

Evaluación Técnico-Económica de los Métodos de Limpieza de Arena Aplicados a los Pozos de
un Campo del Valle Medio del Magdalena

Gregorio José Carlos Otero Sosa

Jose Manuel Vásquez Quesada

Trabajo de Grado para Optar el título de Ingeniero de Petróleos

Director

Alberto Raúl Pinzón Díaz

M. Sc en Ingeniería de hidrocarburos

Codirector

John Walker Álvarez Díaz

Ingeniero de Petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Químicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2019

Dedicatoria

Al finalizar este camino es posible mirar para atrás y observar que nunca estuve solo, que a lo largo del tiempo transcurrido fui conociendo nuevas personas que estuvieron conmigo, que me ayudaron y que me inspiraron a seguir hacia adelante, en esta ocasión quiero reconocerles su aporte en este logro que presenta el final de una etapa en mi vida.

Dedico este trabajo en primera instancia a Dios, por haberme regalado la vida y la hermosa familia a la que pertenezco, por actuar siempre como una fuente de inspiración y de fortaleza espiritual en mi vida para poder labrar mi camino.

A mi familia, los seres que siempre estuvieron están y estarán para mí, sin importan si algún día logre algo en la vida. A mi mamá Ana Smith Sosa Prada, sé que nunca conoceré una mujer más fuerte, valiente e inteligente que tú, por tu dedicación y amor a tus hijos, este logro es uno más de los tuyos. A mi hermana Andrea Stephania Otero sosa, quien tiene un corazón sincero y solidario y que siempre será mi ejemplo para seguir, gracias por motivarme siempre a tratar de ser un poco diferente a las demás personas. A mi papá Néstor Raúl Otero Prada, quien me enseñó en 12 años lo necesario para ser feliz, el amor por el deporte, la sencillez, y el respeto; yo sé que muchas de las situaciones difíciles no se solucionaron solas, tú interviniste, te amo, gracias. Los amo Familia.

A Rosario Felipe Tete, la segunda mamá que me regaló la vida, le doy gracias por amarme incondicionalmente, por demostrarme que no son los títulos ni el conocimiento que se tiene lo que importa, sino lo que se da y lo que logras influir en las demás personas.

Dedico este logro también a mis familiares que siempre han estado conmigo, a mis abuelos Carlos y Evelia, a mis tías Nancy y Mary, a mi madrina Inés por su apoyo y cariño siempre; a mis tíos Jorge Aníbal, Carlos, Johanny, Fabio, y Wilson y a mis primos, los quiero mucho. No puedo mirar para atrás y olvidar a mis amigos que siempre estuvieron apoyándome a en la distancia, por eso dedico también este logro a mis viejos y buenos amigos del colegio. Por su puesto, en el recorrido conocí nuevos compañeros que siempre recordaré, gracias por los buenos momentos y algunos no tan buenos, gracias por el apoyo mutuo. Finalmente dedico este logro a un grupo de profesionales que se olvidaron de la distancia que había en conocimiento, entre ellos y yo; a los ingenieros Reinaldo Mayorga, John Walker, Raúl Pinzón, Ricardo Torres, Carlos Romero, Juan Pablo Jauregui, y Julián Galvis, gracias por el apoyo y su buena disposición

Gregorio Otero Sosa

Dedicatoria

A mi padre Ismael Vásquez Ardila, por su valioso ejemplo, perseverancia y sacrificio para poder brindarme la posibilidad de estudiar de manera profesional, por su incansable apoyo incondicional y colaboración a lo largo de todo este proceso.

A la memoria de mi madre Carmen Quesada Leal por ser mi pilar fundamental y mayor consejera, a quien de manera especial se convirtió en mi mayor inspiración para hacer esto posible, y quien me brindo todo su apoyo en vida para volver este sueño realidad.

A mi hermano Frank Ferney Vásquez Quesada por ser ese amigo y confidente quien orgulloso con su voz de aliento me impulsa cada día a superarme.

Al resto de mi familia quienes en todo momento me apoyaban y se interesaban en mi proceso, por brindarme palabras de aliento en los momentos difíciles para no dejarme desfallecer en mi propósito.

A mis amigos, compañeros, colegas y hermanos para toda la vida que me regala esta experiencia en el Alma Mater, con quienes tuve la oportunidad de compartir este proceso y quienes aportaron un grano de arena en la construcción de este sueño; José Baquero, Juan Charry, Michael rojas, Yeyson Carvajal, Carlos Gil, Andrés Gereda, Diego Duran, gracias por su apoyo incondicional en los buenos y malos momentos.

A mi compañera sentimental Jessica Tatiana Ramírez, por ser parte fundamental de este proceso, por brindarme fuerza y animo a lo largo de todos estos años.

Al grupo de ingenieros con los cuales tuve la oportunidad de compartir mi experiencia en práctica, los cuales desinteresadamente compartieron su conocimiento conmigo para hacerme mejor profesional y me brindaron su sincera amistad.

José Manuel Vásquez Quesada

Agradecimientos

Primordialmente agradecer a Dios por la tenacidad y discernimiento que nos brindó durante el transcurso de nuestros estudios y permitirnos culminar con éxito este proyecto.

Agradecemos a los profesores de la Sedes UIS Socorro y Barrancabermeja, y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos que contribuyeron en este proceso de aprendizaje, por transmitirnos sus conocimientos y aportar en nuestro crecimiento tanto ético como profesional.

Al profesor Alberto Raúl Pinzón Díaz, por su confianza, dedicación y apoyo incondicional, por haber sido nuestro tutor en esta importante etapa.

Finalmente, agradecidos con el ingeniero John Walker Álvarez Díaz, por enseñarnos y guiarnos en este proceso y a la compañía Mansarovar Energy Colombia Ltda. – MECL, por abrirnos sus puertas y permitirnos formar parte de su grupo de trabajo en la modalidad de practicantes, pilar fundamental para el desarrollo de nuestro proyecto.

Contenido

	Pág.
Introducción	20
1. Objetivos	22
1.1 Objetivo General	22
1.2 Objetivos Específicos.....	22
2. Marco de Referencia	23
2.1 Origen y desarrollo	23
2.1.1 Estratigrafía.....	24
2.1.2 Geología estructural.....	25
2.2 Sistemas de levantamiento artificial	28
2.2.1 Bombeo mecánico.....	28
2.2.2 Bombeo por cavidades progresivas (BCP).....	31
2.3 Arenamiento en el campo de estudio	33
2.3.1 Causas de la producción de arena.....	34
2.3.1.1. Causas naturales (Factores geográficos y geológicos).....	34
2.3.1.2 Causas Operacionales.....	36
2.3.2 Problemas asociados a la producción de arena.....	37
2.3.3 Control de arena.....	38
2.3.3.1 Mecanismos de control de arena.....	39

2.3.3.1.1 Reducción de las fuerzas de arrastre.....	39
2.3.3.1.2 Fluidos limpios.....	39
2.3.3.2 Métodos Mecánicos.	39
2.3.3.2.1 Tuberías ranuradas (LINERS).	40
2.3.3.2.2 Empaquetamiento con grava.....	40
2.3.4 Gerenciamiento de la arena de formación.	40
3. Métodos de Limpiezas de Arenas en Pozos Productores Aplicados a un Campo del Valle Medio del Magdalena	44
3.1 Histórico de limpiezas de arena realizadas en el campo de estudio	45
3.2 Limpieza de arena por circulación con aditivos con equipo de well services	49
3.2.1 Descripción General.....	49
3.2.2 Recursos Necesarios.	50
3.2.3 Procedimiento Limpieza de Arena por Circulación.....	52
3.2.4 Ventajas.....	56
3.2.5 Desventajas	56
3.3 Limpieza de arena con unidad coiled tubing	57
3.3.1 Descripción general.	57
3.3.2 Descripción del equipo.	58
3.3.3 Recursos necesarios	61
3.3.4 Procedimiento acondicionamiento unidad de Coiled Tubing.....	61
3.3.5 Ventajas.....	64
3.3.6 Desventajas.	65
3.4 Limpieza con bomba desarenadora.....	66

3.4.1 Descripción general.	67
3.4.2 Descripción del equipo.	68
3.4.3 Recursos necesarios.	69
3.4.4 Procedimiento de limpieza de arena con bomba desarenadora.	70
3.4.6 Desventajas.	74
4. Análisis técnico de limpiezas de arena ejecutadas.....	74
4.1 Condiciones iniciales	75
4.1.1 Pozo #134.....	75
4.1.2 Pozo #273.....	78
4.1.3 Pozo #268.....	82
4.1.4 Pozo #324.....	86
4.1.5 Pozo #299.....	89
4.1.6 Pozo #276.....	93
4.2 Resultados de pilotos – Casos reales	97
4.2.1 Resultados Limpieza por circulación.....	97
4.2.2 Resultados limpieza con unidad de coiled tubing.....	101
4.2.3 Resultados limpieza con bomba desarenadora.	105
4.3 Escenarios por analogías.....	112
5. Análisis económico de limpiezas de arena	116
5.1 Análisis de costos de inversión del proyecto (CAPEX)	116
5.2 Análisis de costos de operación (OPEX)	119
5.3 Ajuste de valor de ingresos	122
5.4 Evaluación financiera.....	123

5.4.1 Valor presente neto (VPN).....	123
5.4.2 Tasa interna de retorno (TIR).	125
5.4.3 Tiempo de repago simple o Payback.	125
5.4.4 Relación costo beneficio (RCB).	127
5.5 Resultado financiero de los pozos analizados.....	127
6. Conclusiones	130
7. Recomendaciones	131
Referencias Bibliográficas	133

Lista de Figuras

	Pág.
<i>Figura 1.</i> Sección estratigráfica zona de estudio.	27
<i>Figura 2.</i> Sistema típico de Bombeo Mecánico.....	29
<i>Figura 3.</i> Sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas (BCP). Hirschfeldt, M. Manual de Bombeo Cavidades progresivas.....	32
<i>Figura 4.</i> Presencia de arena en sistemas BCP.....	38
<i>Figura 5.</i> Imágenes de problemas de arena en bombeo mecánico.	38
<i>Figura 6.</i> Estado mecánico representativo de los pozos del campo en estudio. Adaptador de Mansarovar Energy Colombia.	43
<i>Figura 7 .</i> Histórico Cantidad de Limpiezas – Campo en estudio.....	46
<i>Figura 8.</i> Gráfico de Intervenciones por falla en el campo en estudio.....	47
<i>Figura 9.</i> Representación gráfica de una limpieza de arena por Circulación en Directa. Mansarovar Energy Colombia. (MECL)	50
<i>Figura 10.</i> Lay out de Equipo de Workover Realizando Servicio de Limpieza de Arena. Mansarovar Energy Colombia. (MECL)	53
<i>Figura 11.</i> Unidad de Coiled Tubing para Servicio de Limpieza de Arena.	60
<i>Figura 12 .</i> Componentes de Bomba Desarenadora.	69
<i>Figura 13..</i> Limpieza de arena de la recamara bomba desarenadora.....	72

