la bomba (una vez terminada la operación), haciendo especial énfasis en los empaques y sellos, ya que de ellos depende la eficiencia de la bomba.

NOTA: esta bomba 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.

Disposiciones HSE

Disposiciones de seguridad y control ambiental:

- a) Asúrese de utilizar los elementos de seguridad personal propios para esta actividad:
 - Cabeza: casco de seguridad.
 - Manos: guantes de operador.
 - Pies: botas de seguridad.
 - Ojos: gafas de seguridad.
 - Oídos: protectores auditivos.

- b) La bomba debe estar bien asurada a su base cuando se proceda a descargarla en superficie, se debe abrir despacio para evitar movimientos bruscos que puedan causar accidentes.
- c) Al desocupar el pistón nunca se debe dar golpes al cuerpo de la bomba, para no causar daños al mecanismo interno de la misma.

Disposiciones ambientales:

- a) Se debe utilizar un limpiador de cable de 9/16", o acondicionar el lubricador de suabeo para tal fin.
- b) Se debe ubicar una chaza recolectora debajo del malacate de Sand line.
- c) El pozo se debe mantener asurado con preventor, en caso de que se presente disparo debido al des taponamiento de un intervalo presurizado.
- d) Disponer de un tanque o recipiente para la recolección de la arena y el aceite proveniente del barril de la bomba.
- e) La arena recuperada debe ser transportada a las piscinas de desechos destinadas para estos casos.

LIMPIEZA DE ARENA CON BOMBA DESARENADORA⁹²

Descripción Del Equipo:

Equipos:

- Equipo de Workover
- Equipo para el control del pozo (Preventor de arietes, Preventor anular "Hydrill", Acumulador y mangueras, Manifold, Separador, línea y Quemador)
- Equipo contraincendios (Extintores)

Herramientas:

⁹² (ECOPETROL S.A.)

Bomba desarenadora (sin el diámetro del Casing), compuesta por:

- Corona cheque.
- Barril de bomba THC.
- Pistones para bombas THC (por lo general 2, dependiendo de la longitud del barril).
- 1 niple sin el diámetro de la bomba (3-1/2" 2-7/8", 2-3/8") x 5' rosca 8 (tubing) con un orificio en el cuello, para el drenaje de la kelly.
- 1 niple sin el diámetro de la bomba (3-1/2" 2-7/8", 2-3/8") x 5' rosca 8 (tubing) calado, para que la tubería no salga llena.
- Kelly hexagonal con acoplador de 3 1/2" pin rosca 8.
- Elevadores para tubería sin el diámetro requerido.
- Llaves manuales de tubería.
- Llave hidráulica para tubería.
- Mesa de cuñas de acción neumática con sus respectivas mangueras.
- Cuñas (slips) sin el diámetro de la tubería a bajar.

Materiales y accesorios:

- 10 a 12 tubos de recámara (dependiendo del diámetro de la tubería).
- Sarta de tubería de trabajo, sin el diámetro del revestimiento.
- Manilas.
- Trapos.
- Líquido desengrasante.

Desarrollo

Ficha descriptiva:

a) Normas que intervienen:

- Reglamento interno Normas de HSEQ.
- Normatividad en materia ambiental.
- Análisis de Trabajo Suro -ATS.

b) Documentación que interviene:

- Prueba de gas
- Programa de ingeniería (WELL PLANING) del pozo que se va a intervenir.
- Historia del pozo que se va a intervenir.

- Reporte de actividades diarias de mantenimiento de subsuelo.
- Inspección general de un equipo de Workover o Varilleo.
- Tally de tubería.
- Instructivo para asegurar condiciones ambientalmente sanas en locaciones de pozos después de actividades de subsuelo.
- Instructivo para prevenir y controlar reventón de pozo.

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 las arenas productoras donde se encuentra acumulado el aceite, hacen que la inyección de agua pueda causar daños a la formación. En resumen, se utilizan en aquellos casos donde la eficiencia de los métodos de limpieza por circulación es muy baja.

La ventaja de la limpieza de arena con la bomba desarenadora es que la arena no es introducida nuevamente en la formación. Por este método tampoco se somete a la formación a la acción de fluido a alta velocidad y presión, razón por la cual los resultados de la operación de limpieza son más duraderos.

La bomba desarenadora se trabaja con tubería. Una vez se ha bajado hasta el tope de sucio, se inicia la limpieza de este, acumulándose la arena en los tubos de la recámara. Una vez esta se encuentra llena, se saca la bomba a superficie para descargar los sedimentos recuperados, y se baja nuevamente, el número de viajes que sean necesarios.

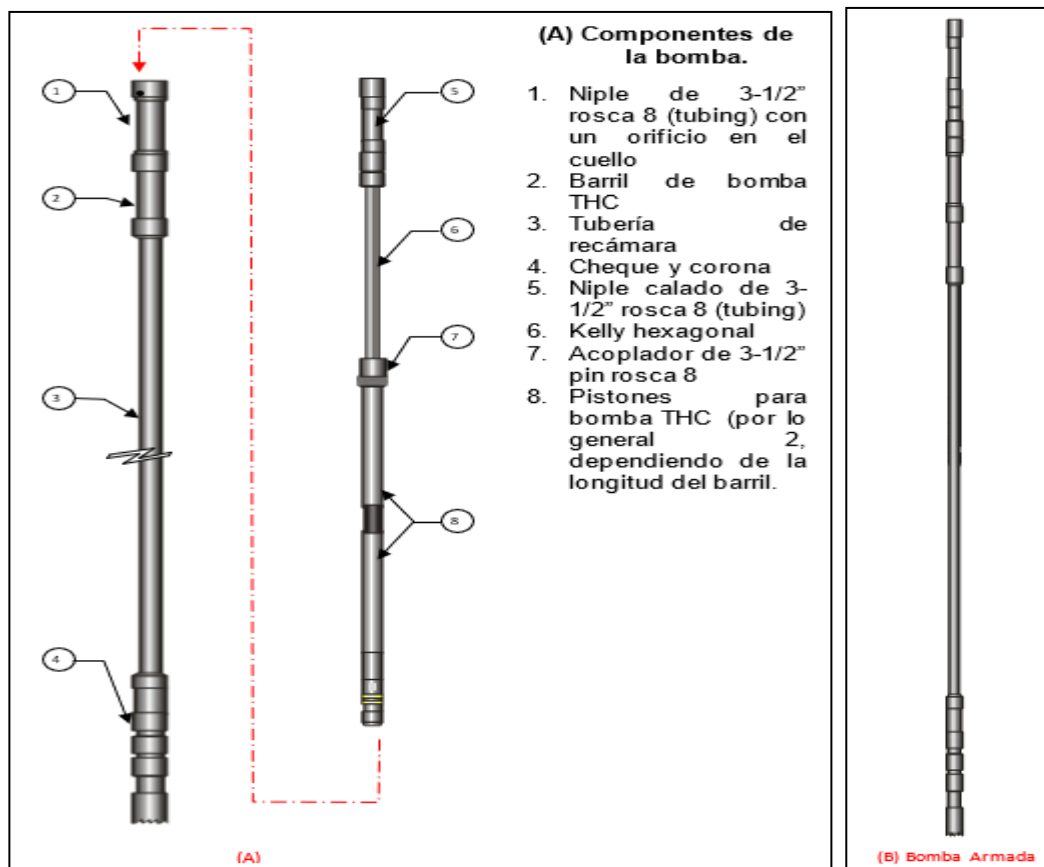
El diámetro de la bomba depende del diámetro de la tubería de revestimiento del pozo en el que se va a trabajar, de igual manera se debe tener en cuenta que el diámetro de los tubos de recámara de la bomba debe ser el mismo de la bomba. Se acostumbra a colocar de 10 a 12 tubos de recámara, dependiendo del diámetro de la bomba.

Diámetro De La Bomba Y Tubos De Recámara A Utilizar, En Función Del Diámetro Del Casing

CASING	BOMBA	TUBOS DE RECAMARA
6-5/8" 7" y 8-5/8"	3-1/2"	3-1/2"
4-1/2" y 5-1/2"	2-3/8" o 2-7/8"	2-3/8" o 2-7/8"

Fuente: ECOPETROL S.A.. (n.d.). *DOCUMENTO CONFIDENCIAL DE ECOPETROL S.A.*. Retrieved 2018, from <https://www.ecopetrol.com.co>

Representación Gráfica De La Bomba Desarenadora De 3-1/2



Fuente: ECOPETROL S.A.. (n.d.). *DOCUMENTO CONFIDENCIAL DE ECOPETROL S.A.*. Retrieved 2018, from <https://www.ecopetrol.com.co>

Desarrollo de la actividad:

a) Preparación e instalación con la sarta de trabajo:

Elegir el diámetro de la bomba, sin el diámetro de la tubería de revestimiento del pozo en el que se va a trabajar. Se deben tener en cuenta los siguientes datos:

CASING	BOMBA	TUBOS DE RECÁMARA
6-5/8" 7" y 8-5/8"	3-1/2"	3-1/2"
4-1/2" y 5-1/2"	2-3/8" o 2-7/8"	2-3/8" o 2-7/8"

Verificar la existencia y el estado de los cheques de la corona. Realizar mantenimiento.

b) Procedimiento de limpieza:

- I. Conectar la corona cheque con el primer tubo de la recámara.
- II. Bajar la corona cheque y el número requerido de tubos de recámara, sin el procedimiento para bajar tubería, sea en paradas o en sencillos.
- III. Conectar el niple (con el orificio) al barril.
- IV. Levantar el barril y el niple, y conectarlo con el último tubo de la recámara.
- V. Bajar la sarta con el barril, hasta el niple, que quede sobre las cuñas.
- VI. Conectar los pistones con el niple calado y la kelly hexagonal.
- VII. Introducir el conjunto pistones-niple-kelly, dentro del barril y conectar con el niple en el barril.
- VIII. Levantar la sarta y bajarla hasta que el niple calado quede sobre las cuñas.
- IX. Bajar sarta de trabajo hasta el tope de sucio (sin el procedimiento de bajada de tubería).

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)

- X. Colocar entre 1500lbs y 2000lbs 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.

- XI. Avanzar 5ft (máximo).
- XII. Levantar 6 – 8ft.
- XIII. Repetir el procedimiento hasta llenar la capacidad de los tubos de la recámara.

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.

A medida que se avanza se van metiendo los tubos que sean necesarios, hasta que se llene la recámara, o la bomba no avance más.

Recuperación de la bomba y disposición de la arena recuperada

- Sacar la bomba y la sarta de tubería de trabajo, (una vez la recámara se haya llenado) hasta que salga la kelly.
- Sacar la Kelly, el niple y los pistones, en el sentido inverso en que se conectó, y llevarlos a un lado del plano para su posterior mantenimiento.
- Desconectar el barril con el niple para su posterior mantenimiento.
- Sacar los tubos de recámara en dobles o en sencillos dependiendo de la compactación de la arena y los sedimentos. Si la arena no está muy compacta, se puede sacar en dobles, de lo contrario, la tubería se debe sacar en sencillos.
- Descargar la arena y el fluido de cada tubo dentro del recipiente destinado para tal fin.

- Inspeccionar y realizar el mantenimiento respectivo a la corona cheque.

NOTA: Si no se ha limpiado la totalidad del sucio, se vuelve a bajar la bomba, el número de veces que sea necesario, sin el procedimiento anterior. Si se vuelve a bajar la bomba, se le debe realizar primero un mantenimiento, verificando que la kelly no esté tapada.

Disposiciones HSE

Disposiciones de seguridad y control operacional:

Asúrese de utilizar los elementos de seguridad personal propios para esta actividad:

Cabeza: casco de seguridad.

Manos: guantes de operador.

Pies: botas de seguridad.

Ojos: gafas de seguridad.

Oídos: protectores auditivos.

Otros: ropa de trabajo.

Disposición ambiental:

- a) El pozo se debe mantener asurado con preventor y Hydril, en caso de que se presente disparo debido al des taponamiento de un intervalo presurizado.
- b) Disponer de un tanque o recipiente para la recolección de la arena y el aceite proveniente de los tubos de recámara de la bomba.
- c) La arena recuperada debe ser transportada a las piscinas de desechos destinadas para estos casos.
- d) En caso de que, por algún motivo, la tubería salga llena, se debe achicar con la barra de suabeo. Las camisas de drenaje se utilizarán como última opción.