<i>Figura 14.</i> Estado mecánico Pozo #134 antes de ser intervenido. Mansarovar Energy Colombia (MECL).....	76
<i>Figura 15.</i> Estado mecánico Pozo #273 antes de ser intervenido. Mansarovar Energy Colombia (MECL).....	80
<i>Figura 16.</i> Estado Mecánico Pozo #268 Antes de Ser Intervenido. Mansarovar Energy Colombia (MECL)	84
<i>Figura 17.</i> Estado mecánico Pozo #324 antes de ser intervenido. Mansarovar Energy Colombia (MECL).....	87
<i>Figura 18.</i> Estado mecánico pozo #134 antes de ser intervenido. Mansarovar Energy Colombia (MECL).....	91
<i>Figura 19.</i> Estado mecánico pozo #276 antes de ser intervenido. Adaptado de Mansarovar Energy Colombia (MECL)	96
<i>Figura 20.</i> Bomba arenada extraída en el Pozo #134. Mansarovar Energy Colombia (MECL)	100
<i>Figura 21.</i> Layout limpieza de arena con unidad coiled tubing pozo #134	103
<i>Figura 22.</i> Limpieza en superficie de recamara de bomba de remoción de arena. CEPS engineering. Disponible en: http://www.ceps.com.co/servicio-beas/	109
<i>Figura 23.</i> Resultado financiero de los pozos analizados.....	128

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. <i>Comparativo de características de las tecnologías de limpieza</i>	48
Tabla 2. <i>Diámetro de bomba desarenadora según diámetro casing</i>	67
Tabla 3. <i>Histórico de fallas Pozo #134</i>	77
Tabla 4. <i>Condiciones de fondo pozo #134</i>	77
Tabla 5. <i>Condiciones Iniciales de fondo pozo #273</i>	81
Tabla 6. <i>Histórico de fallas pozo #273</i>	81
Tabla 7. <i>Condiciones de fondo Pozo #268</i>	82
Tabla 8. <i>Histórico de fallas Pozo #268</i>	85
Tabla 9. <i>Histórico de falla pozo #324</i>	88
Tabla 10. <i>Condiciones de fondo pozo #324</i>	89
Tabla 11. <i>Condiciones de fondo pozo #299</i>	92
Tabla 12. <i>Histórico de falla pozo #299</i>	93
Tabla 13. <i>Histórico de falla del pozo #276</i>	94
Tabla 14. <i>Datos de fondo pozo #276</i>	95
Tabla 15. <i>Tiempos de remoción de arena con circulación</i>	98
Tabla 16. <i>Tiempos de limpieza de arena por circulación pozos #134 y #273</i>	98
Tabla 17. <i>Condiciones iniciales y finales – limpieza de arena por circulación con aditivos</i>	101
Tabla 18. <i>Primera etapa de limpieza de arena con unidad de coiled tubing</i>	102

Tabla 19. <i>Segunda etapa de limpieza de arena con unidad de coiled tubing</i>	103
Tabla 20. <i>Tercera etapa limpieza de arena con unidad de coiled tubing</i>	104
Tabla 21. <i>Condiciones iniciales y finales – Limpieza de arena con unidad de CT</i>	105
Tabla 22. <i>Tiempos de remoción de arena con bomba desarenadora pozo #299</i>	106
Tabla 23. <i>Tiempos técnica de limpieza de arena con bomba desarenadora pozo #299</i>	107
Tabla 24. <i>Condiciones iniciales y finales pozo #299</i>	108
Tabla 25. <i>Tiempos de remoción de arena con bomba desarenadora pozo #276</i>	110
Tabla 26. <i>Tiempos técnica de limpieza de arena con bomba desarenadora pozo#276</i>	110
Tabla 27. <i>Condiciones iniciales y finales pozo #276</i>	111
Tabla 28. <i>Velocidades promedio de las actividades de limpieza de arena</i>	113
Tabla 29. <i>Resultado final análisis técnico de todos los escenarios de estudio</i>	115
Tabla 30. <i>Costos CAPEX bomba desarenadora</i>	116
Tabla 31. <i>Costos CAPEX unidad de coiled tubing</i>	117
Tabla 32. <i>Costos CAPEX equipo de well services con aditivos</i>	117
Tabla 33. <i>Costos CAPEX asociados a los pozos según tiempo y suministros de intervención.</i> .	118
Tabla 34. <i>Datos de potencial, producción acumulada y producción incremental por pozo.</i>	121
Tabla 35. <i>Costos OPEX de todos los pozos</i>	121
Tabla 36. <i>Ajuste precio de venta del crudo campo de estudio</i>	122
Tabla 37. <i>Ajuste por regalías según producción diaria del campo</i>	123
Tabla 38. <i>Promedio indicadores financieros de los casos reales de estudio</i>	129
Tabla 39. <i>Promedio indicadores financieros de los casos propuestos de estudio</i>	130

Resumen

TITULO: EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LOS MÉTODOS DE LIMPIEZA DE ARENA APLICADOS A LOS POZOS DE UN CAMPO DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA*

AUTORES: GREGORIO JOSE CARLOS OTERO SOSA
JOSE MANUEL VÁSQUEZ QUESADA**

PALABRAS CLAVE: ARENAMIENTO, METODOS DE LIMPIEZA, BOMBA DESARENADORA, COILED TUBING, LIMPIEZA POR CIRCULACION CON ADITIVOS.

Se presenta una alternativa de selección de la tecnología de limpieza de arena más conveniente para los pozos de un campo del valle medio del Magdalena, desde una perspectiva técnica y económica, mediante la integración de la información de los antecedentes históricos en las fallas de los pozos en conjunto con los resultados obtenidos tras las ejecuciones de operaciones de limpieza en 6 pozos productores diferentes.

Esta evaluación técnico- económica se fundamenta en la identificación de las posibles ventajas y desventajas que ofrecen tres diferentes tecnologías de remoción de arena disponibles en la industria de los hidrocarburos hoy en día, para poder disminuir el índice de intervención de los pozos del campo de estudio. Inicialmente se resaltaron las posibles causas del aumento progresivo que ha tenido el fenómeno de arenamiento, basado en la estructura mecánica de los pozos en estudio. Una vez identificadas estas causas, se reconocieron las limitantes que existen en el procedimiento de remoción de arena que históricamente venía desarrollando la compañía operadora, para establecer algunas posibles tecnologías que permitieran eliminar dichas limitantes, seleccionando la limpieza por circulación con aditivos, limpieza con bomba desarenadora y la remoción de arena con tubería continua.

Posteriormente, se analizaron los resultados que fueron obtenidos luego de la ejecución de dos procedimientos de limpieza para cada técnica, resaltando la importancia que tienen los tiempos de ejecución, la eficiencia de limpieza, el control de los fluidos utilizados o las posibles pérdidas de este y los costos asociados a cada uno de los procedimientos.

Finalmente, basados en los resultados reales se plantearon diferentes escenarios económicos, a partir de suposiciones técnicas, de tal forma que se permitiese establecer cuál de las técnicas en estudio era la que mayor rentabilidad le generaba a la compañía para cada pozo evaluado.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ingeniero de Petróleos Ms.c Raúl Alberto Pinzón Díaz.

Abstract

TITLE: TECHNICAL-ECONOMIC EVALUATION OF THE SAND CLEANING METHODS APPLIED TO THE WELLS OF A FIELD IN THE MIDDLE VALLEY OF MAGDALENA*

AUTHORS: GREGORIO JOSE CARLOS OTERO SOSA
JOSE MANUEL VÁSQUEZ QUESADA**

KEYWORDS: SANDING, SAND CLEANING METHODS, SCRAPER PUMP, COILED TUBING, CLEANING BY CIRCULATION.

Se presenta una alternativa de selección de la tecnología de limpieza de arena más conveniente para los pozos de un campo del valle medio del Magdalena, desde una perspectiva técnica y económica, mediante la integración de la información de los antecedentes históricos en las fallas de los pozos en conjunto con los resultados obtenidos tras las ejecuciones de operaciones de limpieza en 6 pozos productores diferentes.

Esta evaluación técnico- económica se fundamenta en la identificación de las posibles ventajas y desventajas que ofrecen tres diferentes tecnologías de remoción de arena disponibles en la industria de los hidrocarburos hoy en día, para poder disminuir el índice de intervención de los pozos del campo de estudio. Inicialmente se identificaron las posibles causas del aumento progresivo que ha tenido el fenómeno de arenamiento, basado en la estructura mecánica de los pozos en estudio. Una vez identificadas estas causas, se reconocieron las limitantes que existen en el procedimiento de remoción de arena que históricamente venía desarrollando la compañía operadora, para establecer algunas posibles tecnologías que permitieran eliminar dichas limitantes, seleccionando la limpieza por circulación con aditivos, limpieza con bomba desarenadora y la remoción de arena con tubería continua.

Posteriormente, se identificaron los resultados que fueron obtenidos luego de la ejecución de dos procedimientos de limpieza para cada técnica, resaltando la importancia que tienen los tiempos de ejecución, la eficiencia de limpieza, el control de los fluidos utilizados o las posibles pérdidas de este y los costos asociados a estos procedimientos.

Finalmente, basados en los resultados reales se plantearon diferentes escenarios económicos, a partir de suposiciones técnicas, de tal forma que se permitiese establecer cuál de las técnicas en estudio era la que mayor rentabilidad le generaba a la compañía para cada pozo evaluado.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ingeniero de Petróleos Ms.c Raúl Alberto Pinzón Díaz.

Introducción

La acumulación de arena en la cara de los pozos productores es uno de los problemas más antiguos de la industria del petróleo, teniendo en cuenta que afecta el potencial productivo y causa daños prematuros a los sistemas de levantamiento artificial. Además, el fenómeno de arenamiento de pozos ocurre en la mayoría de los yacimientos de areniscas a nivel mundial, puesto que la arena se desplaza en conjunto con los fluidos extraídos como consecuencia de los esfuerzos a los que son sometidos los granos con el movimiento de fluidos (Vallejo Tixicuro, 2015).

Esta problemática no es ajena a la cuenca del Valle Medio del Magdalena en Colombia, en donde se encuentra el campo de estudio. Durante la vida productiva de este, ha sido necesario convivir con pozos areneros, debido al grado de consolidación de las formaciones productoras y a las características del crudo extraído. Con base en lo anterior, ha sido necesario implementar mecanismos de control, tales como modificaciones en los completamientos de algunos pozos y en los sistemas de levantamiento artificial empleados.

Sin embargo, los controles hasta ahora implementados en el campo en estudio han sido inhibidores del problema de arenamiento, pero no una solución definitiva, por lo que la productividad de los pozos aún se ve afectada. Para contrarrestar tal situación, desde el año 2013 la compañía operadora del campo aumentó el número de limpiezas de arena ejecutadas, por lo que decide realizar un piloto con tres técnicas de remoción de arena que permitieran obtener

mejores resultados, entre ellas, la limpieza con circulación más aditivos y equipo de well services, limpieza con unidad de tubería continua y remoción de arena con bomba desarenadora.

Considerando la estrategia que está aplicando la compañía para hacer frente al problema de arenamiento, existe la necesidad de realizar una evaluación técnico – económica de los resultados obtenidos en las campañas de limpieza de arena, que permita la adecuada selección de las metodologías dependiendo de las características de cada pozo. Con base en lo anterior, esta investigación tomó como base, los resultados obtenidos en la última campaña de limpieza, en la cual se intervinieron 6 pozos usando los métodos de Coiled Tubing, Bomba desarenadora, e intervención con equipo de Well Services. A partir del análisis de los tiempos empleados en los procedimientos, la eficiencia de la remoción de arena por pozo, el costos de los equipos, el índice de repetibilidad, y de las variables financieras principales, fue posible recomendar cuál proceso es el indicado para aplicar en futuras campanas de limpieza.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Realizar una evaluación técnico – económica de los métodos de limpieza de arena aplicados a los pozos productores de un campo del Valle Medio del Magdalena.

1.2 Objetivos Específicos

Establecer las principales causas de arenamiento en el campo en estudio a partir de la revisión del estado mecánico de los pozos.

Identificar las ventajas y desventajas de los diferentes métodos de limpieza de arena aplicados en el campo a partir de la revisión de los procedimientos y equipos utilizados.

Analizar cuáles de las técnicas de limpieza de arena aplicadas en 6 pozos productores seleccionados del campo de estudio son técnicamente viables para futuras campañas de limpieza.

Determinar la técnica de limpieza de arena más viable desde el punto de vista económico a partir de la evaluación de diferentes escenarios de aplicación.

2. Marco de Referencia

En el presente capítulo se presenta la información relacionada con las características principales del campo seleccionado a estudiar, los sistemas de levantamiento artificial que han empleado para la extracción del hidrocarburo; en conjunto con el problema de acumulación de arena en pozos productores que se va a manejar en este trabajo, las causas, efectos y algunas posibles soluciones ante esta situación.

2.1 Origen y desarrollo

La historia de esta región petrolera del Magdalena Medio comenzó con el campo en estudio, iniciando su explotación en el año 1946 por la compañía Texas Petroleum Company, al finalizar la perforación del pozo 1 con una profundidad de 8.455 pies y dando así, descubrimiento al campo.

A pesar, de las dificultades involucradas con el terreno selvático, la Texas Petroleum Company, perforo en total 256 pozos, alcanzando una producción máxima de 29.765 BOPD en agosto de 1959, llevando a cabo a su vez, la construcción de un oleoducto hasta la ciudad de Barrancabermeja.

Durante 12 años Omimex operó el Campo, hasta noviembre del año 2006, cuando la Compañía Mansarovar Energy Colombia LTD lo adquirió y lo ha venido operando hasta la fecha. En la actualidad, cuenta con 320 pozos perforados de los cuales 90 pozos son productores,

8 pozos son inyectoros, 32 pozos están cerrados y 190 abandonados. Los pozos productores alcanzan aproximadamente 31.000 BFPD de los cuales 28.000 son barriles de agua y 3.270 son de crudo. La declinación promedio del campo es de 12% (Mansarovar Energy, 2019).

La zona productora ha sido convencionalmente dividida en las formaciones Tuné y Guaduas, compuesta por arenas fluviales con intercalaciones de capas de arcilla; los espesores netos petrolíferos son en promedio del orden de 109 pies en Tuné y 136 pies en Guaduas. El crudo producido presenta densidades entre 22 y 26 °API (Amaya, Mariño, Jaramillo, 2019).

2.1.1 Estratigrafía. El yacimiento del Campo evaluado se encuentra ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) más exactamente en el borde occidental de esta. A lo largo del tiempo, La sección del terciario basal a finales del Cretáceo hasta el Eoceno que se encuentra ausente por una gran erosión es correspondiente a las formaciones Lisama y Esmeralda-La Paz. Por encima del basamento se encuentra la Formación Guaduas que es correspondiente a la Formación Mugrosa. Suprayaciendo a la Formación Guaduas se encuentra la Formación Tune que corresponde a la Formación Colorado. Por ultimo las formaciones Zorro-Diamante corresponden a las Formaciones del Grupo Real y a la Formación Mesa según la nomenclatura usada en el Valle Medio del Magdalena.

El Campo al que se hace referencia en este trabajo está conformado por las siguientes unidades estratigráficas:

Guaduas- Tune: Es la unidad más antigua después del basamento y se encuentra en la parte inferior de la sección sedimentaria, llegando a tener alrededor de 3800 pies de espesor en la parte sureste del Campo. La Formación Guaduas fue depositada durante la transición del Cretácico en la parte central de la cordillera Oriental Colombiana y ha sido reconocida como una sucesión

principalmente lodolítica, con algunos niveles de areniscas y de carbón. La gravedad del crudo que es extraído para la formación Guaduas oscila de 24 a 28° API.

En la parte Superior, correspondiente a la Formación Tune, se encuentran intercalaciones de areniscas y arcillolitas hacia la base. A esta serie se le ha asignado una edad de Oligoceno Indiferenciado. La gravedad del crudo que es extraído para la formación Tune oscila entre 16 y 22° API (Córdoba, Rolón, Buchelli, Suarez, 2019).

Las formaciones anteriormente descritas son poco consolidadas, estas pertenecen al Cretácico-Terciario lo que advierte que la producción de arena puede ser inevitable cuando los fluidos hidrocarburos son provenientes de formaciones de este tipo con fuerza de formación relativamente baja. Estas formaciones son arenosas, esto se traduce en que favorecen al aporte de partículas de arena, tienen un pequeño grado de compactación debido a la porosidad que poseen y poco porcentaje de material cementante en su estructura de sedimentación, esto representa una fuerza de cohesión deficiente entre las partículas de arena (Amaya, Mariño, Jaramillo, 2019).

2.1.2 Geología estructural. El campo en estudio se encuentra en la parte occidental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, correspondiendo a la estructura de un monoclinal escasamente inclinado hacia el Oeste. Es posible identificar dos fallas normales, de las cuales la primera es la Falla de Cocorná que tiene dirección Noreste- Suroeste, mientras que la Falla Velásquez se encuentra en dirección Noroeste-Sureste, siendo esta última quien predomina en el Campo.

A continuación, se mencionan las diferentes partes que conforman el sistema petrolífero en la cuenca del Valle Medio del Magdalena:

- Generación y migración: Las principales rocas generadoras en la Cuenca del Valle medio del Magdalena, son las lutitas y calizas de la Formación La Luna, estas se hallan presentes en la parte profunda de la cuenca, al este del campo. Los hidrocarburos presentes en esta área han llegado desde el Este (parte profunda de la cuenca) por migración buzamiento arriba, a través de los diferentes estratos arenosos de las unidades terciarias.
- Yacimiento: Dentro del área del campo los hidrocarburos se encuentran almacenados en los estratos arenosos denominados serie Guaduas- Tune.
- Sello: Los sellos en esta parte de la cuenca están conformados por los diferentes niveles arcillosos que se hallan intercalados dentro de la serie Guaduas-Tune.
- Entrampamiento: El principal mecanismo de entrampamiento en el área lo constituyen la Falla de Velásquez y las fallas satelitales de esta, las cuales dividen en varios bloques al Campo y sirven de barrera impidiendo la migración de los hidrocarburos hacia el Oeste a lo largo del monoclinal (Amaya, Mariño, Jaramillo, 2019).

En la Figura 1, se puede observar la columna estratigráfica general del Campo en evaluación, de acuerdo con la nomenclatura usada por la Texas Oil Company.

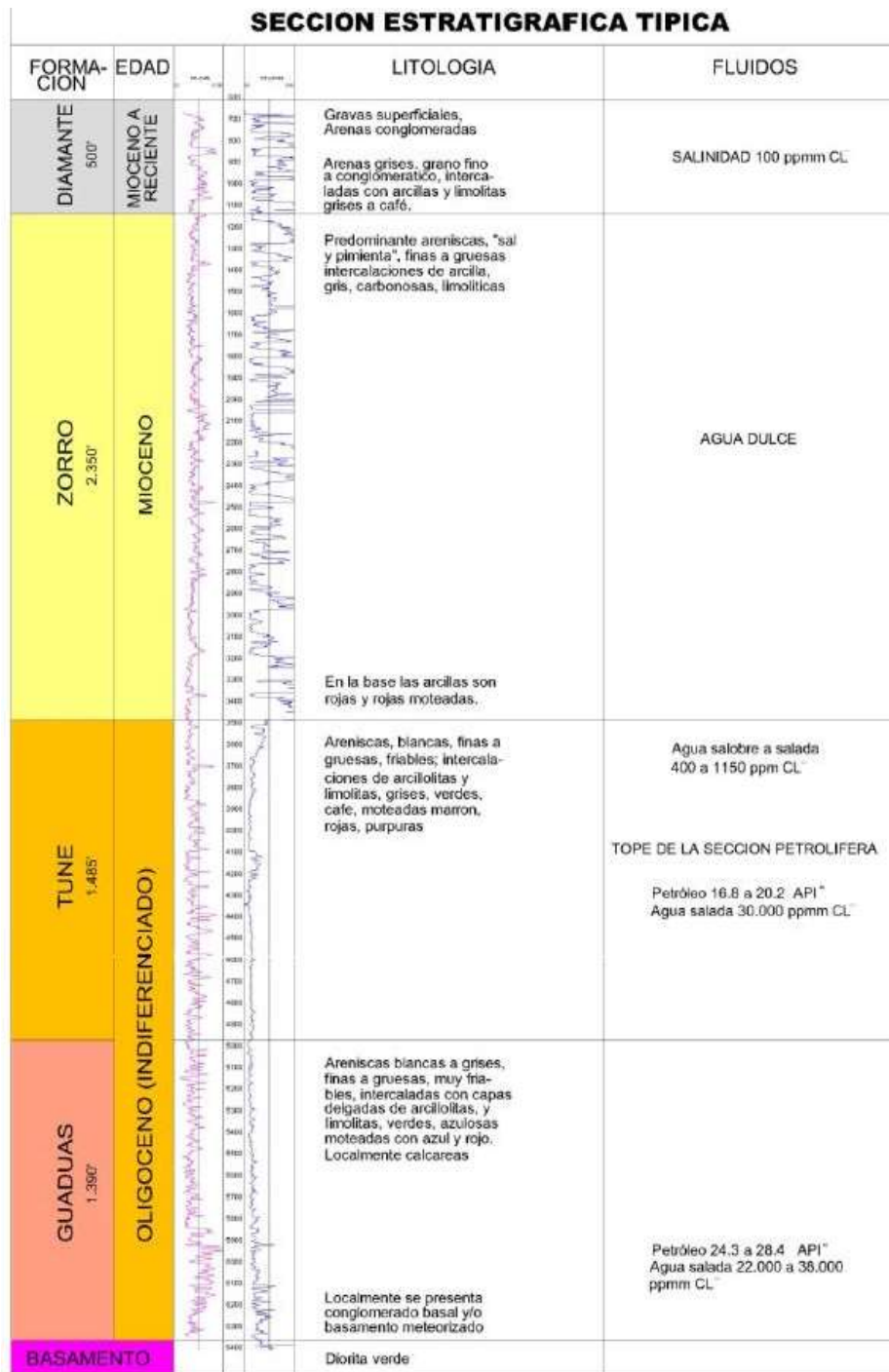


Figura 1. Sección estratigráfica zona de estudio. Adaptado de Mansarovar Energy Colombia. Departamento de Geología

2.2 Sistemas de levantamiento artificial

Cuando la energía natural del yacimiento no es suficiente para transportar los fluidos desde el subsuelo hasta superficie, se hace necesario intervenir los pozos con fin de mejorar las condiciones de producción. Con la implementación de los sistemas de levantamiento artificial se busca compensar la energía adicional que requiere el yacimiento para lograr llevar los fluidos del pozo hasta superficie, alcanzando una mejora en la productividad. En el Campo evaluado, debido a las propiedades del crudo producido, (catalogado como crudo intermedio) la presión actual del yacimiento y a las condiciones de operación, son utilizados principalmente el bombeo mecánico y el sistema de bombeo por cavidades progresivas.