Contingencias

Contingencias operativas y de seguridad:

- a) Durante el procedimiento de limpieza, se puede presentar el malfuncionamiento o baja eficiencia de la bomba, debido al mantenimiento o armado incorrecto de la misma. Para prevenir esto se debe tener en cuenta lo siguiente:
- El diámetro de la bomba a utilizar depende del diámetro de la tubería de revestimiento.
 - El diámetro de los tubos de la recámara debe ser el mismo de la bomba.
 - Se recomienda colocar entre 10 y 12 tubos de recámara, sin el diámetro de la bomba.
 - Se debe realizar mantenimiento a la bomba antes de acoplarla con los tubos de la recámara y la tubería, haciendo especial énfasis en revisar las lengüetas de los cheques de la corona.
- b) La bomba se puede quedar pegada en el pozo, o se puede partir el barril o la kelly. Para evitar esto se recomienda no golpear bruscamente el tope de arena, de igual manera, al tocar el sucio, el peso recomendado que se debe poner a la bomba es de 1500lbs a 2000lbs, nunca se debe sobrepasar el peso total de los tubos de la recámara. La bomba se debe subir periódicamente por encima del tope inicial de sucio, para evitar la presencia de anillos de arena, cuyo derrumbamiento podría hacer que la bomba se pegue.

ANEXO D. PRACTICAS ACTUALES DE CONTROL DE POZOS BES⁹³

⁹³ (BESPALOV, 2016) op.cit p.1

La mayoría de los sistemas BES en el mundo se implementan en pozos sub-hidroestáticos que requieren levantamiento artificial para suministrar fluidos a la superficie a un índice de flujo económico y una presión de línea de flujo mínima requerida. Sin embargo, tales pozos aún pueden liberar los hidrocarburos a la atmósfera si no se controlan durante la intervención del pozo. En el otro extremo del espectro están los pozos altamente eruptivos que usan levantamiento artificial para aumentar el índice de flujo o aumentar la presión de la superficie. La adición de los entornos operativos que requieren la contención incondicional de los fluidos de fondo de CBE-1113 lo largo del ciclo de vida del pozo, como el ambiente peligroso y los pozos submarinos, completa la envoltura operativa que las políticas de integridad del pozo BES deben abordar. Aunque los diferentes entornos operativos dictan diferentes enfoques, los principios fundamentales detrás del diseño de la integración y las prácticas de intervención operativa se mantienen dentro de los límites definidos por seguridad y consideraciones ambientales.

La mayoría de las políticas de control de pozos actuales de la industria se basan en el enfoque de doble barrera. En este sistema, cualquier sistema de control de pozos debe contener disposiciones para un conjunto primario y secundario de elementos del sistema de control de pozos. El sistema primario se define como una combinación de elementos del sistema de control que ven la presión durante las operaciones, Torbergsen et al., 2012. El sistema secundario se define como un conjunto definitivo de elementos del sistema de control que proporcionan una buena contención en caso de pérdida de una barrera completa (o cualquier elemento de) barrera principal), o cualquier procedimiento de control de pozo emprendido para restablecer la barrera principal, API RP 59: 2006. Los sistemas deben incluir un mecanismo de activación de barrera que puede o no requerir automatización.

BARRERAS DE POZO DURANTE LA OPERACIÓN BES⁹⁴

Además de las consideraciones de control de pozos, la selección de las barreras de pozo requeridas durante la operación BES puede verse afectada por las condiciones operativas, como la presencia de fluidos agresivos (tendencias corrosivas del agua producida debido a la presencia de H₂S, CO₂, alta salinidad, tendencias de escala, etc.), que requieren protección de la totalidad o una parte de la carcasa de producción de la exposición a los fluidos del pozo. La selección de la arquitectura de completamiento aplicable en tales casos también puede afectar la elección de la tecnología BES, con capacidades especiales de manejo de gas cuando no se permite la ventilación de gas a través del anillo, restringiendo el uso de la tecnología de separación de gas, por ejemplo. Algunos ejemplos típicos de los tipos de completamiento de BES y sus respectivas barreras de pozo operacional se presentan a continuación.

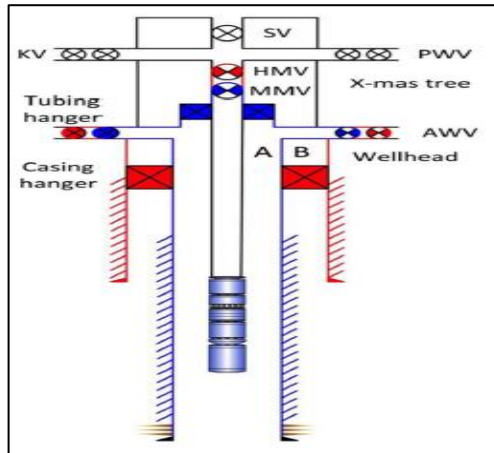
BES En Pozo Estándar⁹⁵

La arquitectura del completamiento de pozos BES más común incluye el uso de un BES suspendido de la parte inferior de un conjunto de tubos de producción dentro de una casing de producción cementada y equipado con una cabeza de pozo y un árbol de Navidad vertical. En esta configuración, la cubierta de producción cementada, las válvulas de cabeza de pozo, el soporte de tubería y una válvula maestra inferior activa o primaria de un árbol de Navidad forman la barrera del pozo primario. Normalmente no hay barreras intermedias (definidas como barreras adicionales que pueden estar en su lugar antes de la activación de una barrera secundaria), y la envolvente secundaria está formada por una combinación de cemento detrás de la carcasa de producción, el soporte de la tubería, el cabezal del tubo y un maestro superior activado válvula de un árbol de Navidad.

⁹⁴ (BESPALOV, 2016) op.cit., p.2

⁹⁵ (BESPALOV, 2016) op.cit., p.2

Diagrama De Barrera De Pozo De Producción para BES



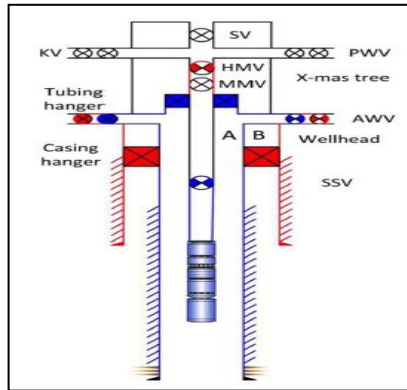
Fuente: BESPALOV, E. (2016). RIGLESS ESP TECHNOLOGY: WELL CONTROL AND COMPLETION CONSIDERATIONS. *SPE*, 14.

BES En Pozos Eruptivos⁹⁶

Para pozos eruptivos BES, o en un entorno operativo sensible (como ambientes peligrosos o agresivos o en operaciones mar adentro, por ejemplo), se pueden agregar elementos de barrera adicionales y es común el uso de válvulas de seguridad subsuperficiales controladas en superficie y recuperables. Estas válvulas, en combinación con los tubos de producción a continuación, forman parte de un sistema de barrera de pozo primario temporal o de emergencia, cuya activación es normalmente automática ya que las válvulas de seguridad son de tipo cerrado a prueba de fallas.

Diagrama De Barrera De Pozos De BES Y Válvula De Seguridad Subsuperficial

⁹⁶ (BESPALOV, 2016) op.cit., p.5



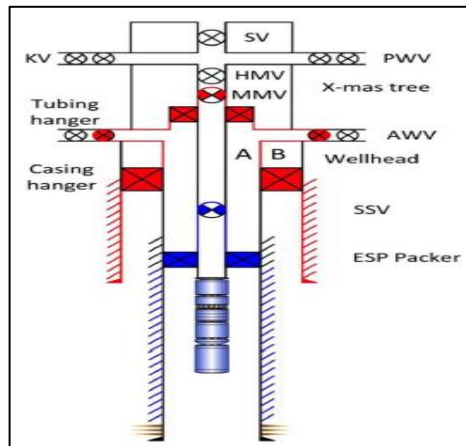
Fuente: BESPALOV, E. (2016). RIGLESS ESP TECHNOLOGY: WELL CONTROL AND COMPLETION CONSIDERATIONS. *SPE*, 14.

Ambiente Sensible⁹⁷

El sistema de barrera de pozos BES se puede mejorar aún más introduciendo barreras anulares adicionales, tales como un empaquetador de producción BES, ubicado entre el BES y el Tubing hanger (como se muestra en la Fig.35). Este elemento de control de pozos pasa a formar parte de una barrera primaria operacional, protegiendo al mismo tiempo la carcasa de producción, el cable BES y cualquier línea anterior del contacto con fluidos del pozo y las rápidas fluctuaciones de presión asociadas con las operaciones BES (Camilleri, Gambier, 2013).

Figura 21. Diagrama De Barrera De Pozo Del PE Eruptivo De Alto Riesgo También

⁹⁷ (BESPALOV, 2016) op.cit., p.5



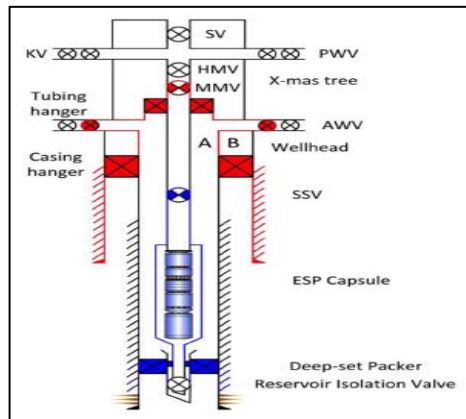
Fuente: BESPALOV, E. (2016). RIGLESS ESP TECHNOLOGY: WELL CONTROL AND COMPLETION CONSIDERATIONS. *SPE*, 14.

Aislamiento Del Yacimiento⁹⁸

En algunos casos, se usa un empacador permanente de fraguado profundo para aislamiento anular, a menudo en combinación con un BES encapsulado y un sistema opcional de control de flujo en profundidad, donde la barrera del pozo primario operacional se forma para incluir las profundidades -tubo de producción de empaquetadores fijos y la cápsula BES (Fig. 36). De forma similar a la solución empacadora BES, esta configuración de completamiento garantiza el aislamiento de la tubería de revestimiento de la producción y de los fluidos del pozo y los flujos de presión significativos.

Diagrama De Barrera De Pozos De Producción De Pozo BES Con Opción De Aislamiento De Yacimiento

⁹⁸ (BESPALOV, 2016) op.cit., p.5



Fuente: BESPALOV, E. (2016). RIGLESS ESP TECHNOLOGY: WELL CONTROL AND COMPLETION CONSIDERATIONS. *SPE*, 14.

BARRERAS DE POZO DURANTE BES WORKOVER⁹⁹

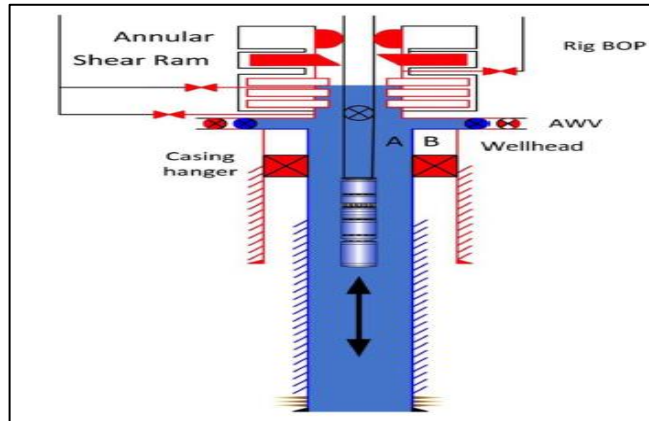
Dado que las intervenciones comunes BES requieren una torre de perforación, o una grúa, para recuperar sarta de tubería articulado con el cable BES sujeta en el exterior, el uso del sistema de seguridad de la plataforma forma parte de las consideraciones de integridad del pozo.

BES En Pozo Sub Hidrostático

En la mayoría de los casos, los pozos BES sub-hidroestáticos dependen únicamente de una presión hidroestática del fluido de sacrificio como barrera principal para fines de integridad del pozo, con un dispositivo de prevención de reventón Shear ram (BOP) que sirve como elemento de barrera secundario. La Fig. 37 muestra los enfoques de barrera. Aunque los BOP anulares se pueden considerar como elementos intermedios de barrera, su capacidad para sellar eficazmente el tubo con varias líneas en el exterior es algo cuestionable.