2.2.1 Bombeo mecánico. Es el sistema de levantamiento artificial más antiguo y con mayor uso alrededor del mundo debido a su versatilidad para operar, su practicidad para realizar mantenimiento cuando es diseñado y operado correctamente en los equipos superficiales y su alto rango de aplicación en casi todos los pozos que requieren un sistema de levantamiento artificial. Este método consiste en la succión y transferencia casi continua de petróleo hasta la superficie, proceso logrado por medio del transporte de energía desde el motor principal, pasando por una sarta de varillas hasta la bomba instalada en el subsuelo, con el fin de crear un movimiento reciprocante que permita conducir los fluidos provenientes del pozo a la tubería de producción y finalmente a las facilidades de superficies encargadas de su transporte y tratamiento.

Como se evidencia en la figura 2, la composición del sistema de bombeo mecánico está dada por un equipo en superficie y una estructura ubicada en el subsuelo, o interior del pozo productor.

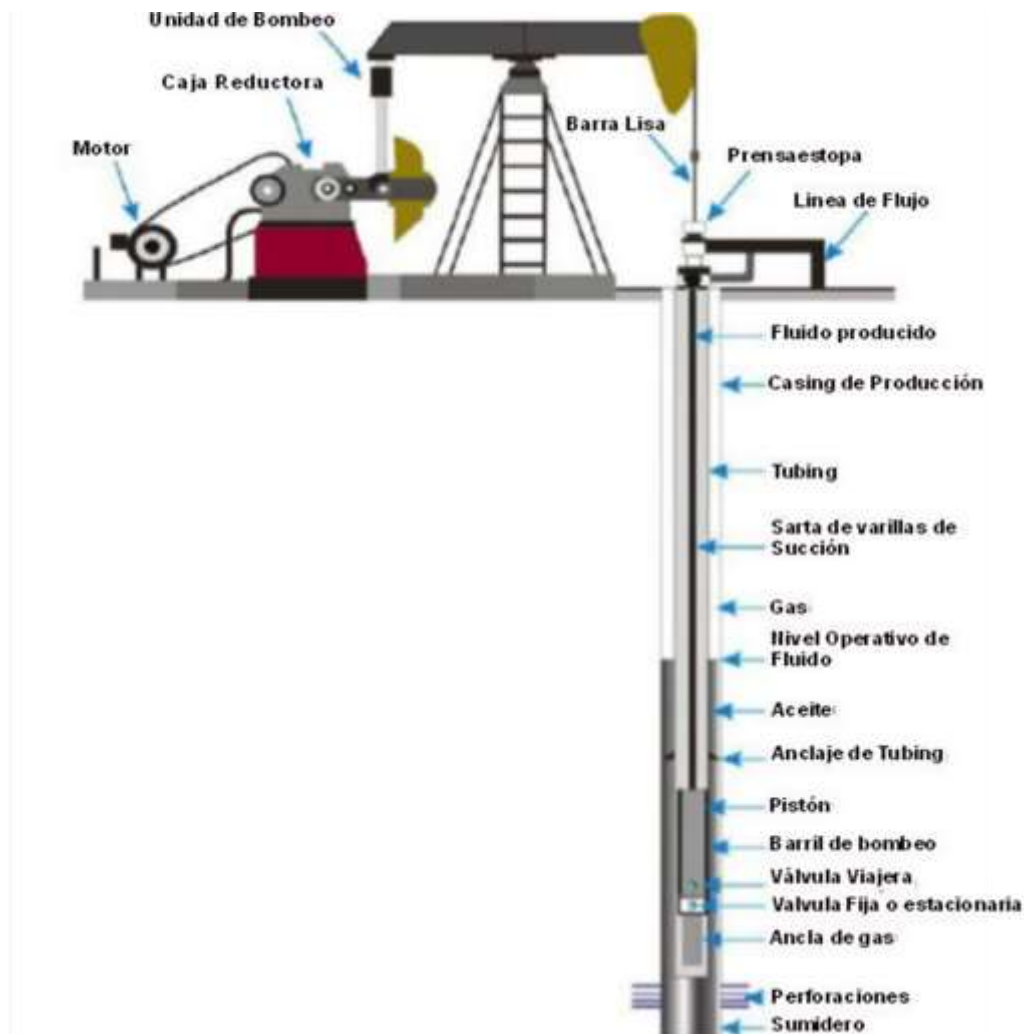


Figura 2. Sistema típico de Bombeo Mecánico. Adaptado de Orjuela (2017). Evaluación Técnica y Financiera del Desempeño del Sistema de Levantamiento Artificial Bombeo por Cavidades Progresivas Metal- Metal Para la producción de Crudo Pesado en el Campo Abarco. Tesis de grado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander.

El equipo de Superficie tiene la finalidad de transferir la energía proporcionada por el motor principal a la sarta de varillas a través la unidad de bombeo mecánico. Tiene como objetivo cambiar el movimiento rotatorio que genera el motor principal a un movimiento reciprocante en la sarta de varillas.

El equipo de superficie se encuentra principalmente conformado por:

- Motor principal
- Caja reductora o reductor de engranes
- Unidad de Bombeo
- Barra Lisa
- Prensaestopas

Por otra parte, el equipo de subsuelo se encuentra compuesto por el conjunto de varillas que constituyen la sarta de bombeo, y la bomba de subsuelo. Según la característica de la bomba utilizada, esta puede ser parte completamente de la sarta de varillas, o algunos de sus elementos pueden catalogarse como piezas de la sarta de tubería. De esta manera, en las bombas insertas es posible extraer el sistema de la bomba completo a través de la sarta de varillas, mientras que en las bombas de tubería solo algunas de sus partes, como lo son, el pistón y la válvula fija. A continuación, se muestran los elementos que constituyen el equipo de subsuelo del sistema de bombeo mecánico implementado en el campo que se referencia en este proyecto.

- Bombas de subsuelo
- Válvula fija
- Válvula viajera.
- Pistón
- Barril de trabajo

- Ancla de gas
- Sarta de varillas
- Tubería de producción

2.2.2 Bombeo por cavidades progresivas (BCP). Cerca del 70% de los pozos productores del Campo en estudio, operan bajo el funcionamiento del sistema de levantamiento BCP, el cual está basado en la acción continua de una bomba de cavidades progresivas estilo tornillo sin fin, cuyos requerimientos de potencia son suministrados por un motor eléctrico de superficie o subsuelo. Este sistema presenta alta eficiencia al igual que el bombeo mecánico, con respecto a los demás sistemas de levantamiento, ya que puede extraer entre un 50% a 60% de la producción de fluidos medianos (22-29.9 API) o pesados (≤ 21.9 °API) en los pozos donde es instalado.

La estructura en el subsuelo está formada por un rotor (tornillo sin fin) y un estator (camisa), donde el rotor gira dentro del estator formando cavidades que progresan desde el extremo de succión hasta el extremo de descarga de la bomba que, ayudado por el sello continuo entre las hélices del rotor y el elastómero del estator mantienen el fluido en movimiento permanente, a una velocidad fija directamente proporcional a la velocidad de rotación de la bomba. Este sistema regularmente opera a bajas velocidades y no tiene problema en arrastrar a superficie crudos pesados y medianos, gas, sólidos en suspensión e incluso agua de producción.

El bombeo por cavidades progresivas, al igual que el bombeo mecánico, está constituido por un equipo en superficie y una estructura en el interior del pozo, a continuación, se presentan los elementos que conforman ambas partes. En la figura 3 es posible identificar cada una de las partes del sistema de bombeo por cavidades progresivas convencional.

El equipo de superficie se comprende de:

- Cabezal de rotación
- Variador de frecuencia
- Motor
- Sistema de transmisión
- Sistema de Freno

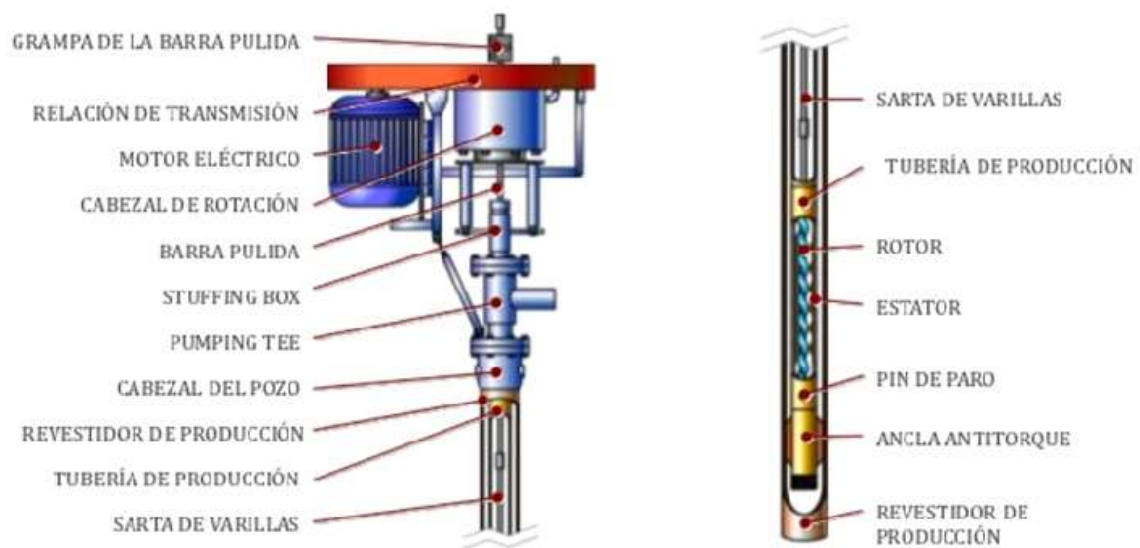


Figura 3. Sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas (BCP). Hirschfeldt, M. Manual de Bombeo Cavidades progresivas.

Mientras que los equipos de subsuelo están compuestos principalmente por:

- Sarta de varillas
- Bomba
- Estator
- Rotor

- Elastómero
- Pin de paro
- Centralizador
- Ancla antitorque

2.3 Arenamiento en el campo de estudio

La producción de arena genera diversos problemas, a medida que esta se mueve a través del yacimiento, a tal punto en que el avance del relleno de los pozos taponan las zonas productoras, así como las válvulas de seguridad y los equipos superficiales; además, puede erosionar los componentes de completamiento, los cabezales de los pozos, o los tubulares e instalaciones de superficie produciendo pérdidas, demoras y disminución de la producción, y hasta perder el control del pozo. La tasa de producción de arena puede aumentar, debido a la fractura de la formación, prácticas de producción deficientes, terminaciones inadecuadas y fallas en los equipos.

Es posible encontrar diferentes factores que contribuyen a la producción de arena, dentro de los cuales influyen la fuerza natural de la roca, las tensiones de tierra existentes, stress adicional causada por acciones durante la perforación o producción y, además, es probable que se presente por exceso de draw-down en aquellos pozos donde se han realizado fracturamientos hidráulicos con el objetivo de mejorar su productividad.

La producción de arena en formaciones poco consolidadas (como las formaciones del campo de interés), puede originarse durante el primer flujo provocando que los granos de arena sean

arrastrados hacia las perforaciones o través, de las mallas, según el tipo de completamiento (Villares C., 2015).

La producción de arena puede ser clasificada en (Al-Awad, 2001):

- **Producción Transitoria de Arena:** Se da en aquellos pozos donde el arenamiento no es una característica propia, sino que se refiere a una producción de arena que declina con respecto al tiempo de producción, comúnmente encontrada luego de realizar limpieza de pozos, acidificaciones o fracturamiento hidráulico para recuperación terciaria.
- **Producción continua de arena:** Esta es una característica de aquellos pozos que producen de alguna formación no consolidada que no cuenten con equipos de control de sólidos.
- **Producción catastrófica de arena:** Este es el peor de los escenarios de producción de arena, pues ocurre como una anomalía cuando los fluidos de yacimiento son producidos excesivamente, trabajando caudales muy altos.