⁹⁹ (BESPALOV, 2016) op.cit., pp 5-6

Diagrama De Barrera De Pozo De Workover ESP Asistido Por Rig

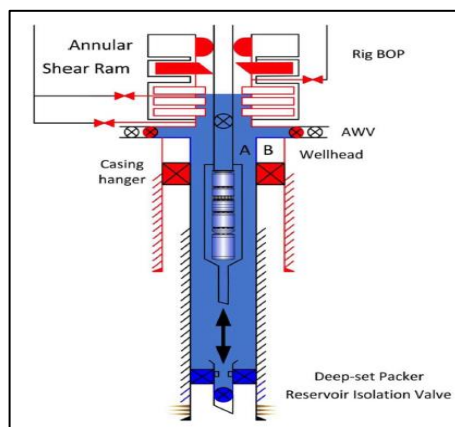


Fuente: BESPALOV, E. (2016). RIGLESS ESP TECHNOLOGY: WELL CONTROL AND COMPLETION CONSIDERATIONS. *SPE*, 14.

Aislamiento Del Yacimiento

En entornos marinos de mayor riesgo, el uso de una única barrera mecánica de fondo de pozo en combinación con una presión de fluido en la parte superior se utiliza a menudo como medio de control del pozo. Tal enfoque requiere acceso por debajo del BES para establecer la barrera antes de romper la integridad del pozo, como lo permite una configuración BES baipás, o un medio para cerrar un dispositivo de control de flujo anular detrás de la cuerda recuperada como en el caso de usar un agujón debajo del BES (Fig. 38). Una ventaja adicional de tal enfoque es que hay muy poca o ninguna contaminación del yacimiento por el fluido de muerte durante la intervención BES.

Diagrama De Barrera De Pozos De La Reparación De ESP Con Ayuda De La Plataforma Con Aislamiento De Yacimiento



Fuente: BESPALOV, E. (2016). RIGLESS ESP TECHNOLOGY: WELL CONTROL AND COMPLETION CONSIDERATIONS. *SPE*, 14.

Efectivamente, el anillo de revestimiento de tubería (TCA o anillo "A"), presente durante la producción, deja de existir durante los reemplazos de BES, y la integridad del pozo se mantiene mediante una combinación de mecánicos de fondo de pozo (selladores de empaquetaduras profundos y cerrados o barrera mecánica cerrables, como el tapón o la válvula de control de flujo), no mecánica (fluido) y una barrera mecánica de superficie secundaria que se puede cerrar, como los arietes BOP. En general, la filosofía de integridad del pozo que requiere la presencia de al menos dos barreras durante las intervenciones de pozo se cumple durante la mayoría de las intervenciones de pozos BES.

Criterios de control de pozo y despliegue de BES mediante cable de poder¹⁰⁰

Introducción

A medida que aumenta el uso de bombas sumergibles eléctricas (BES) en las operaciones de producción críticas, es decir, en los pozos en alta mar y de alta producción, la necesidad de sistemas más eficientes para reemplazar el proceso

¹⁰⁰ XIAO, J., ROTH, B., & LASTRA, R. (2017). WELL CONTROL STRATEGY FOR ESP RIGLESS DEPLOYMENT WITH POWER CABLE. *SPE*, 13.

tradicional de instalación y recuperación de tuberías articuladas se vuelve más relevante. Métodos como la tubería flexible (CT) y el despliegue por cable se han utilizado en el pasado con diversos grados de éxito y el despliegue con cable de alimentación se está abriendo camino en las aplicaciones de BES convencionales. Todos los métodos de implementación de BES alternativos enfrentan problemas cuando se trata del control del pozo, especialmente en las aplicaciones donde se instalan los BES para impulsar la producción en pozos de flujo natural. Este documento examina los desafíos de control de pozos asociados con la instalación y recuperación de BES de cable (CDBES) y proporciona estrategias para llevar a cabo estas operaciones de manera segura.

La revisión cuidadosa de las operaciones actuales de cambio de BES con plataformas de reacondicionamiento conduce al desarrollo de una estrategia de control de pozo equivalente para los CDBES con Rigless. Se ha establecido un diseño de completamiento permanente, los componentes requeridos en la pila del preventores de reventones (BOP) y los procedimientos de implementación y recuperación. Esta estrategia elimina el uso de costosas y duplicadas barreras de control de pozos sin comprometer la seguridad operacional.

Descripción general de la política de control de pozos

El control de pozo en general es la utilización de equipos y procedimientos para prevenir la liberación incontrolada de hidrocarburos a la atmósfera durante todo el ciclo de vida de un pozo, incluida la perforación, terminación, reacondicionamiento y eventual abandono. En el contexto de los pozos de BES, una vez que se instalan los BES, los empacadores de producción y los cabezales de pozo equipados con árboles de Navidad actúan como barreras para garantizar años de producción normal y segura. Durante las operaciones de workover para reemplazar un BES fallido, el árbol de Navidad se elimina (workover con una plataforma) o se desactiva (despliegue con Rigless), se deben colocar suficientes tipos de barreras en todo el

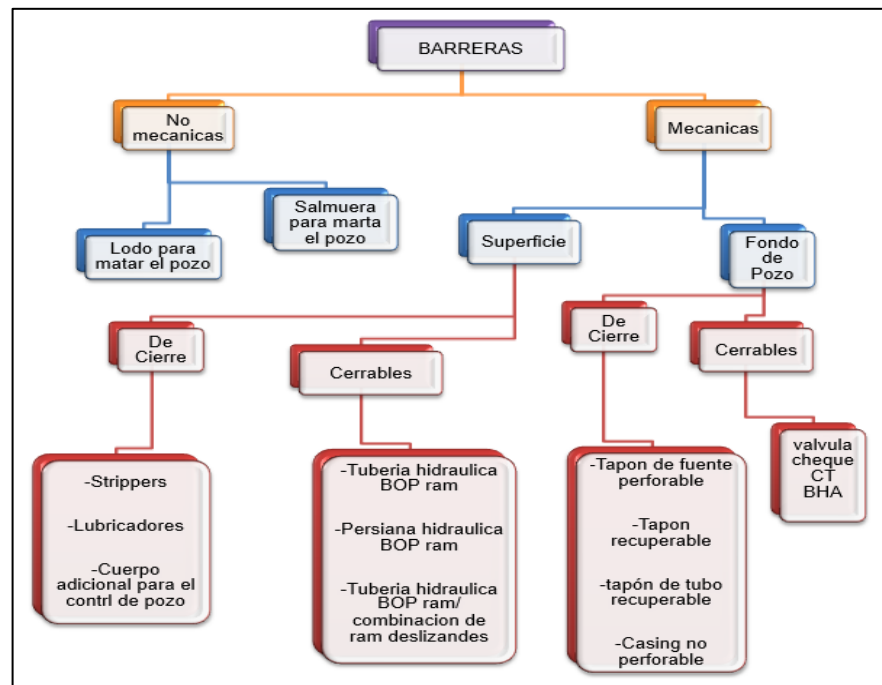
tiempo y en cada paso del proceso. Procesos de recuperación y despliegue para proteger a las personas y al medio ambiente.

El tipo y la cantidad de barreras estipuladas por la política de control de pozos dependen del tipo de pozo y la relación de gas y aceite del fluido del yacimiento (GOR). Los pozos BES son pozos de petróleo típicamente con bajo GOR (<850 SCF / STB). La política de control de pozos exige un mínimo de dos barreras si se cumplen todas las condiciones siguientes:

- La presión del yacimiento está por encima de la presión del punto de burbuja.
- No hay capa de gas de una tapa de gas supra yacente.
- La presión del cabezal de cierre <1,500 psig.
- El pozo no se encuentra en un área poblada.

Las dos barreras deben ser independientes entre sí para que la falla de una no afecte la función de la otra. La Figura 70 proporciona una lista de barreras permisibles para las operaciones de CT con Rigless, que ofrece la guía más cercana y relevante para las operaciones de CDBES con Rigless. Como se muestra, las barreras se dividen en barreras no mecánicas y mecánicas. Las barreras mecánicas se pueden aplicar en la superficie o en el fondo del pozo, es decir que se pueden cerrar.

Barreras de control de pozo



Fuente: XIAO, J., ROTH, B., & LASTRA, R. (2017). WELL CONTROL STRATEGY FOR ESP RIGLESS DEPLOYMENT WITH POWER CABLE. *SPE*, 13.

Las barreras no mecánicas pueden ser matadas con salmuera. Para que el fluido mortal sea una barrera de aislamiento efectiva, se deben cumplir las dos condiciones siguientes:

- La presión hidrostática de la columna de fluido mortal debe superar la presión del reservorio en 250 psig.
- Se debe observar el pozo, mediante el control de la presión de cierre del pozo durante un período de 1 hora como mínimo para garantizar que el pozo está muerto y para confirmar la presencia de una barrera de fluido competente.

Hay que tener en cuenta que para el despliegue de CDBES con Rigless, ninguna de las barreras mecánicas de fondo de pozo que se muestran en la Figura son aplicables. Las válvulas de bola de despliegue de fondo de pozo controladas en superficie y SCSSV se utilizaron o consideraron en el pasado en la industria para el

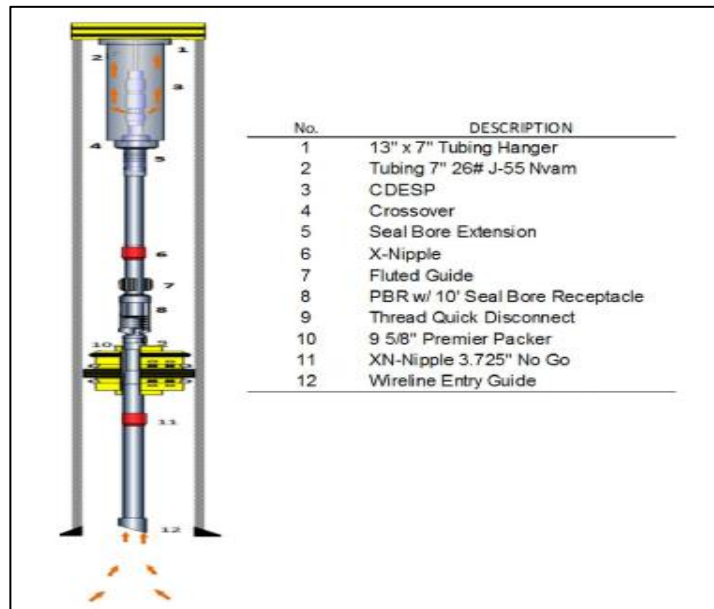
despliegue alternativo de BES. Su uso permite que el pozo se convierta en un lubricador, de modo que cuando la sarta BES se ensambla en la parte superior del pozo, el pozo no está abierto a la superficie, lo que brinda la seguridad operacional requerida.

Sin embargo, estas válvulas no se muestran en la Figura y no están aprobadas ni aceptadas como barreras, en parte debido a preocupaciones técnicas y debido a la falta de experiencias de campo con ellas. Debido a las preocupaciones con el GOR relativamente alto, especialmente con los fluidos de reservorio de sulfuro de hidrógeno alto (H₂S), para calificar las válvulas de bola de fondo de pozo como barreras, deben probarse herméticamente a prueba de burbujas (calificación V0).

CDBES Completamiento permanente del pozo

Para habilitar el cambio BES con Rigless con sistema CDBES, primero se usa un equipo de reacondicionamiento para volver a llenar el pozo, de modo que se pueda instalar un tubo más grande junto con un empacador de producción y un ensamble de sello. La Figura muestra la finalización permanente del fondo de pozo, finalizada después de algunas optimizaciones.

CDBES Completamiento Permanente Desde Pozo Y El Fondo Del Pozo



Fuente: XIAO, J., ROTH, B., & LASTRA, R. (2017). WELL CONTROL STRATEGY FOR ESP RIGLESS DEPLOYMENT WITH POWER CABLE. *SPE*, 13.

a) Descripción de los componentes críticos del pozo y sus funciones

I. Empaque de Producción:

En el comienzo de la parte inferior del completamiento es un empaque de producción extraíble. Esto protegerá el casing de la corrosión y actuará como una segunda barrera hacia la superficie con el colgador de tubería como barrera de anillo principal. Este es un dispositivo de liberación con ajuste hidráulico que combina el rendimiento y la confiabilidad de un empaque permanente con el beneficio adicional de ser recuperable. Si esta parte del completamiento debe eliminarse en algún momento, este empaque lo hace posible.

Recipiente de orificio pulido

Encima del empaque de producción se encuentra un recipiente de orificio pulido que está diseñado para mantener un gran diámetro interno durante toda la terminación, al mismo tiempo se adapta al movimiento extremo de la tubería. El conjunto del sello se mantiene en su lugar durante el recorrido mediante, cuando se usa con un

empaques de conjuntos hidráulicos, el completamiento se puede ejecutar y configurar en un solo viaje. Con este arreglo, la sarta completa sobre el PBR (incluido el conjunto de sello que se clava en el PBR) es recuperable. Además de acomodar el movimiento del tubo, también proporciona otras dos funciones importantes. Primero después de configurar el empaque, la operación puede desplazar el líquido del empaque si se tira del PBR con el control del CBE-1113 aun retenido. En caso de que haya alguna razón para reemplazar la sarta de tubería superior, esto se puede completar sin retirar el empaque de producción, lo que proporciona un reacondicionamiento más sencillo y suro.

II. Extensión del orificio sellado:

Ahora buscamos sellar el área de admisión donde caben los largueros de BES. Esto se logra con un conjunto de orificio de sellado, que utilizará el cruce anterior como un no-go para el conjunto de sellado. En este caso, un conjunto de orificio de sellado de 30 pies de largo está diseñado para adaptarse a cualquier tramo en la cadena CDBES, así como a cualquier cambio en la longitud debido al crecimiento térmico. En aplicaciones BES desplegadas por CT anteriores, el conjunto de sello proporcionaba suficiente resistencia de fricción para eliminar la necesidad de cualquier dispositivo anti rotatorio específico. La fricción del sello, junto con el uso de una unidad de frecuencia variable minimiza el par de arranque en el sistema. El conjunto del sello real se adjuntará a un larguero en la parte inferior del despliegue de BES. Entonces se convierte en el área de admisión para la bomba.

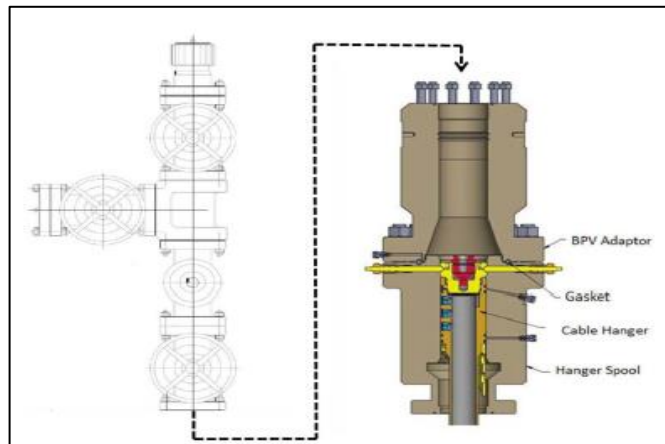
El diseño de terminación de pozo permanente descrito anteriormente proporciona barreras adecuadas a la presión requerida para un control suro del pozo y minimiza la cantidad de equipo necesario durante el despliegue con Rigless de CDBES. El orificio de sellado extendido permite cambios en las dimensiones de los cables y minimiza la necesidad de dispositivos antirrotación. El completamiento está diseñado para ser recuperable en caso de ser necesario, incluido el empaque de baja producción, lo que hace posible la remodelación de los pozos. No hay una

válvula de bola o válvula de seguridad instalada, así como barreras de control para operaciones con Rigless. Inicialmente se incluyó un mandril de bolsillo lateral en el diseño del completamiento. Permite la circulación entre el anillo y el tubo de producción, lo que permite que los residuos que se encuentran por encima del conjunto del sello se circulen lejos y permite una recuperación más fácil de la terminación BES cuando sea necesario. El mandril del bolsillo lateral se retiró del diseño debido a preocupaciones con la confiabilidad.

III. Árbol de Navidad vertical con carrete de suspensión de cable:

A diferencia de las prácticas de BES implementadas por CT en el pasado, que utilizan árboles de Navidad horizontales, al completar el CDBES, el pozo se completa con un árbol vertical de Navidad integrado con un sistema de carrete de soporte de cable debajo de la válvula muestra, Figura, El sistema de carrete de suspensión de cable suspende el cable BES en el pozo. El sistema también incorpora un penetrador horizontal, que proporciona una conexión de energía de superficie al BES en el fondo del pozo. Para acomodar una sarta BES convencional con un OD máximo de 5.62 ", el árbol de Navidad vertical se cambia de 4 1/16" a 7 1/16". Durante la operación con Rigless, el árbol de Navidad permanece en su lugar. El sistema de suspensión del cable incluye la capacidad de orientar y aterrizar el cable umbilical BES de manera que el penetrador vertical se alinee con el penetrador horizontal en el cuerpo del carrete. El diseño también proporciona un paso del fluido de producción alrededor del soporte del cable a velocidades de hasta 15,000 bpd con caídas de presión mínimas en el carrete.

Árbol de Navidad vertical con carrete de suspensión de cable



Fuente: XIAO, J., ROTH, B., & LASTRA, R. (2017). WELL CONTROL STRATEGY FOR ESP RIGLESS DEPLOYMENT WITH POWER CABLE. *SPE*, 13.

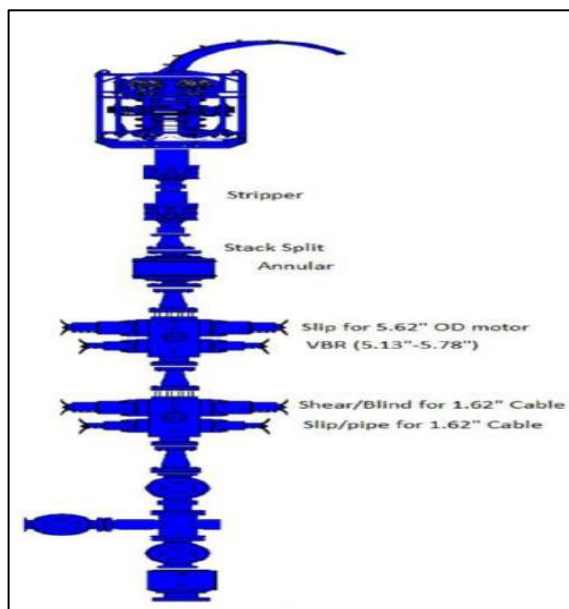
Estrategia de control de pozos con implementación de CDBES con Rigless:

Rigless CDBES es una nueva tecnología para el despliegue de BES en la industria y la empresa. Las operaciones están particularmente preocupadas por el control del pozo. Cuando no hay una plataforma de reacondicionamiento, cierta capacidad de control de pozo (por ejemplo, top drive) y el factor de comodidad desaparecen. Rigless CDBES también es diferente de las operaciones de CT. El cable con un núcleo sólido no permite la circulación de fluidos, y la BHA (sarta BES) no solo es larga y tiene varios tamaños de OD, sino que también tiene comunicación de admisión y descarga de la bomba. El desafío único requiere que se establezcan nuevos equipos y procedimientos para cumplir con la política de control de pozos de la compañía.

Como se muestra en la Fig. 5, de arriba a abajo, tenemos una cabeza de inyector de CT y un extractor de CT. El anular BOP, el ram de deslizamiento y el ram de diámetro variable (VBR) son las barreras de cierre diseñadas para el cable BES. La combinación dual (shear/blind, and slip/pipe) es una barrera que se puede cerrar y está diseñada para el cable de 1.62". Antes de que comience la operación con Rigless, el pozo primero se mata con un fluido y se confirma que está muerto,

utilizando la operación ya establecida de la compañía. El lodo de matar es una barrera no mecánica para la operación. El volumen mínimo de fluido de matar en la ubicación es de 500 bbl. El fluido matar se puede bombear a lo largo de toda la operación de forma continua o en un intervalo de tiempo regular con la línea de matanza mientras se monitorea el fluido del tanque. Presión del equipo de control, como se muestra en la Figura 73, luego se coloca en la parte superior del árbol vertical de Navidad y se prueba. Nos referiremos a la Figura 73 para analizar las medidas de control de pozos en todos los pasos críticos del proceso de implementación de BES. La secuencia de recuperación es la inversa de la implementación y utilizará las mismas medidas de control de pozo.

Muestra De La Columna De BOP Para Las Operaciones De La CDBES.



Fuente: XIAO, J., ROTH, B., & LASTRA, R. (2017). WELL CONTROL STRATEGY FOR ESP RIGLESS DEPLOYMENT WITH POWER CABLE. *SPE*, 13.

Como se muestra en la Figura, de arriba a abajo, tenemos una cabeza de inyector de CT y un extractor de CT. El BOP anular, el ram de deslizamiento y el ram de diámetro variable (VBR) son las barreras de cierre diseñadas para la sarta BES. La

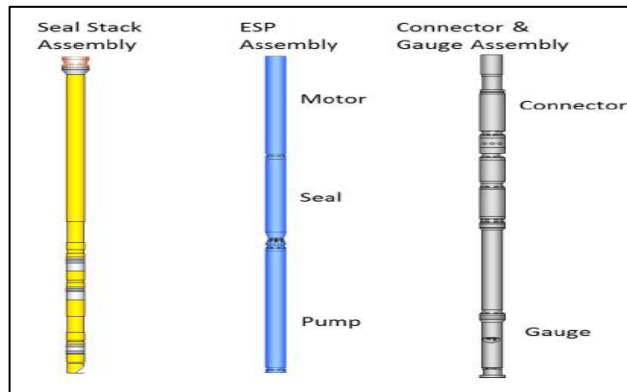
combinación dual (cortante / ciego, y deslizamiento / tubería) es una barrera que se puede cerrar y está diseñada para el cable de 1.62”.

Composición del cable BES y la conexión con el cable de alimentación:

La sarta BES se divide en tres secciones, cada una de aproximadamente 20 pies a 30 pies de largo, como se muestra en la Fig. 6. La primera sección en la parte inferior es el conjunto de sellos, que posteriormente se extenderá hasta la extensión del orificio de sellado del completamiento permanente del pozo Fig. 3. La segunda sección en el centro es el conjunto BES que consta de la bomba, el sello y el motor, y la tercera sección en la parte superior es un conector de cable y un conjunto de calibre. El motor BES está precargado con aceite de motor para ahorrar tiempo en la cabeza del pozo.

Para minimizar aún más el tiempo de exposición del pozo, la conexión entre el conjunto de la pila de sellos y el conjunto BES no se realiza en la parte superior del pozo. En su lugar, la pila de sellos primero se levanta y aterriza en la placa C y las tomas en la torre de trabajo, junto a la pila BOP. El conjunto BES se levanta y se acopla con el conjunto de la pila de sellos. En este momento del proceso, el pozo está cerrado y asurado con fluido de eliminación, válvula maestra y BOP.

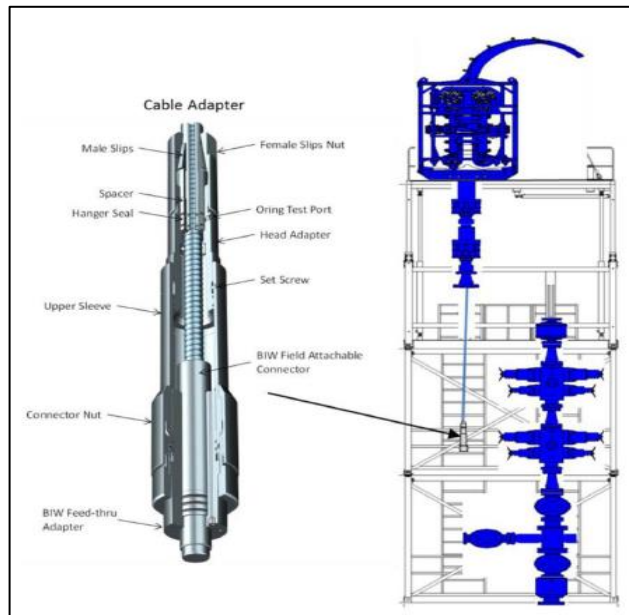
Secciones De Sarta BES



Fuente: XIAO, J., ROTH, B., & LASTRA, R. (2017). WELL CONTROL STRATEGY FOR ESP RIGLESS DEPLOYMENT WITH POWER CABLE. *SPE*, 13.

La pila de BOP se divide entre el separador y el dispositivo de prevención anular para permitir que la pila superior de BOP (el inyector de CT y el separador) se deslicen para formar el adaptador del cable con el cable de alimentación, Fig. 7. Pase el cable de alimentación a través del inyector y extender por debajo de la parte inferior del stripper. Enderezar y preparar el extremo del cable de alimentación. Componga el adaptador del cable y el penetrador eléctrico que se puede colocar en el campo, y complete la instalación de deslizamiento para asegurar el cable de alimentación con el adaptador del cable, como se muestra en la Fig. 7. Este proceso puede durar algunas horas. Durante este período, el pozo ha matado fluido como barrera y también existen múltiples barreras que se pueden cerrar, incluidas la válvula maestra y la BOP anular.