2.3.1 Causas de la producción de arena. A continuación, se compilan muchos de los diversos factores que inciden en la tendencia de producción de arena en el campo de estudio, los cuales se pueden clasificar en dos categorías: condiciones naturales y condiciones inducidas u operacionales.

2.3.1.1. Causas naturales (Factores geográficos y geológicos). La producción de arena es muy común en los yacimientos de la Edad Terciaria, debido a que estos yacimientos son geológicamente jóvenes y normalmente se localizan a profundidades relativamente bajas, no han logrado compactarse y tienen cementación intergranular muy pobre.

- Consolidación: Está relacionada a las formaciones geológicamente jóvenes las cuales tienen muy baja fuerza de cohesión entre los granos de arena y que no cuentan con la suficiente columna litológica para la acomodación de los granos (Rivera Ortega, 2011).
- El material cementante: Se da a través de formaciones poco consolidadas o sin ninguna consolidación, este tipo de formaciones poseen poco material cementante que pueda mantener unidos los granos de arena.
- Presión de poro: Conforme se ha avanzado en la producción de fluidos y se ha depletado el yacimiento, se ha perdido parte del soporte que poseía la roca suprayacente generándose esfuerzo en la arena de formación, como consecuencia los granos empiezan a separarse de la matriz.
- Permeabilidad: La heterogeneidad del yacimiento puede provocar velocidades de producción extremadamente altas de los fluidos, estas pueden sobrepasar la velocidad crítica y derrumbar la formación (Montaño Camacho, 2013).
- Tipos de fluidos producidos: Debido a características como la viscosidad, las fuerzas de arrastre de los fluidos que salen de la formación y existencia de cortes de agua asociados a la producción de aceite, se puede alterar el material cementante de la formación. Cuando el pozo fluye acompañado de una fuerte presión de gas, es inevitable que los granos de arena puedan lograr penetrar a través de los orificios incluso de los métodos mecánicos de control de arena.
- Viscosidad de los fluidos: La fuerza de arrastre friccional ejercida sobre los granos de arena de la formación, la cual es directamente proporcional a la velocidad del flujo de los fluidos y a la viscosidad de este.

- Compresibilidad de la formación: Debido a la caída de presión se presenta el proceso de compactación de la formación, al suceder esto, se puede llegar a destruir la cementación de los granos (Casado Brajín, Colmenares Vargas, 2011).

2.3.1.2 Causas Operacionales.

- Cañoneo: Las actividades de cañoneo deben ser ejecutadas para generar cavidades estables a largo plazo, estos canales suelen convertirse preferencialmente en canales de flujo donde las velocidades pueden llegar a ser muy altas y se encuentran generalmente lineadas en las zonas de mayor concentración de esfuerzos que sobrepasa la resistencia de la formación (Molina Medina, Osorio Rosado, 2013).
- Tasa de producción: Los cambios en la tasa de producción producen que actúen con mayor dinamismo las fuerzas de arrastre, afectando la solidez de la roca ya que el material de cohesión no es lo suficientemente fuerte para mantener unidos los granos de arena. Anexo a esto Las bajas tasas de producción no son suficientes como para alcanzar la velocidad de asentamiento de la arena, la cual es la mínima velocidad necesaria para mantener los granos de arena suspendidos en el fluido producido y evitar su caída.
- Aumento de la producción de agua: La producción de arena puede darse con la producción de agua en el caso de una arenisca mojada por agua, parte de la cohesión de los granos está dada por la tensión interfacial liquido-grano, por esto, cuando presentan altos cortes de agua, las fuerzas capilares disminuyen provocando una reducción en la cohesión (Montaño Camacho, 2013).

2.3.2 Problemas asociados a la producción de arena. Los efectos de la producción de arena son perjudiciales para la productividad a corto y/o a largo plazo del pozo, si bien el problema de arenamiento es evidente en el campo de estudio, se estima una producción de arena dentro de límites tolerables en la mayoría de los casos. Los siguientes son algunos de los problemas que surgen a partir de la producción del sólido indeseado:

- Pérdidas de producción: La producción de arena con el paso del tiempo ocasiona obstrucción en el flujo de fluidos a través de las fracturas creadas con las operaciones de cañoneo originando una disminución en la producción (Gómez Mattar, 2018).
- Erosión en los equipos de fondo: La arena que circula a gran velocidad junto con los fluidos de producción erosiona tanto el equipo de fondo como el de superficie, ocasionando principalmente al deterioro o ruptura de los equipos utilizados como sistema de levantamiento artificial.
- Acumulación en el fondo. Cuando la velocidad de producción no es suficientemente elevada como para arrastrar arena hasta la superficie, esta se sedimenta por debajo de la velocidad de flujo mínima para mantener los sólidos en suspensión, y empieza a llenar parcial o totalmente el interior de la tubería de revestimiento depositándose en el fondo presentando taponamiento en la zona cercana a los intervalos, esto produce disminución drástica de la producción (Molina Medina, Osorio Rosado, 2013).
- Baja productividad de pozo: Ocasionada por el taponamiento parcial o total de los túneles de cañoneo, así como el atascamiento de las bombas utilizadas en los sistemas de levantamiento artificial disminuyen gradualmente la producción efectiva de fluidos (Casado Brajín, Colmenares Vargas, 2011).



Figura 4. Presencia de arena en sistemas BCP. Adaptado de Monsalve Diego (2015). Evaluación técnica y financiera de la implementación de nuevas tecnologías para la mejora del rendimiento de los sistemas de levantamiento artificial de bombeo por cavidades progresivas. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander



Figura 5. Imágenes de problemas de arena en bombeo mecánico. Adaptado de Gil Carlos (2018). Análisis técnico para determinar las fallas de las bombas de subsuelo del sistema de bombeo mecánico ocasionado por la inyección cíclica de vapor en el campo moriche de Mansarovar Energy Ltda. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander.

2.3.3 Control de arena. Se define como el conjunto de técnicas, prácticas o tecnologías que se utilizan para evitar el flujo de arena proveniente de la formación en conjunto con los fluidos del yacimiento, bien sean producto de la producción de arena gruesa inducida por la falla de la estructura del yacimiento o la producción de arena fina producida por erosión hidrodinámica. El

método de control que se utilice depende de las condiciones específicas del campo y el factor económico (Xue, Yuan, 2007).

2.3.3.1 Mecanismos de control de arena. Los mecanismos de control de arena hacen referencia a las prácticas existentes que pueden evitar el flujo de arena de la formación hacia los alrededores del pozo. La producción de arena puede ser controlada mediante:

2.3.3.1.1 Reducción de las fuerzas de arrastre. Consiste en la disminución de las fuerzas de arrastre que se generan producto de la interacción roca fluido que se origina cuando se inicia la producción del pozo. Se considera el procedimiento más económico y sencillo que se implementa para el control de la producción de arena, se fundamenta principalmente en mantener una tasa de flujo constante en donde no se supere la tasa crítica de flujo (Casado Brajín, Colmenares Vargas, 2011).

2.3.3.1.2 Fluidos limpios. Es el fluido que entra en contacto con las zonas productoras en las operaciones que se llevan a cabo en el pozo, se debe tener en cuenta el uso de fluidos que sean compatibles con la formación y que no contengan sólidos, esto representa un aspecto fundamental para un buen control de la arena (Casado Brajín, Colmenares Vargas, 2011).

2.3.3.2 Métodos Mecánicos. Su función principal es prevenir o evitar el flujo de arena proveniente de la formación, el principio de estos métodos es semejante, se basa en la formación de puente o filtro, donde los granos de arena de mayor tamaño que se acumulan en las ranuras de

las rejillas y empaques con grava, al mismo tiempo sirven de puente a los granos de menor diámetro.

2.3.3.2.1 Tuberías ranuradas (LINERS). Mallas ranuradas con envolturas de alambre (WIRE-WRAPPED SCREENS) y rejillas pre-empacadas (PRE-PACKED SCREENS): Son tuberías las cuales poseen ranuras verticales u horizontales de tamaño determinado, también pueden encontrarse con envolturas de alambre y empacadas previamente con una combinación de grava y resina fenólica para proveer mayor consolidación y área de flujo a la misma. Las ranuras presentes en las tuberías se cortan de forma sesgada, con esto se logra que los granos de arena más pequeños que se desprenden de la formación sean producidos, filtrando así los granos más grandes y también se minimiza el acuñaamiento y el taponamiento de la tubería (Gómez Mattar, 2018).

2.3.3.2.2 Empaquetamiento con grava. Consiste en ubicar grava que actúe como filtro en el espacio anular entre el revestidor y las paredes del hueco, con el fin de que la grava provea soporte a las paredes de la formación impidiendo derrumbamiento de estas, y al mismo tiempo prevenga la intrusión de los granos de arena provenientes de la formación (Casado Brajín, Colmenares Vargas, 2011).

2.3.4 Gerenciamiento de la arena de formación.

- **Monitoreo:** Se realiza mediante seguimiento histórico de la producción y los eventos presentados en un pozo para evaluar el compartimiento de la producción de arena.

- Producción. Determina los sistemas de levantamiento artificial, así mismo los accesorios, materiales y tasa de flujo más adecuados para dar control a la problemática de arena desde los aspectos técnico y económico.
- Exclusión. Implementa las técnicas que evitan la producción de arena, esto es manejado con tecnologías de fondo, sin embargo, se debe tener en cuenta que la exclusión total de la arena implica un aumento significativo en el CAPEX. Estos métodos para exclusión de arena producida pueden ser tanto mecánicos como químicos e incluso la combinación entre ambos (Molina Medina, Osorio Rosado, 2013).

En resumen, la producción de arena en el campo objeto de estudio se deriva principalmente a las formaciones productoras (Tune y Guaduas) las cuales son poco consolidadas, estas pertenecen al Cretácico-Terciario lo que advierte que la producción de arena puede ser inevitable cuando los fluidos hidrocarburos son provenientes de formaciones de este tipo con fuerza de formación relativamente baja.

Estas formaciones son arenosas, esto se traduce en que favorecen al aporte de partículas de arena; principalmente fueron formadas por la compactación de depósitos de arena de ríos cercanos a playas marítimas, estas formaciones presentan tamaños de grano entre 2 y 0.0625 mm, los cuales tienen un pequeño grado de compactación debido a la porosidad que poseen, adicional lo anteriormente descrito mantienen menos del 15% de material cementante aproximadamente en su estructura de sedimentación, esto representa una fuerza de cohesión deficiente entre las partículas de arena y finalmente cabe resaltar que estas formaciones son relativamente jóvenes, lo que quiere decir, que la presión ejercida por las capas suprayacentes no es alta.

Para el caso de estudio la configuración de los pozos no cuenta en su totalidad con los métodos mecánicos de control de arena descritos anteriormente, especialmente los pozos objeto de la investigación como se puede observar en la siguiente figura, la cual muestra el estado mecánico de uno de los pozos estudiados, y que al igual que los demás pozos de estudio poseen las mismas características de completamiento. En este caso, los pozos evaluados cuentan con un completamiento en su sección productora basado en un casing de 5 ½’’ perforados por la acción de cañoneo; este tipo de completamiento no favorece la acción del puenteo de la arena debido al diámetro de las perforaciones con respecto a los granos de arena, permitiendo así una producción continua característica de aquellos pozos que producen de alguna formación no consolidada. Si bien el problema de arenamiento es evidente, muchos de los pozos no cuentan con sistema de control de arena debido a que el aporte de arena se considera dentro de los límites manejables, dando preferencia a administrar dicha producción en cuanto vaya ocurriendo. Esta última opción, la gestión de la producción de arena, se prefiere en muchos casos ya que el excesivo uso de sistemas de exclusión de arena en el fondo del pozo puede aumentar el riesgo de pérdida de producción debido a la poca área de flujo disponible o incluso el pozo completo por taponamiento y daños mecánicos (Al-Awad, 2001).

Cuando el pozo fluye acompañado de una fuerte presión de gas, la arena se introduce en los orificios a través del tubo perforado, el anterior no representa como tal un método de control propiamente dicho que ayude a retener la producción de arena, esto favorece que los granos de arena penetren al pozo con gran facilidad, además si la presión es demasiado fuerte y entre los fluidos producidos el gas está presente es inevitable que los granos de arena puedan lograr penetrar a través de los orificios incluso de los métodos mecánicos de control anteriormente nombrados.

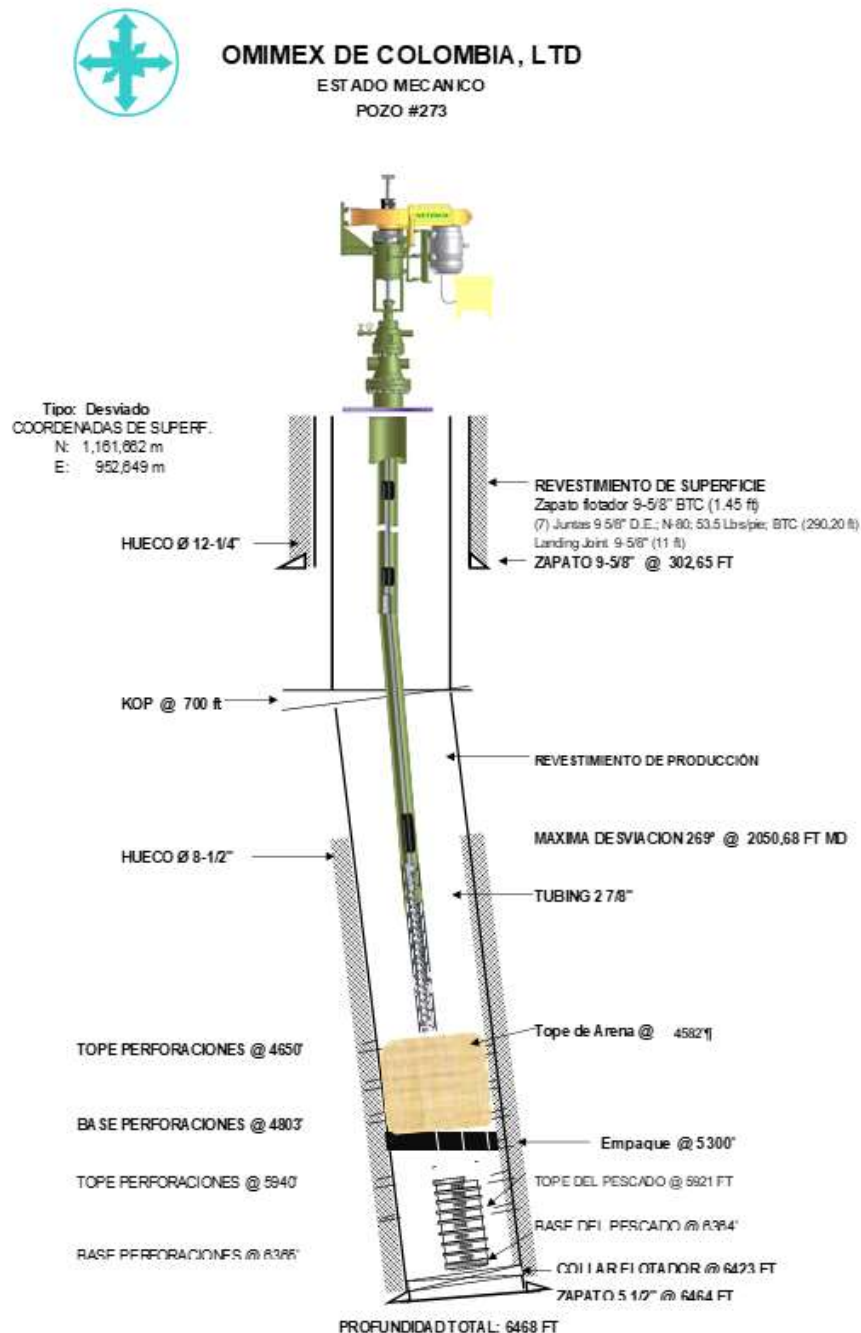


Figura 6. Estado mecánico representativo de los pozos del campo en estudio. Adaptador de Mansarovar Energy Colombia.

El flujo en períodos intermitentes es otra de las causales de arenamiento; esta situación se puede presentar en aquellos casos en que el área de ingeniería considera esto conveniente en

vista de las bajas tasas de producción respecto al consumo energético por los equipos de bombeo. Así mismo, se suman los tiempos en que los pozos por daños mecánicos no bombean adecuadamente y es necesario detener la producción por algún tiempo para su respectiva intervención con equipo de well services, durante estos momentos, cuando la columna de fluido en el pozo se encuentra en reposo, la arena se asienta naturalmente contra el fondo del pozo.

Además de esto, en algunos pozos del campo en investigación las tasas de producción no son suficientes para superar la velocidad de asentamiento de la arena, la cual es la mínima velocidad necesaria para mantener los granos de arena suspendidos en el fluido producido y evitar su caída.

En adición a lo descrito anteriormente, el campo de estudio es un campo maduro con muchos años en producción lo cual representa una de las causas del arenamiento más fuertes, debido a que gran parte de los fluidos que se encontraban en yacimiento han sido producidos, provocando una pérdida sustancial en el soporte del esfuerzo al que es sometida la formación, esto ocasiona una pérdida de presión del yacimiento y genera un esfuerzo creciente en la arena de formación, venciendo entonces la resistencia de los granos de arena y estimulando su separación de la matriz, siendo arrastrados posteriormente por los fluidos de producción.

3. Métodos de Limpiezas de Arenas en Pozos Productores Aplicados a un Campo del Valle Medio del Magdalena

En este capítulo se expondrán algunas de las diferentes alternativas que ofrece la industria de petróleo para llevar a cabo una remoción de arenas en el fondo de los pozos. La ejecución de

limpiezas de arena en fondo de pozo es relevante, debido a que permite remover la obstrucción que esta genera en la zona productora, lo cual favorece a la restauración de la producción de petróleo desde la cara de la formación hacia superficie.

Es importante identificar cuáles son algunas de las técnicas más utilizadas en los campos colombianos, por lo tanto, este proyecto evaluará métodos de remoción de arena mecánicos y por circulación de fluido, sus procedimientos, ventajas y desventajas, puesto que fueron aplicados en un Campo del Valle Medio del Magdalena en estudio, durante la última campaña de limpieza de arena.

3.1 Histórico de limpiezas de arena realizadas en el campo de estudio

Como se planteó anteriormente, el problema de la acumulación de arena en pozo petroleros, en conjunto con la alta producción de arena en superficie, está inherente a las características de las formaciones productoras del campo en estudio, por lo que a lo largo del desarrollo del yacimiento se ha convivido con esta condición. Durante la historia de producción del campo, las empresas operadoras solo han implementado el método de limpieza de arena por circulación con equipo de servicio/ Rea – Condicionamiento de pozo, con el objetivo de mantener la producción de los pozos en su punto óptimo. Este método fue seleccionado teniendo en cuenta que estos equipos con que realizaban el procedimiento pertenecían a las operadoras y los costos asociados serían mínimos.

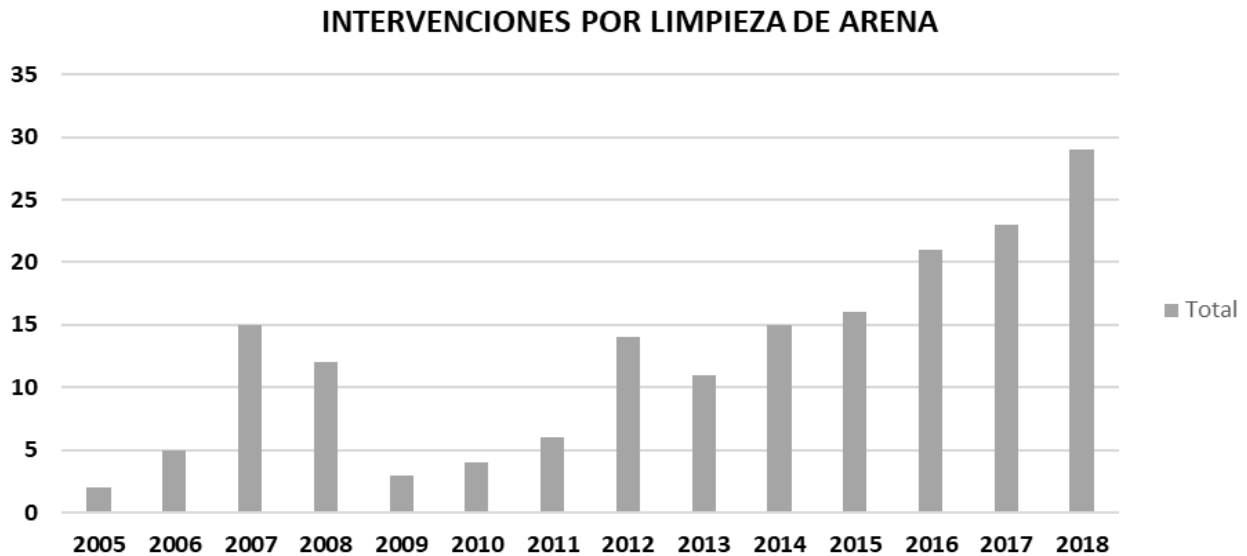


Figura 7 . Histórico Cantidad de Limpiezas – Campo en estudio

Sin embargo, desde finales del año 2013 la necesidad de realizar limpiezas de arena en los pozos de este campo aumentó progresivamente, esto fue provocado por la pérdida del material cementante existente en las zonas de interés, en conjunto con la disminución de la tasa de producción de los pozos. Estas condiciones conllevaron a un aumento del material arrastrado por los fluidos hacia la cara de la formación y que, a su vez, gran parte de la arena sea depositada en el pozo, provocando que incrementen también el número de servicios por limpieza de arena, tal como se puede apreciar en la siguiente figura.

A partir de la figura 7 es posible observar que la densidad de servicios de limpieza de arena en pozos ha aumentado significativamente, aproximándose a 30 intervenciones en el último año. Todos los procedimientos realizados hasta el año 2017 correspondían a limpiezas de sólidos de formación por circulación con equipo de well services, siendo un método que les permitía restituir la producción de algunos pozos cuya eficiencia había disminuido.

Anualmente se llevan a cabo cerca de 140 intervenciones de mantenimiento a pozo por diferentes razones de falla (Tubería rota, cambio de bomba, limpieza de arena, varilla

desconectada/ partida, etc), siendo la limpieza de arena la tercera causa más común. De esta manera, cerca del 22% de las intervenciones a pozo en este campo colombiano durante el anterior año fue realizada con el fin de limpiar los sólidos que estaban localizados en las zonas productoras en fondo con un equipo de workover.