Componentes Del Cable Con El Cable De Alimentación



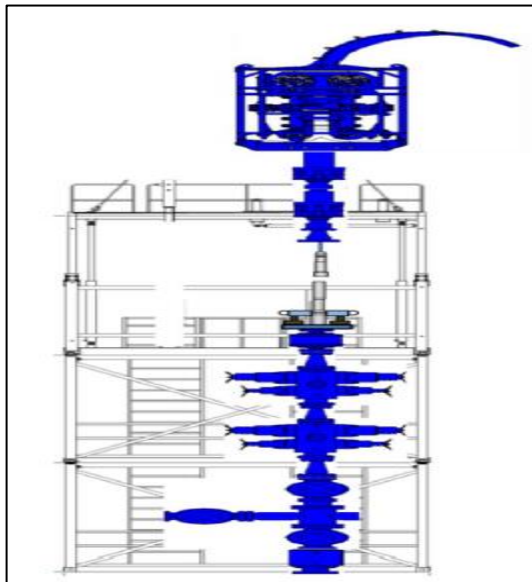
Fuente: XIAO, J., ROTH, B., & LASTRA, R. (2017). WELL CONTROL STRATEGY FOR ESP RIGLESS DEPLOYMENT WITH POWER CABLE. *SPE*, 13.

Después de crear el adaptador de cable con el cable de alimentación, la operación está lista para bajar la sarta BES en el pozo y conectar el cable de alimentación a la sarta BES. Se instala la abrazadera de elevación y se levanta el conjunto BES junto con el conjunto de pila de sellos (seal stack assembly), se baja las dos secciones en el pozo y se aterriza sobre la placa C y los conectores. En este momento del proceso, la válvula maestra se deshabilitará y la sarta BES se ejecutará. Sin embargo, el motor estará dentro del BOP anular, el ram deslizante de 5.62 "y el VBR de 5.13" a 5.78 ", y la entrada y descarga de la bomba están por debajo de estos dispositivos de prevención. Si en el caso de que haya una patada de pozo, se puede accionar el pistón de deslizamiento para mantener el sistema en su lugar, también se puede aplicar cualquiera de los dos BOP anular o VBR para cerrar el pozo. Para reducir el trabajo pesado, el VBR puede hacerse redundante y retirarse del stackup. La BOP anular es la opción más preferible.

Con las dos primeras secciones de la sarta BES dentro del pozo y apoyadas en la placa C y los conectores, la tercera sección, El (connector and gauge assembly), se

levantan, se conectan al conjunto BES con una brida y tornillos. La sarta superior de BOP (inyector de CT y stripper) se levanta sobre el pozo, y la conexión se realiza entre el adaptador del cable y la parte superior del conector y el gauge assembly. Fig. 8. Si en cualquier momento durante este proceso (que debería durar menos de una hora) se produce una patada, el ram de deslizamiento preparado para un motor de OD de 5,62 "y el BOP anular se pueden activar para asegurar el pozo.

Making Up El Adaptador De Cable Con Sarta ESP



Fuente: XIAO, J., ROTH, B., & LASTRA, R. (2017). WELL CONTROL STRATEGY FOR ESP RIGLESS DEPLOYMENT WITH POWER CABLE. *SPE*, 13.

BES RIH:

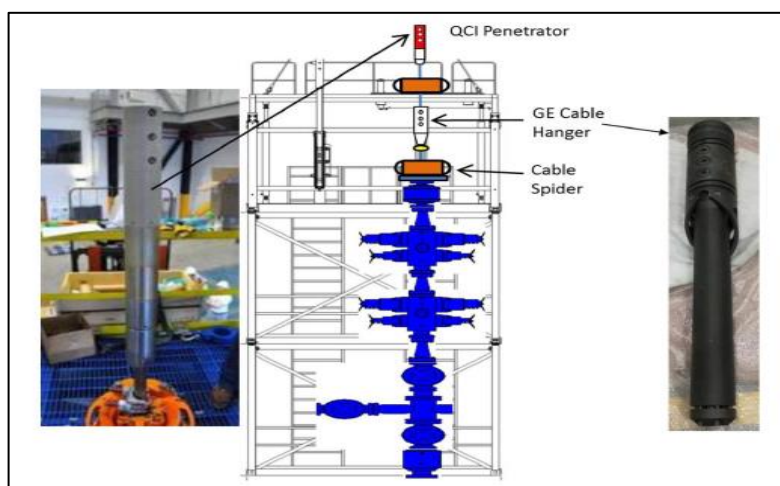
Después de conectar el adaptador de cable con la sarta BES, se realiza una verificación de integridad eléctrica. La pila superior de la BOP se baja y se completa hasta la BOP anular. Cierre el BOP anular y compruebe la presión del extractor / anular BOP verificar la integridad de la presión. La velocidad para RIH es nula. Más de 25 pies por minuto. Durante RIH, la operación se detendrá cada 1,000 pies para realizar pruebas eléctricas. El lodo de matar se puede bombear a lo largo de toda la

operación, ya sea de forma continua o en un intervalo de tiempo regular con la línea de corte mientras se monitorea el nivel de fluido del tanque de bombeo. Durante esta parte de la operación, el separador proporciona un sello dinámico alrededor del cable. Si hay una patada de pozo, se puede activar la combinación dual para asegurar el pozo. En comparación con una operación basada en plataforma donde el pozo está abierto a la superficie todo el tiempo a lo largo del proceso, el RIH con CDBES con Rigless se realiza más rápido y con medidas de seguridad mucho mejores.

Espacio y conexión del cable de suspensión:

A medida que el sistema se aproxima a la profundidad de instalación de BES, la velocidad de RIH se reduce a 2 pies / minuto. El larguero del sello entrará en la extensión de la perforación de la terminación permanente. Esto se puede confirmar con el contador de profundidad mecánico y la medición del peso CT. Para hacer espacio en el cable, levante el cable junto con la cabeza del inyector usando la grúa. Esto es para asegurar que una vez que el sistema esté instalado, el colgador de cable aterrizará en el carrete del colgador de cable en la superficie y el conjunto de la pila de sellos se aterrizará hasta la mitad en el orificio de la extensión del orificio de sellado. Después del arranque de BES, la longitud del cable aumentará debido a la expansión térmica y también al estiramiento de las cargas de empuje de la bomba. Desconectar la pila superior de BOP (cabeza del inyector y separador) de la BOP anular. Levantar el inyector para exponer el cable para marcar el punto de corte. Instale una araña de cable accionada por aire, aterrice el sistema encima del BOP anular y corte el cable. Prepare el extremo del cable, instale el deslizamiento del cable, el penetrador eléctrico y coloque el cable en el soporte del cable tanto mecánica como eléctricamente, como se muestra en la Figura.

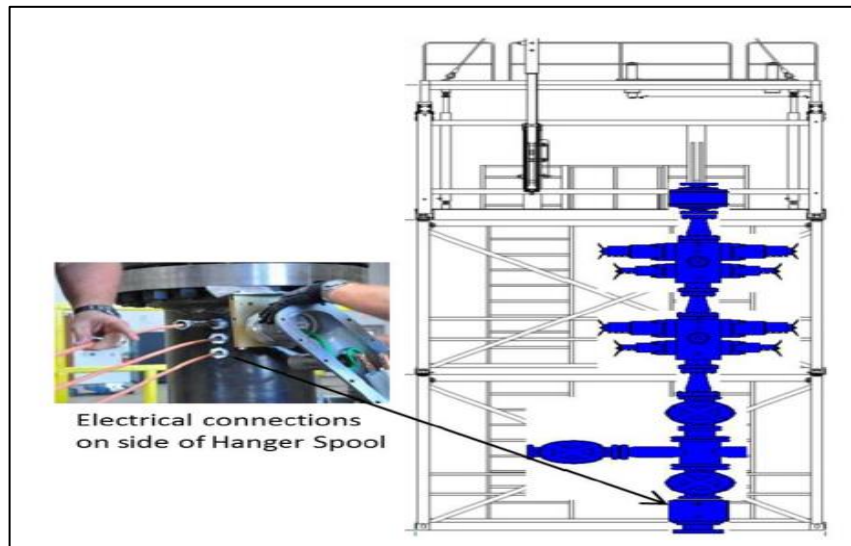
Completamiento De Cable Con Soporte De Cable



Fuente: XIAO, J., ROTH, B., & LASTRA, R. (2017). WELL CONTROL STRATEGY FOR ESP RIGLESS DEPLOYMENT WITH POWER CABLE. *SPE*, 13.

Una vez que el soporte del cable se hace con el cable, una herramienta de aterrizaje GS se engancha en el perfil en la parte superior del soporte del cable. Usando una grúa, el sistema se levanta y luego se introduce en el pozo para colocar el colgador de cable en el carrete del colgador de cable. Durante este paso de la operación, lodo de matar, BOP anular y la combinación doble de BOP son las barreras para asegurar el pozo si hay una patada de pozo. El colgador de cable está diseñado con una característica de auto orientación. A medida que cae en el carrete del soporte de cable, se orienta de manera que la ubicación de los tres orificios del cable de alimentación en el lado del soporte se alinee con los tres orificios del lado del cabezal del pozo para permitir que se realicen conexiones eléctricas en la superficie. Como se muestra en la Fig. 10.

Conexión De Corriente De Superficie



Fuente: XIAO, J., ROTH, B., & LASTRA, R. (2017). WELL CONTROL STRATEGY FOR ESP RIGLESS DEPLOYMENT WITH POWER CABLE. *SPE*, 13.

Una vez que se realiza la conexión de alimentación de superficie y se verifica la integridad eléctrica del sistema, la herramienta GS se desconecta del soporte de cable y se saca del pozo con una grúa. La válvula principal / válvula de corona del árbol de Navidad se puede cerrar, el BOP se puede reducir y la tapa del árbol se puede instalar. Luego, se puede realizar una prueba de función BES para completar el proceso de implementación de CDBES con Rigless.

Despliegue con Rig VS Despliegue con Rigless

DESPLIEGUE CON RIG	DESPLIEGUE CON RIGLESS
La BOP anular para sellar el motor y tubería con cable; no se desliza ram.	Anular BOP y VBR para sellar en ODS variables de Cable BES ram de deslizamiento para cable BES.
Rams de dos tubos/un cortador para tubos; CBE-1113bierto mientras RIH.	Combinación doble con cortina / cizallamiento y deslizamiento / tubería para cable de 1.62 "; los separadores proporcionan un sello dinámico en RIH.
Pozo para ser matado y observado antes del comienzo de operación.	Pozo para ser matado y observado antes del comienzo de operación.
Disponibilidad del fluido para matar el pozo	Disponibilidad del fluido para matar el pozo
Tanque de viaje disponible en el sitio para medir la Volumen de fluido devuelto.	Tanque de viaje disponible en el sitio para medir la Volumen de fluido devuelto.
El paquete de prueba del pozo está preparado y disponible para controlar el pozo.	El paquete de prueba del pozo está preparado y disponible para controlar el pozo.

Fuente: XIAO, J., ROTH, B., & LASTRA, R. (2017). WELL CONTROL STRATEGY FOR ESP RIGLESS DEPLOYMENT WITH POWER CABLE. *SPE*, 13.

DESPLIEGUE ALTERNATIVAMENTE DE BES: CONSIDERACIONES DE COMPLETAMIENTO¹⁰¹

A diferencia de las arquitecturas de completamiento BES tradicionales, los AD BES hacen uso de un tubo de producción de mayor calibre con la cadena BES recuperable que se despliega en su interior (Griffiths et al, 2007), convirtiendo el tubo en un completamiento semipermanente que permanece en el pozo por un tiempo considerable. Además, el cable de alimentación BES, los sistemas de

¹⁰¹ (BESPALOV, 2016) op.cit., pp. 6-7

penetración eléctrica y cualquier línea adicional de control o instrumento también permanecen en el fondo del pozo durante los cambios de BES.

Como resultado, varios factores, vinculados al diseño de la arquitectura de completamiento, deben considerarse a la vista de la aplicación en cuestión. Estos incluyen el pozo, la aplicación, los detalles de la operación y las políticas de control de pozos aplicables que se describen a continuación.

Pozos Específicos

La capacidad de flujo del pozo, el estado de la casing y el cemento existente, la protección contra la corrosión a largo plazo, la exposición del casing de producción a los fluidos del pozo, etc. afectan el tipo de completamiento elegido para el AD BES.

Especificaciones De La Aplicación

Los detalles específicos de la aplicación incluyen: tamaño de la producción, reducción de presión requerida y tasa de flujo superficial, tamaño del BES y tamaño correspondiente de la tubería de producción, profundidad de ajuste BES, inclinación del pozo y severidad dogleg (DLS) antes y perfiles de presión a lo largo de la vida del pozo, análisis de tensión del tubo con respecto a los componentes de completamiento seleccionados y sus sobres operativos, así como las conexiones de rosca elegidas.

Detalles De La Operación

Los elementos principales del completamiento se preinstalan utilizando la plataforma presente en el sitio para el despliegue inicial de la cadena semipermanente. Los aspectos a largo plazo de la operación relacionados con el tipo de entorno (offshore / onshore / remote etc.), el tiempo de movilización de la plataforma y la producción diferida asociada, el tipo y la capacidad de levantamiento de la grúa disponible, el tamaño de la superficie disponible para las operaciones rigurosas consiguientes, la disponibilidad, el tipo y la capacidad de los medios de

intervención para reemplazar el sistema BES (es decir, línea de acero, cableado, tubería flexible o varillas), la disponibilidad del suministro de energía hidráulica y eléctrica caen dentro de esta categoría y pueden afectar la arquitectura de completamiento de pozo.

Políticas de control De Pozos Aplicable

Cualquier arquitectura de completamiento elegida para una aplicación determinada debe cumplir con los requisitos de intervención de pozos del operador. Para AD BES, esta es una de las consideraciones más importantes porque este método de implementación de BES aún no es muy común y, por lo tanto, a menudo requiere un ajuste a las prácticas de trabajo actuales y está sujeto a escrutinio adicional.

La mayoría de las veces, la arquitectura de completamiento seleccionada y el requerimiento de desplegar el BES a través del árbol exigirán un árbol vertical u horizontal de calibre completo y la modificación del Tubing hanger asegurar que haya suficientes penetraciones disponibles para el cable BES seleccionado componentes de completamiento en el fondo del pozo.

En resumen, las consideraciones de diseño de completamiento para los sistemas AD BES tendrán un enfoque más holístico de la aplicación en comparación con los completamientos de una BES estándar, así como también aseguraran la longevidad del completamiento semipermanente mientras se adhieren al control de pozo aplicable y al método planificado de intervención sin fallas.

ANEXO E. TÉCNICAS RIGLESS¹⁰²

Un factor importante en el éxito general y el costo de una intervención de pozos depende significativamente de la elección del equipo, incluidas las herramientas de fondo de pozo y las unidades de superficie

¹⁰² (KHURANA, DEWALT, & HEADWORTH, 2003) op. cit., pp.2-3

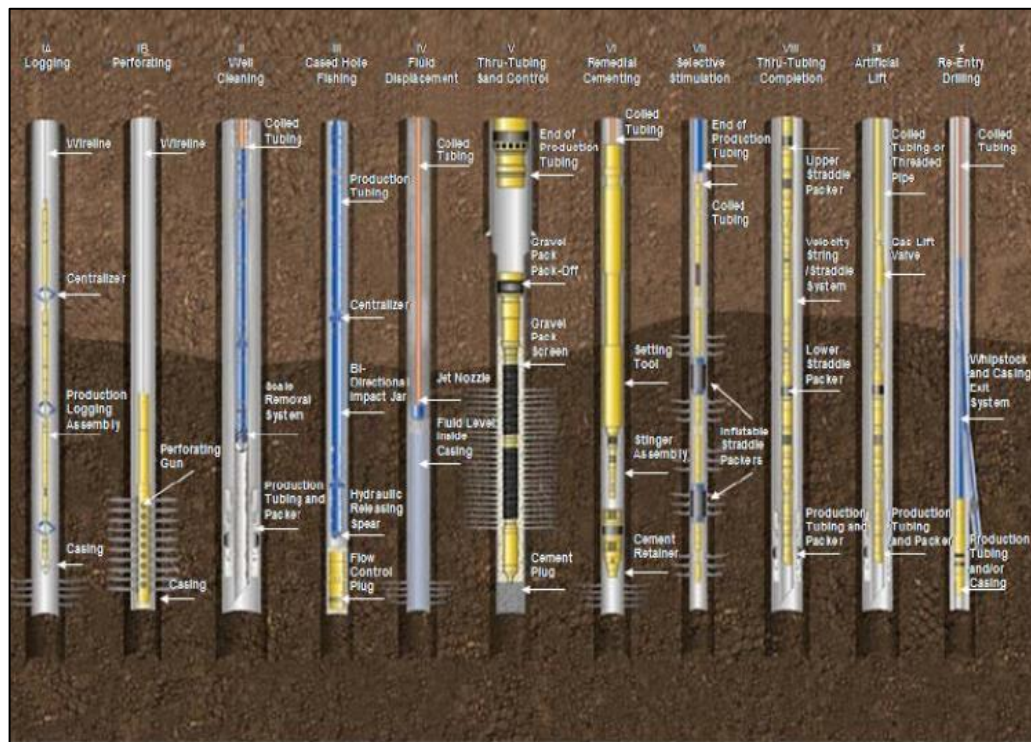
El uso de una plataforma de trabajo convencional para la intervención del pozo es costoso y puede no ser apropiado en muchas circunstancias.

Con los mercados de petróleo deprimidos y las restricciones a la financiación de proyectos, se hace importante identificar las áreas en las que se pueden reducir los gastos de capital y de operaciones, al mismo tiempo que se mantiene la capacidad y la seguridad. Un área de enfoque está en el método de transporte, es decir, la estructura de acceso de pozos, "el Rig". Con la construcción de pozos de perforación y las operaciones de construcción que representan más del 50% de la base de costos del proyecto, se ha identificado como un área donde la introducción de nueva tecnología tiene el potencial de reducir significativamente los costos generales del proyecto.

La adopción en el mercado de tecnologías alternativas, como el enfoque "Rigless", está en su auge en el mercado europeo, sin embargo, regiones como el Golfo de México y Asia Pacífico tienen exitosas trayectorias en la implementación de tecnologías en proyectos de terminación, intervención y abandono.

APLICACIONES EN EL FONDO DEL POZO DE LAS TÉCNICAS RIGLESS

Aplicaciones De Fondo

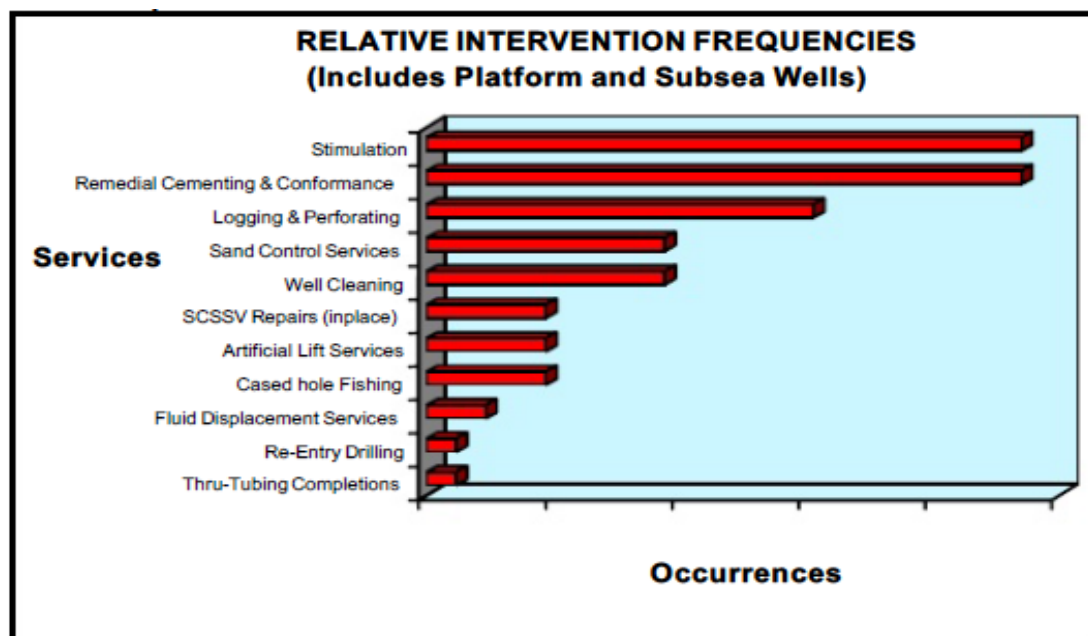


Fuente: KHURANA, S., DEWALT, B., & HEADWORTH, C. (2003). *WELL INTERVENTION USING RIGLESS TECHNIQUES*. OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE. OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, HOUSTON.

- I. Registro: La data de pozos normalmente se realiza para recolectar datos o para realizar pruebas de diagnóstico de las condiciones del pozo. Los registros de pozos generalmente se clasifican como agujeros entubados (el yacimiento investigado se ha entubado) o abiertos (el yacimiento investigado no está encapsulado).
- II. Perforación: perforar puede ser producir desde zonas nuevas o abrir perforaciones obturadas desde la terminación existente.
- III. Limpieza del pozo: La limpieza del pozo se utiliza para eliminar las restricciones de flujo, como formación. También incluye limpieza de arena o lavado de arena para barrer los depósitos de arena bien agujereada.

- IV. Pesca: Se llevan a cabo operaciones de pesca para eliminar equipo de fondo de pozo tal como tubería de pantalla o herramientas atascadas. Esta aplicación suele llevarse a cabo junto con otras aplicaciones.
- V. Desplazamiento de fluido: Las técnicas de desplazamiento de fluidos consisten en la circulación de fluidos, como el nitrógeno, a través del pozo para iniciar la producción o mejorar las propiedades de transporte y flujo del yacimiento.
- VI. Control de la Arena de Thru-Tubing: revestimientos o la colocación de materiales de resina.
- VII. Cementación remedial: La cementación correctiva consiste en inyectar una suspensión de cemento bajo presión a un intervalo específico dentro de un pozo para reparar el trabajo de cemento primario. El procedimiento también se puede usar como una técnica de conformidad para sellar zonas o para interrumpir el ingreso de agua o gas.
- VIII. Estimulación selectiva: La estimulación mejora la permeabilidad cerca de la zona del pozo acidificando o fracturando el yacimiento con fluidos usando altas tasas de inyección y presiones. Se conoce como "Selectiva" como una zona específica que se selecciona para realizar estimulación con el fin de mejorar la recuperación del pozo.
- IX. Completamiento de tuberías: El tubo de pequeño diámetro actúa como una cadena de velocidad o sifón para mantener los pozos marginales descargados, o como una cadena de producción para aislar los tubos de producción dañados o defectuosos. Se puede utilizar como una cadena de inyección para levamiento con gas.
- X. Servicios de levantamiento Artificial: Se instalan equipos de levantamiento artificial para establecer asistencia en la producción en pozos donde la presión es insuficiente para obtener la velocidad de producción deseada.

Frecuencias Relativas De Las Intervenciones



Fuente: KHURANA, S., DEWALT, B., & HEADWORTH, C. (2003). *WELL INTERVENTION USING RIGLESS TECHNIQUES. OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE. FFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, HOUSTON.*

Las aplicaciones de fondo de pozo descritas anteriormente se pueden realizar utilizando una plataforma de trabajo convencional. Sin embargo, una plataforma generalmente requiere matar el pozo lo cual crea el riesgo de dañar el yacimiento. Técnicas como Wireline, Coiled Tubing (CT) y Workover Hidráulico (HWO) son generalmente menos costosos que una plataforma y se puede realizar en pozos vivos. Estas técnicas se diferencian en función del método y equipo utilizado para transportar las herramientas de fondo de pozo. La figura 1 muestra equipos de superficie para estas técnicas. Los equipos de superficie para estas técnicas son menores en el área de huella y más ligero en peso en comparación con una plataforma. Los detalles de la rigless técnicas y equipos de superficie se discuten a continuación.

CABLEADO

El cableado consiste en correr y tirar herramientas de entrada y salida del pozo mediante un cable rígido. Esto se puede hacer en un pozo que todavía está bajo presión. Las operaciones de cable incluyen: perforación, limpieza de pozos y vertido de cemento. La mayoría de las unidades de equipo de superficie fija son autónomas que consisten en el carrete de cable, la fuente de equipo asociado de control y conexión. El cable es subdividido en dos categorías:

Línea Eléctrica (E-Line)

El cable utilizado en E-Line es un cable eléctrico blindado de acero que tiene la capacidad de transmitir datos de registro de pozos continuamente a la superficie. El tamaño de las gamas de alambre de 7/32 pulgadas a 15/32 pulgadas dependiendo de la resistencia mecánica y el número de conductores eléctricos.

Cable de Slickline

Sin conductor eléctrico y es por lo tanto un dispositivo puramente mecánico. Entre los diámetros más comunes son 3/32, 7/64 y 1/8 pulgadas. La nueva generación de sistemas slickline incluye sistema de medición y herramientas de medición de fondo de pozo que tienen más versatilidad que una estándar mecánica. Pueden transmitir información sobre la ubicación del registro tomada dentro del pozo. Debido a estas características adicionales, a veces son denominada intervención electromecánica.