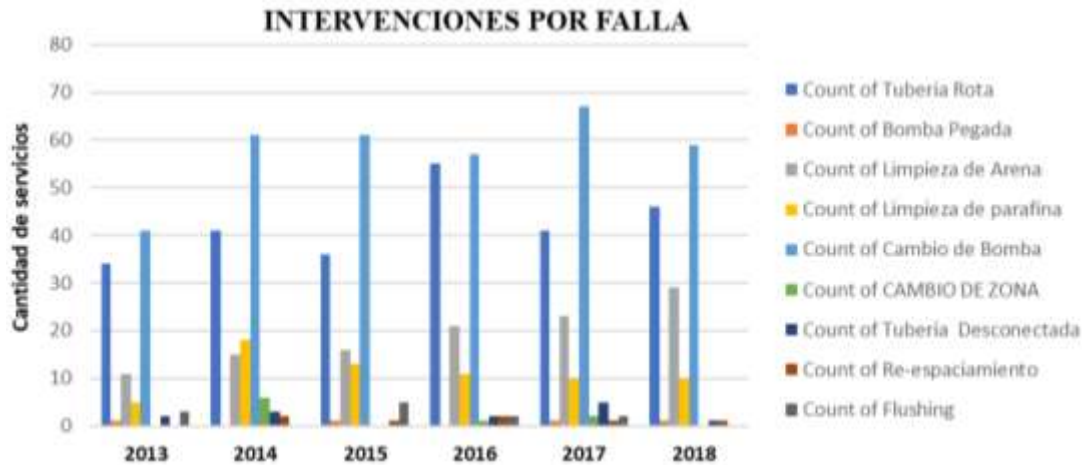


Figura 8. Gráfico de Intervenciones por falla en el campo en estudio.

Además del aumento continuo del número de servicios de limpieza de arena realizado en el campo, se añaden tres problemas muy importantes asociados a la técnica que hasta el momento se venía implementando: Pérdidas de circulación, retornos en superficie sin arena y los topes consolidados de arena que presentaban algunos pozos.

Para tratar de evitar las pérdidas de fluido en la circulación convencional durante una limpieza, se hace necesario trabajar con una presión hidrostática igual o menor que la presión del yacimiento, creando al mismo tiempo una capa impermeable en la cara de la zona de baja presión (formar cake), y esto es posible lograrlo con la adición de algunos químicos al fluido del

tratamiento. A su vez, existe otra alternativa a este problema, como lo son las tecnologías sin circulación, reduciendo a cero el aporte de fluido y arena a la formación de interés.

Tabla 1.

Comparativo de características de las tecnologías de limpieza

Comparativo de Tecnologías	Método sin circulación	Métodos con circulación		
	Bomba desarenadora	CT + aditivos	Circulación convencional + aditivos	Circulación convencional
Fluido liviano $Ph < Py$	N/A	Si	Si	No
Fluido viscoso	N/A	Si	Si	No
Alta velocidad anular	N/A	Si	No	No
Efecto de rotación	Si	Si	Si	No
Riesgo de cambio de mojabilidad	No	No	No	Si
Riesgo de alteración de tratamiento químico en superficie	No	No	Si	No
Riesgo de pérdida de potencial por obstrucción en fondo	No	No	Si	No

Por otra parte, tal como se aprecia en la tabla 1 expuesta anteriormente, la segunda limitante que presenta la técnica ejecutada actualmente en el campo, es posible minimizarla a través de tecnologías que utilicen alta velocidad anular, de tal forma que sobrepase la velocidad terminal de asentamiento de la arena (TPSV) y que al mismo tiempo tengan la capacidad de suspender los sólidos para transportarlos a superficie, y esto se da, a partir de fluidos de operación con mayor viscosidad.

En consecuencia, la compañía operadora decide seleccionar seis pozos candidatos, para ejecutar un proceso de remoción de arena aplicando tres procesos diferentes, con la finalidad de evaluar los resultados obtenidos mediante cada una de las técnicas. A continuación, se presentan los tres métodos implementados en campo, en conjunto con las respectivas ejecuciones en los pozos determinados

3.2 Limpieza de arena por circulación con aditivos con equipo de well services

3.2.1 Descripción General. Esta técnica es ejecutada con la ayuda de un equipo de well services/ workover, consiste en la circulación de un fluido (agua, salmuera) en directa, es decir, por la tubería de producción/trabajo, la cual puede llevar en el extremo un cuello dentado, tubo chaflán, o una reducción de diámetro, cuya función es facilitar la remoción por medio mecánico e hidráulico de la arena. Cuando se instala una reducción en el extremo inferior de la sarta, la eficiencia puede aumentar, debido al incremento en la presión del fluido.

Un proceso de limpieza de arena por circulación con equipo de acondicionamiento de pozo está basado en un circuito cerrado. De esta forma, la mezcla (fluido-sólidos) retorna por el anular, pasando por medio de la campana hacia la zaranda, donde es retirada la arena, mientras que el fluido retorna a tanque para ser reutilizado como salmuera de inyección nuevamente. La salmuera utilizada en este procedimiento puede estar acompañada de aditivos que permitan aumentar sus propiedades reológicas, facilitando el transporte de los sólidos hacia superficie.

Tal como se muestra en la siguiente figura, a medida que se realiza la remoción de sedimentos, la sarta avanza hasta que finalmente llega al fondo del pozo, y a partir de este

momento, se deja circulando el pozo hasta obtener retornos limpios, con el fin de remover totalmente los sedimentos hasta superficie y evitar que vuelvan a depositarse en el fondo.

La limpieza de arena por circulación puede presentar algunos inconvenientes cuando se trabaja en pozos en los cuales se tiene 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” o recibe el fluido circulado junto con la arena removida, por lo cual el retorno a la superficie será mínimo o nulo, lo cual evita que se limpie la arena y llenará de fluido de limpieza los perforados, adicionalmente podría causar pega de tubería.

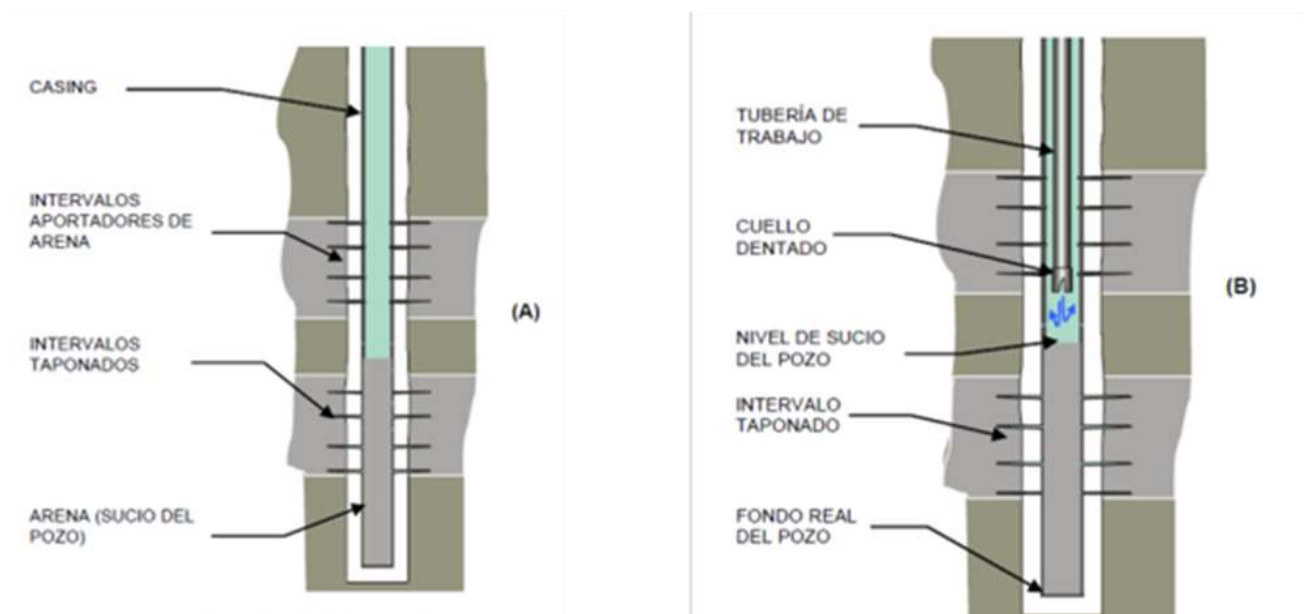


Figura 9. Representación gráfica de una limpieza de arena por Circulación en Directa. Mansarovar Energy Colombia. (MECL)

3.2.2 Recursos Necesarios. Para la ejecución de un proceso de remoción de arena a través del uso de una unidad de workover mediante circulación, es importante la coordinación por parte

de la compañía operadora a través del ingeniero de well services, quien está encargado de liderar toda la operación.

Así como es fundamental el personal responsable de la operación, para la ejecución de esta técnica de limpieza, se hace indispensable contar con una serie de equipos y elementos; a partir de la figura 9 es posible identificar cada uno de las unidades, materiales y herramientas necesarias para la ejecución de un servicio de limpieza de arena por circulación con unidad de workover.

Equipo principal

- Unida de Servicio a pozo, 350 hp

Equipos periféricos

- Bomba duplex
- Tanque 1, capacidad 140 bls, succión/retorno, zaranda.
- Tanque 2, frack tank, capacidad 200 bls
- Equipos para el control del pozo (Preventora de ariete, Hydril Manifold, acumulador, Poor boy, línea y quemador)
- Cama alta
- Caja de herramientas (sanchocho)
- Generador
- Tanque de combustible

Materiales específicos

- Fluidos (agua, salmuera, aceite) según las necesidades.
- Línea del stand pipe
- Mangueras de caucho de 2"x 40' (preferiblemente)

- Mangueras de 3" o 4" para la succión de la bomba tríples.
- Cross over según los diámetros de las tuberías con las que se va a trabajar.
- Tubo chaflán de (1¼" o 1") x (2' a 5')
- Cuello dentado

3.2.3 Procedimiento Limpieza de Arena por Circulación. La intervención con equipo de well services para llevar a cabo una limpieza de arena por circulación puede ser dividida en tres etapas. En primera instancia debe realizarse el acondicionamiento de herramientas de tubería, según el diseño de sarta que posea el pozo e instalar el elevador.

Una vez es retirada la sarta de varilla y de tubería que tiene el pozo, se continúa con la segunda etapa, en donde se realiza el armado y la corrida de la sarta de lavado o limpieza. Finalmente, cuando gran parte o la totalidad de la arena que se encontraba en la zona cañoneada es extraída hasta superficie por medio de circulación, se concluye el proceso de limpieza con la sacada de la tubería de trabajo y la desinstalación de las líneas de fluidos. A continuación, se presenta el procedimiento discretizado de un servicio de limpieza de arena por circulación desarrollado por la empresa operadora.

1. Acondicionamiento de herramientas y accesorios
2. Instalar las cuñas en la mesa de trabajo, según el diámetro de la tubería de producción y/o trabajo que será empleada.