El equipo de superficie para S-Line es el mismo que E-line excepto que el alambre de menor diámetro da lugar a un menor peso y un carrete más pequeño. Los nuevos equipos slickline de superficie incluyen equipo adicional como sistemas avanzados de medición y registrador de datos.

TUBERÍA FLEXIBLE (CT)

El tubo en espiral implica la inserción de un continuo y un tubo de acero flexible en un pozo para transportar diversas herramientas de mantenimiento de pozos y para circular fluidos. Acero tubería enrollada está hecha de tiras de acero de alta resistencia que laminados y cosidos por soldadura. El tubo es lo suficientemente flexible para ser bobinado en un carrete, con diámetros que van desde $\frac{3}{4}$ a $3\frac{1}{2}$ pulgadas. Espesores de pared más altos y el desarrollo de nuevas aleaciones han aumentado la resistencia de la tubería enrollada para soportar cargas de presión extremas y han mejorado su resistencia a la corrosión por tensión. Los avances también se han realizado en el área de material para generar tubos ligeros en espiral. Los equipos de superficie CT son autónomos de accionamiento hidráulico que proporcionan ahorro de tiempo y de costos en comparación con el uso workover Rig.

WORKOVER HIDRÁULICO (HWO)

Utilización hidráulica, cilindros hidráulicos para empujar las secciones articuladas del pozo, en contraste utilizadas en CT. El tubo puede ser insertado bajo presión o después de matar el pozo.

Las ventajas de usar HWO sobre CT son que HWO puede manejar trabajos más complejos que involucran depósitos más profundos con mayores presiones. HWO tiene la capacidad de usar y puede ajustar la longitud de la tubería en base a la profundidad del depósito. Sin embargo, las operaciones de HWO son más costosas que la CT operaciones. La decisión de usar HWO en lugar de CT es dependerá de los requisitos de la solicitud específica que se la consideración económica general. Basándose en su aplicación en el campo, HWO se divide en las siguientes categorías:

- Buceo de alta presión Snubbing: se refiere a empujar la tubería en un pozo bajo presión. El snubbing de alta presión es un área donde HWO compite con CT para realizar el trabajo en pozos vivos.
- Asistente de plataforma hidráulica: Las unidades de asistencia hidráulica ayudan al trabajo convencional y complementar el trabajo realizado. Por definición de una unidad de asistencia de plataforma no es una unidad de tipo independiente y funciona sólo en conjunción con la plataforma de workover.
- Operaciones mayores: Las unidades HWO tienen la capacidad de realizar en el pozo, y competir directamente con el trabajo que tradicionalmente realizado por plataformas de trabajo convencionales. Los trabajos mayores de workover normalmente implican los tubos de producción para reparaciones.

GUÍA DE SELECCIÓN PARA LAS TÉCNICAS DE RIGLESS

- E-line es elegido donde un suministro eléctrico continuo es como en la producción de data y perforación. Como anteriormente, es más frecuente el uso de E-line en pozos verticales, pero también se puede utilizar en pozos horizontales con la ayuda de un tractor de pozos.
- S-line se utiliza cuando el trabajo mecánico se puede realizar de una manera rentable utilizando un cable. Con el uso de herramientas alimentadas por batería y dispositivos de localización de profundidad, S-line ahora puede competir en algunas áreas con E-line.
- El CT se usa típicamente en situaciones donde la circulación de fluidos es necesaria, y para alcanzar pozos altamente desviados y horizontales. CT puede realizar numerosas aplicaciones de fondo de pozo, y se está convirtiendo cada vez más en un método preferido de intervención de pozos.
- HWO es más adecuado para pozos de alta presión que CT y también se utiliza donde la tubería de producción necesita ser tirada. La elección entre HWO y CT es por lo tanto dependiendo de los requerimientos del pozo aplicación y en la economía general del trabajo.

Guía De Selección De Tecnología Rigless Según Su Intervención

Leyenda si: 1; no:2; No económico:3.	Electric-line	Slickline	Coiled Tubing	Hydraulic Workover
Limpieza de Pozo				
Limpieza de arena o lavado de arena	3	1 Nota 1*	1	1
Remoción de parafinas y asfáltenos	3	1	1	1
Remoción de escamas	2	2	1	1
Perforación	2	2	1	1
Servicios De Levantamiento Artificial				
Válvulas de Gas Lift Instalación/ Tirón / Recuperación	3	1	3	3
Mantenimiento De Bombas De Levantamiento Artificial	2	1	3	3
Ajuste/Recuperación de Bombas de Levantamiento Artificial	2	1	1	1

Fuente: KHURANA, S., DEWALT, B., & HEADWORTH, C. (2003). *WELL INTERVENTION USING RIGLESS TECHNIQUES*. OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE. OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, HOUSTON.

Nota 1*: Para una presión diferencial (100 psi), utilizar un baller.

ANEXO F RESULTADOS DE LOS DISEÑOS DE TUBERÍA DE COILED TUBING PARA LOS POZOS CBE-1113 Y CBE-1402

Resultados para el pozo A CBE-1113

Tubería De CT-80 Con Agua

OD.C T	ID.C T	V.Anular	V.Penetración lb/min	Tiempo	Tiempo horas	Volumen S Barriles	Capacidad tubería	Volumen del gel circulación	Volumen total
1,00	0,75	27,6	42	205,94	3,43	205,94	5,5E-04	2,8	208,7
1,00	0,76	27,6	42	205,94	3,43	205,94	5,7E-04	2,9	208,8

1,25	0,90	28,1	42	205,94	3,43	205,94	7,9E-04	4,0	209,9
1,25	0,94	28,1	42	205,94	3,43	205,94	8,6E-04	4,3	210,3
1,25	0,96	28,1	42	205,94	3,43	205,94	9,0E-04	4,5	210,5
1,25	0,98	28,1	42	205,94	3,43	205,94	9,4E-04	4,7	210,7
1,25	1,00	28,1	42	205,94	3,43	205,94	9,7E-04	4,9	210,9
1,25	1,01	28,1	42	205,94	3,43	205,94	1,0E-03	5,1	211,0
1,25	1,03	28,1	42	205,94	3,43	205,94	1,0E-03	5,2	211,2
1,25	1,05	28,1	42	205,94	3,43	205,94	1,1E-03	5,4	211,3
1,25	1,06	28,1	42	205,94	3,43	205,94	1,1E-03	5,5	211,5
1,25	1,08	28,1	42	205,94	3,43	205,94	1,1E-03	5,7	211,6
1,25	1,09	28,1	42	205,94	3,43	205,94	1,2E-03	5,8	211,8
2,00	1,78	30,1	42	205,94	3,43	205,94	3,1E-03	15,6	221,6

Tubería De CT-70 Con Agua

OD.CT.	ID.CT	V.Anular	V.Penetracion lb/min	Tiempo horas	Volume S Barriles	Capacidad tubería	Volumen del gel circulación	Volumen total
1	0,76	27,64	42	3,43	205,94	5,7E-04	2,18	208,12
1	0,78	27,64	42	3,43	205,94	5,9E-04	2,29	208,22
1	0,80	27,64	42	3,43	205,94	6,2E-04	2,37	208,31
1	0,81	27,64	42	3,43	205,94	6,4E-04	2,45	208,39
1	0,83	27,64	42	3,43	205,94	6,6E-04	2,55	208,49
1	0,84	27,64	42	3,43	205,94	6,9E-04	2,64	208,57
1,25	0,90	28,07	42	3,43	205,94	7,9E-04	3,03	208,96
1,25	0,94	28,07	42	3,43	205,94	8,6E-04	3,29	209,23
1,25	0,98	28,07	42	3,43	205,94	9,4E-04	3,60	209,54
1,25	1,00	28,07	42	3,43	205,94	9,7E-04	3,74	209,67
1,25	1,01	28,07	42	3,43	205,94	1,0E-03	3,84	209,78
1,25	1,03	28,07	42	3,43	205,94	1,0E-03	3,98	209,92
1,25	1,05	28,07	42	3,43	205,94	1,1E-03	4,09	210,03
1,25	1,06	28,07	42	3,43	205,94	1,1E-03	4,20	210,14
1,25	1,08	28,07	42	3,43	205,94	1,1E-03	4,33	210,26
1,25	1,09	28,07	42	3,43	205,94	1,2E-03	4,44	210,38

Tubería De CT-90 Con Agua

OD.CT	ID.CT	V.Anular	V.Penetracion lb/min	Tiempo horas	Volume S Barriles	Capacidad tubería	Volumen del gel	Volumen total barriles
-------	-------	----------	----------------------	--------------	-------------------	-------------------	-----------------	------------------------

							circulación (Bls)	
1	0,76	27,64	42	3,43	205,94	5,7E-04	2,18	208,119
1	0,78	27,64	42	3,43	205,94	5,9E-04	2,29	208,223
1	0,80	27,64	42	3,43	205,94	6,2E-04	2,37	208,305
1	0,81	27,64	42	3,43	205,94	6,4E-04	2,45	208,389
1	0,83	27,64	42	3,43	205,94	6,6E-04	2,55	208,487
1,25	0,90	28,07	42	3,43	205,94	7,9E-04	3,03	208,965
1,25	0,94	28,07	42	3,43	205,94	8,6E-04	3,29	209,226
1,25	0,96	28,07	42	3,43	205,94	9,0E-04	3,44	209,382
1,25	0,98	28,07	42	3,43	205,94	9,4E-04	3,60	209,541
1,25	1,00	28,07	42	3,43	205,94	9,7E-04	3,74	209,675
1,25	1,01	28,07	42	3,43	205,94	1,0E-03	3,84	209,780
1,25	1,03	28,07	42	3,43	205,94	1,0E-03	3,98	209,918
1,25	1,05	28,07	42	3,43	205,94	1,1E-03	4,09	210,027
1,25	1,06	28,07	42	3,43	205,94	1,1E-03	4,20	210,137
1,25	1,08	28,07	42	3,43	205,94	1,1E-03	4,33	210,264
1,5	1,12	28,60	42	3,43	205,94	1,2E-03	4,72	210,659
1,5	1,15	28,60	42	3,43	205,94	1,3E-03	4,94	210,880
1,5	1,19	28,60	42	3,43	205,94	1,4E-03	5,28	211,212
1,5	1,21	28,60	42	3,43	205,94	1,4E-03	5,47	211,409
1,5	1,23	28,60	42	3,43	205,94	1,5E-03	5,67	211,610
1,5	1,25	28,60	42	3,43	205,94	1,5E-03	5,84	211,777
1,5	1,26	28,60	42	3,43	205,94	1,6E-03	5,97	211,909
1,5	1,28	28,60	42	3,43	205,94	1,6E-03	6,14	212,080
1,5	1,30	28,60	42	3,43	205,94	1,6E-03	6,28	212,215
1,5	1,31	28,60	42	3,43	205,94	1,7E-03	6,41	212,351

Tubería De CT-80 Con Gel

OD.CT	ID.CT	Peso nominal lbs/ft	V.Anular	V.Penetracion lb/min	Tiempo horas	Volume S Barriles	Capacidad tubería	Volumen del gel circulación	Volume total barriles
1	0,75	1,17	27,64	126	1,14	68,65	5,5E-04	2,10	70,75
1	0,764	1,11	27,64	126	1,14	68,65	5,7E-04	2,18	70,83
1,25	0,9	2,01	28,07	126	1,14	68,65	7,9E-04	3,03	71,67
1,25	0,938	1,82	28,07	126	1,14	68,65	8,6E-04	3,29	71,93
1,25	0,96	1,72	28,07	126	1,14	68,65	9,0E-04	3,44	72,09
1,25	0,982	1,60	28,07	126	1,14	68,65	9,4E-04	3,60	72,25
1,25	1	1,50	28,07	126	1,14	68,65	9,7E-04	3,74	72,38

1,25	1,014	1,43	28,07	126	1,14	68,65	1,0E-03	3,84	72,49
1,25	1,032	1,33	28,07	126	1,14	68,65	1,0E-03	3,98	72,63
1,25	1,046	1,25	28,07	126	1,14	68,65	1,1E-03	4,09	72,74
1,25	1,06	1,17	28,07	126	1,14	68,65	1,1E-03	4,20	72,85
1,25	1,076	1,08	28,07	126	1,14	68,65	1,1E-03	4,33	72,97
1,25	1,09	1,00	28,07	126	1,14	68,65	1,2E-03	4,44	73,09
2	1,782	2,20	30,06	126	1,14	68,65	3,1E-03	11,87	80,51

Tubería De CT-70 Con Gel

OD.CT	ID.ID	V.Anular	V.Penetración lb/min	Tiempo horas	Volumen S Barriles	Capacidad tubería	Volumen del gel circulación	Volumen total barriles
1	0,76	27,64	126	1,14	68,65	5,7E-04	2,18	70,83
1	0,78	27,64	126	1,14	68,65	5,9E-04	2,29	70,93
1	0,80	27,64	126	1,14	68,65	6,2E-04	2,37	71,01
1	0,81	27,64	126	1,14	68,65	6,4E-04	2,45	71,10
1	0,83	27,64	126	1,14	68,65	6,6E-04	2,55	71,20
1	0,84	27,64	126	1,14	68,65	6,9E-04	2,64	71,28
1,25	0,90	28,07	126	1,14	68,65	7,9E-04	3,03	71,67
1,25	0,94	28,07	126	1,14	68,65	8,6E-04	3,29	71,93
1,25	0,98	28,07	126	1,14	68,65	9,4E-04	3,60	72,25
1,25	1,00	28,07	126	1,14	68,65	9,7E-04	3,74	72,38
1,25	1,01	28,07	126	1,14	68,65	1,0E-03	3,84	72,49
1,25	1,03	28,07	126	1,14	68,65	1,0E-03	3,98	72,63
1,25	1,05	28,07	126	1,14	68,65	1,1E-03	4,09	72,74
1,25	1,06	28,07	126	1,14	68,65	1,1E-03	4,20	72,85
1,25	1,08	28,07	126	1,14	68,65	1,1E-03	4,33	72,97
1,25	1,09	28,07	126	1,14	68,65	1,2E-03	4,44	73,09

Tubería de CT-90 con gel

OD.CT	ID.CT	V.Anular	V.Penetración lb/min	Tiempo horas	Volumen S Barriles	Capacidad tubería	Volumen del gel circulación	Volumen total barriles
1	0,76	27,64	126	1,14	68,65	5,7E-04	2,18	70,83
1	0,78	27,64	126	1,14	68,65	5,9E-04	2,29	70,93
1	0,80	27,64	126	1,14	68,65	6,2E-04	2,37	71,01
1	0,81	27,64	126	1,14	68,65	6,4E-04	2,45	71,10
1	0,83	27,64	126	1,14	68,65	6,6E-04	2,55	71,20
1,25	0,90	28,07	126	1,14	68,65	7,9E-04	3,03	71,67
1,25	0,94	28,07	126	1,14	68,65	8,6E-04	3,29	71,93
1,25	0,96	28,07	126	1,14	68,65	9,0E-04	3,44	72,09

1,25	0,98	28,07	126	1,14	68,65	9,4E-04	3,60	72,25
1,25	1,00	28,07	126	1,14	68,65	9,7E-04	3,74	72,38
1,25	1,01	28,07	126	1,14	68,65	1,0E-03	3,84	72,49
1,25	1,03	28,07	126	1,14	68,65	1,0E-03	3,98	72,63
1,25	1,05	28,07	126	1,14	68,65	1,1E-03	4,09	72,74
1,25	1,06	28,07	126	1,14	68,65	1,1E-03	4,20	72,85
1,25	1,08	28,07	126	1,14	68,65	1,1E-03	4,33	72,97
1,5	1,12	28,60	126	1,14	68,65	1,2E-03	4,72	73,37
1,5	1,15	28,60	126	1,14	68,65	1,3E-03	4,94	73,59
1,5	1,19	28,60	126	1,14	68,65	1,4E-03	5,28	73,92
1,5	1,21	28,60	126	1,14	68,65	1,4E-03	5,47	74,12
1,5	1,23	28,60	126	1,14	68,65	1,5E-03	5,67	74,32
1,5	1,25	28,60	126	1,14	68,65	1,5E-03	5,84	74,49
1,5	1,26	28,60	126	1,14	68,65	1,6E-03	5,97	74,62
1,5	1,28	28,60	126	1,14	68,65	1,6E-03	6,14	74,79
1,5	1,30	28,60	126	1,14	68,65	1,6E-03	6,28	74,92
1,5	1,31	28,60	126	1,14	68,65	1,7E-03	6,41	75,06

Resultados para el pozo B (CBE-1402)

Tubería De CT-80 Con Agua

OD.CT	ID.OD	V.Anular	V. Penetración lb/min	Tiempo horas	Volumen S. Barriles	Capacidad tubería Bbl/ft	Volumen del gel circulación Barriles
1	0,75	27,64	42	4,08	244,55	5,5E-04	2,77
1	0,76	27,64	42	4,08	244,55	5,7E-04	2,87
1,25	0,90	28,07	42	4,08	244,55	7,9E-04	3,99
1,25	0,94	28,07	42	4,08	244,55	8,6E-04	4,33
1,25	0,96	28,07	42	4,08	244,55	9,0E-04	4,54
1,25	0,98	28,07	42	4,08	244,55	9,4E-04	4,75
1,25	1,00	28,07	42	4,08	244,55	9,7E-04	4,92
1,25	1,01	28,07	42	4,08	244,55	1,0E-03	5,06
1,25	1,03	28,07	42	4,08	244,55	1,0E-03	5,24
1,25	1,05	28,07	42	4,08	244,55	1,1E-03	5,39
1,25	1,06	28,07	42	4,08	244,55	1,1E-03	5,53
1,25	1,08	28,07	42	4,08	244,55	1,1E-03	5,70
1,25	1,09	28,07	42	4,08	244,55	1,2E-03	5,85
2	1,78	30,06	42	4,08	244,55	3,1E-03	15,63

Tubería De CT-70 Con Agua

OD.CT	ID.OD	V.Anular	V. Penetración lb/min	Tiempo horas	Volumen S. Barriles	Capacidad tubería Bbl/ft	Volumen del gel circulación Barriles
1	0,76	27,64	42	4,076	244,548	5,7E-04	247,42
1	0,78	27,64	42	4,076	244,548	5,7E-04	247,56
1	0,80	27,64	42	4,076	244,548	5,7E-04	247,67
1	0,81	27,64	42	4,076	244,548	5,7E-04	247,78
1	0,83	27,64	42	4,076	244,548	5,7E-04	247,91
1	0,84	27,64	42	4,076	244,548	5,7E-04	248,02
1,25	0,90	28,07	42	4,076	244,548	5,7E-04	248,88
1,25	0,94	28,07	42	4,076	244,548	5,7E-04	249,30
1,25	0,98	28,07	42	4,076	244,548	5,7E-04	249,47
1,25	1,00	28,07	42	4,076	244,548	5,7E-04	249,61
1,25	1,01	28,07	42	4,076	244,548	5,7E-04	249,79
1,25	1,03	28,07	42	4,076	244,548	5,7E-04	249,93
1,25	1,05	28,07	42	4,076	244,548	5,7E-04	250,08
1,25	1,06	28,07	42	4,076	244,548	5,7E-04	250,25
1,25	1,08	28,07	42	4,076	244,548	5,7E-04	250,40
1,25	1,09	28,07	42	4,076	244,548	5,7E-04	250,40

Tubería De CT-90

OD.CT	ID.CT	V.Anular	V. Penetración lb/min	Tiempo horas	Volumen S. Barriles	Capacidad tubería Bbl/ft	Volumen del gel circulación Barriles
1	0,76	27,64	42	4,08	244,55	5,7E-04	2,87
1	0,78	27,64	42	4,08	244,55	5,9E-04	3,01
1	0,80	27,64	42	4,06	244,55	6,2E-04	3,12
1	0,81	27,64	42	4,08	244,55	6,4E-04	3,23
1	0,83	27,64	42	4,08	244,55	6,6E-04	3,36
1,25	0,90	28,07	42	4,08	244,55	7,9E-04	3,99
1,25	0,94	28,07	42	4,08	244,55	8,6E-04	4,33
1,25	0,96	28,07	42	4,08	244,55	9,0E-04	4,54
1,25	0,98	28,07	42	4,08	244,55	9,4E-04	4,75
1,25	1,00	28,07	42	4,08	244,55	9,7E-04	4,92
1,25	1,01	28,07	42	4,08	244,55	1,0E-03	5,06

1,25	1,03	28,07	42	4,08	244,55	1,0E-03	5,24
1,25	1,05	28,07	42	4,08	244,55	1,1E-03	5,39
1,25	1,06	28,07	42	4,08	244,55	1,1E-03	5,53
1,25	1,08	28,07	42	4,08	244,55	1,1E-03	5,70
1,5	1,12	28,60	42	4,08	244,55	1,2E-03	6,22
1,5	1,15	28,60	42	4,08	244,55	1,3E-03	6,51
1,5	1,19	28,60	42	4,08	244,55	1,4E-03	6,95
1,5	1,21	28,60	42	4,08	244,55	1,4E-03	7,21
1,5	1,23	28,60	42	4,08	244,55	1,5E-03	7,47
1,5	1,25	28,60	42	4,08	244,55	1,5E-03	7,69
1,5	1,26	28,60	42	4,08	244,55	1,6E-03	7,87
1,5	1,28	28,60	42	4,08	244,55	1,6E-03	8,09
1,5	1,30	28,60	42	4,08	244,55	1,6E-03	8,27
1,5	1,31	28,60	42	4,08	244,55	1,7E-03	8,45

Comparaciones para la utilización del fluido gel el cual tiene una capacidad de arrastre de 3 lb de arena / galón de gel.

Tubería de CT-80 con gel

Tiempo horas	Volumen suspensión Galones	Volumen S Barriles	Capacidad tubería	Volumen del gel circulación	Volumen total
1,36	3423,67	81,52	5,7E-04	2,874	84,390
1,36	3423,67	81,52	5,9E-04	3,011	84,527
1,36	3423,67	81,52	6,2E-04	3,119	84,635
1,36	3423,67	81,52	6,4E-04	3,230	84,746
1,36	3423,67	81,52	6,6E-04	3,359	84,875
1,36	3423,67	81,52	6,9E-04	3,474	84,990
1,36	3423,67	81,52	7,9E-04	3,988	85,504
1,36	3423,67	81,52	8,6E-04	4,332	85,848
1,36	3423,67	81,52	9,4E-04	4,748	86,264
1,36	3423,67	81,52	9,7E-04	4,923	86,439
1,36	3423,67	81,52	1,0E-03	5,062	86,578
1,36	3423,67	81,52	1,0E-03	5,243	86,759
1,36	3423,67	81,52	1,1E-03	5,387	86,903
1,36	3423,67	81,52	1,1E-03	5,532	87,048

1,36	3423,67	81,52	1,1E-03	5,700	87,216
1,36	3423,67	81,52	1,2E-03	5,849	87,365

Tubería de CT-90 con gel

Tiempo horas	Volumen suspensión Galones	Volume S Barriles	Capacidad tubería	Volumen del gel circulación	Volumen total
1,36	3423,67	81,516	5,7E-04	2,87	84,39
1,36	3423,67	81,516	5,9E-04	3,01	84,53
1,36	3423,67	81,516	6,2E-04	3,12	84,64
1,36	3423,67	81,516	6,4E-04	3,23	84,75
1,36	3423,67	81,516	6,6E-04	3,36	84,88
1,36	3423,67	81,516	7,9E-04	3,99	85,50
1,36	3423,67	81,516	8,6E-04	4,33	85,85
1,36	3423,67	81,516	9,0E-04	4,54	86,05
1,36	3423,67	81,516	9,4E-04	4,75	86,26
1,36	3423,67	81,516	9,7E-04	4,92	86,44
1,36	3423,67	81,516	1,0E-03	5,06	86,58
1,36	3423,67	81,516	1,0E-03	5,24	86,76
1,36	3423,67	81,516	1,1E-03	5,39	86,90
1,36	3423,67	81,516	1,1E-03	5,53	87,05
1,36	3423,67	81,516	1,1E-03	5,70	87,22
1,36	3423,67	81,516	1,2E-03	6,22	87,74
1,36	3423,67	81,516	1,3E-03	6,51	88,03
1,36	3423,67	81,516	1,4E-03	6,95	88,46
1,36	3423,67	81,516	1,4E-03	7,21	88,72
1,36	3423,67	81,516	1,5E-03	7,47	88,99
1,36	3423,67	81,516	1,5E-03	7,69	89,21
1,36	3423,67	81,516	1,6E-03	7,87	89,38
1,36	3423,67	81,516	1,6E-03	8,09	89,61
1,36	3423,67	81,516	1,6E-03	8,27	89,79
1,36	3423,67	81,516	1,7E-03	8,45	89,96