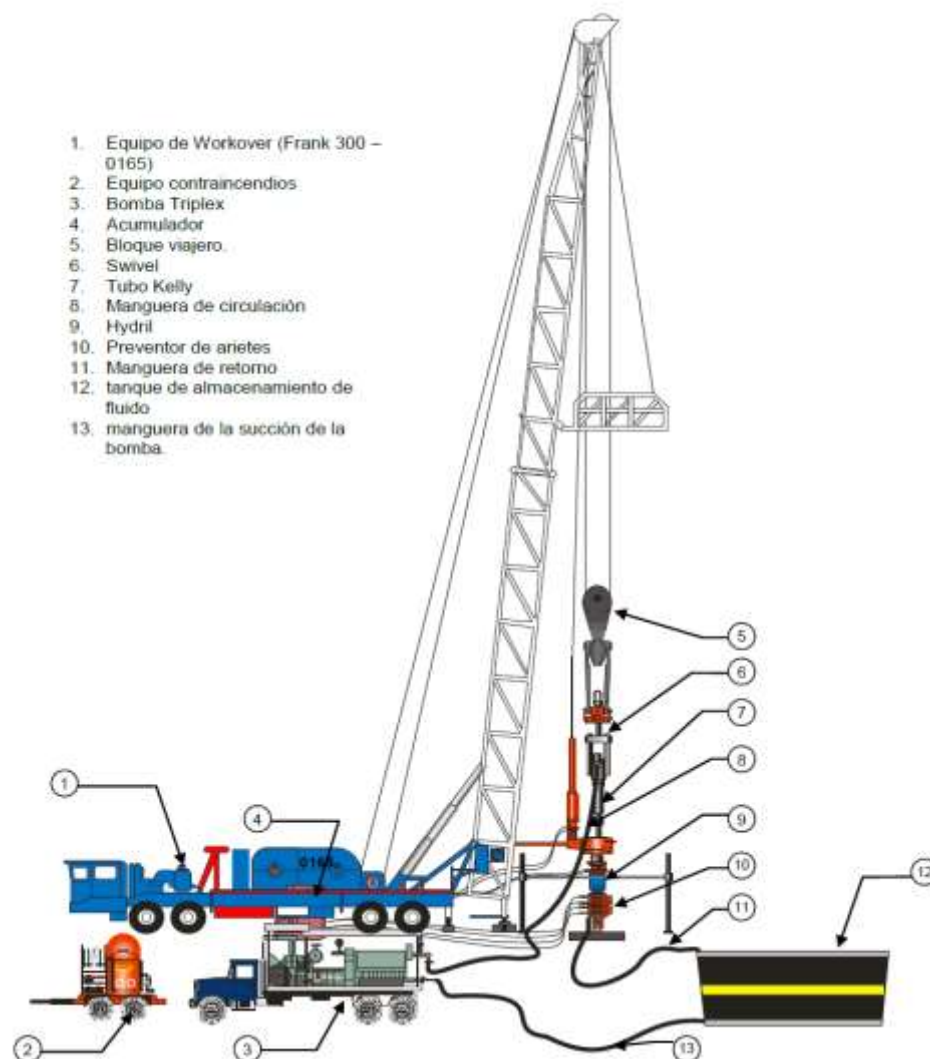


Figura 10. Lay out de Equipo de Workover Realizando Servicio de Limpieza de Arena. Mansarovar Energy Colombia. (MECL)

3. Instalar el elevador según el diámetro requerido.
4. Armado y bajada de la sarta de lavado.
5. Conectar al primer tubo, un cuello dentado (según el diámetro de la tubería que se va a bajar en la cola).
6. Conectar los otros tubos de la cola.

7. El último tubo de cola que se baje queda con un Xover 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.
8. 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 1/4", no se debe apretar con llave hidráulica sino manualmente.
9. Cambiar las cuñas de 1" o 1 1/4" por las cuñas para la tubería de trabajo
10. Bajar la sarta de tubería hasta el tope del relleno (tocar fondo) y colocar una marca de referencia (en el último tubo).
11. Sacar el ultimo tubo de la sarta de tubería que fue conectado (una vez tocado fondo).
12. Armar el Tubo Kelly con su respectiva manguera. Por seguridad, se debe asegurar la conexión de la manguera con un amarre especial con manila.
13. Armar campana y tubo conductor con la descarga al sistema de tratamiento de retornos (zaranda) y al tanque de suministro de fluido (catch tank).
14. Sujetar el Tubo Kelly con el elevador, izarlo (un cuñero debe ir sosteniéndolo en el recorrido), conectarlo a la sarta de lavado (apretarlo a mano), y conectar la manguera (de 2") en la descarga de la bomba dúplex.
15. Instalar la manguera de retorno. Se conecta del anular al tanque de suministro de fluido, al tubo conductor de recepción de fluido con sólidos provenientes del pozo.
16. Poner en funcionamiento la bomba de desplazamiento positivo.
17. Verificar la conexión de la manguera de la succión de la bomba duplex al tanque del suministro

18. Comenzar a bombear en directa con la bomba dúplex (sin acelerarla a fondo), hasta obtener retorno por el anular al tanque de recepción de residuos (un cuñero debe estar sobre el tanque, para registrar este momento).
19. 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, es necesario trabajar con una presión de 500psi a 700psi aprox.
20. 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.
21. Circular durante el tiempo requerido (según la profundidad) para que el “relleno” salga hacia superficie. Detener la circulación (una vez completada la condición anterior y subir la sarta con la polea viajera hasta que salga totalmente la Kelly).
22. Asegurar la tubería con las cuñas.
23. Sacada de la sarta de lavado y desinstalación de líneas
24. Desconectar el tubo Kelly vigilando que la manguera no se enrede con los accesorios de la polea viajera y la torre del equipo.
25. Desconectar mangueras y Sacar quebrando la tubería de trabajo y la tubería de cola, según el procedimiento establecido.

3.2.4 Ventajas.

- Provee estabilidad a las paredes del hueco durante la operación de limpieza, debido a la acción del agente puenteante en los aditivos, el cual induce a la formación de una película delgada (cake) sobre las paredes del pozo.
- Permite una limpieza efectiva de los sólidos con velocidades menores que la circulación convencional y coiled tubing. Esto se debe al efecto del agente viscosificante el cual permite la suspensión de los granos de arena a bajas velocidades de circulación.
- Minimiza las pérdidas de fluido y la intrusión de sólidos que puedan causar daño a la formación, debido a la velocidad de circulación.
- Posibilidad de realizar limpieza con circulación en reversa en situaciones donde se tengan grandes pérdidas de fluidos.

3.2.5 Desventajas

- Existe el riesgo de pérdida de potencial de producción por obstrucción en fondo debido al uso de aditivos.
- Al igual que los trabajos de perforación es probable que pueda darse alteración del tratamiento químico en superficie debido a que se realiza el servicio con un circuito cerrado de circulación.
- Se presenta la necesidad de trabajar con fluidos viscosos ya que no se logra alcanzar la velocidad crítica de asentamiento de las partículas de arena.

3.3 Limpieza de arena con unidad coiled tubing

3.3.1 Descripción general. El término coiled tubing hace referencia a una tubería de diámetro reducido y de forma continua sin soldaduras que tiene la capacidad de ser enrollada y desenrollarse desde un carrete.

Entre sus principales características se encuentran la resistencia a la deformación y corrosión, resistencia mecánica, disminución por daño de transporte y manipulación, disminución de tiempo y costos por cambio de tubería (Miranda Arrieta, 2016).

En la actualidad, la unidad de tubería flexible o coiled tubing ha evolucionado en un tipo de unidad de servicio portátil, con fuerza motriz, hidráulica, compacta y eficiente que descarta el problema de armar y desarmar conexiones. Esta tecnología se basa en el uso de un tipo de tubería continua de una aleación especial carbón – acero, flexible, con características anti-oxidación, resistente a altas temperaturas en algunos casos, con un diámetro menor al de la tubería convencional, lo que le permite cumplir con diferentes operaciones dentro de un campo (perforación, reparación, completamiento y reacondicionamiento de pozo) (Rodríguez Cortés & Matagira Aguillón, 2017).

La limpieza de arena por circulación en directa a la que se hace referencia en este procedimiento consiste en un circuito abierto, donde se hace circular un fluido (salmuera o salmuera + Nitrógeno) por la tubería continua de la Unidad de CT, la cual posee en su extremo inferior unas boquillas que generan una fuerza de gran impacto, permitiendo remover hidráulicamente la arena (muy compacta) y ocasionando a su vez un flujo por el anular (tubería producción – coiled tubing) desde el fondo de pozo hacia superficie que es capaz de transportar la arena removida (Mansarovar Energy Colombia, 2015).

En el transcurso en que se realiza la remoción de sedimentos, la sarta avanza hasta que finalmente encuentra el fondo del pozo, en este momento, se deja circulando el pozo hasta que los retornos estén libres de arena, con el fin de extraer totalmente los sedimentos hasta superficie y evitar que vuelvan a depositarse en el fondo. A diferencia de la limpieza por circulación con equipo de Well Services, este método no reutiliza el fluido que es inyectado, sino que, en conjunto con la arena removida, es llevado hacia otro tanque para posteriormente disponer de ellos.

3.3.2 Descripción del equipo. La unidad de coiled tubing trabaja en conjunto con algunos equipos necesarios para llevar a cabo diferentes servicios en campo. Los principales elementos son los siguientes (Amaya Hernández & Camacho Jerez, 2014):

- **Tubería flexible:** Es una tubería electrosoldada con una costura longitudinal única, esta se encuentra conformada por soldaduras de inducción de alta frecuencia. En cuanto al material de fabricación, el acero al carbón convencional es el más común para dar cumplimiento a la mayoría de las operaciones, logrando tener una tubería con baja resistencia, alta ductilidad y resistencia al H₂S necesaria en algunos casos especiales.
- **Carrete:** En esta herramienta se encuentra enrollado el CT como el dispositivo de bobinado durante las operaciones que se realicen con la unidad, funciona como lugar de almacenamiento, transporte y protección del CT. Es un tambor hecho de acero, el extremo interno de la unidad, está conectado a través del segmento hueco del núcleo del carrete, a una articulación giratoria movida por un motor hidráulico bidireccional, capaz de soportar altas presiones.

- Arco guía de tubería: También llamado Cuello de ganso (gooseneck), se encuentra ubicado sobre el cabezal inyector, sirve para apoyar, enderezar y alinear el CT, soporta la tubería a lo largo de todo el radio y guía la tubería flexible del carrete hacia el ángulo vertical necesario para entrar al inyector.
- Cabezal Inyector: El cabezal inyector provee la energía y la tracción para desplegar y recuperar el CT en un pozo. El inyector posee un ensamble ubicado en la parte superior que suministra soporte, dirección y alineación adecuados a la tubería mediante un sistema de cadenas de tracción, que son accionadas por los motores de rotación hidráulicos, diseñadas para atrapar el CT con la tensión suficiente y controlar la velocidad de ascenso y descenso de la tubería.
- Control y monitoreo del equipo: Todas las operaciones y funciones de la unidad de CT son monitoreadas y controladas desde la cabina de control, la cabina de control se encuentra en una posición alta, esto para poder obtener una buena visibilidad y contiene todos los controles e instrumentos necesarios para permitir la operación del Coiled Tubing que consta de una consola para operar todos los componentes mencionados anteriormente. Los parámetros relacionados con el equipo de CT que deben ser controlados para garantizar que el equipo funcione correctamente incluyen Control de inyección, control del carrete, control del stripper, control BOP, medidores de presión hidráulica, indicador de peso, presión interna del CT, control de fuente de alimentación, entre otros.
- Equipo de control de pozo (BOP): El preventor de reventones, un equipo típico de control de pozo para CT, es la parte crítica de toda la unidad de CT, está diseñado para proveer seguridad en los servicios de intervención de pozos que se realizan bajo presión

e incluso para control de H_2S . Los arietes hidráulicamente operados en la columna de BOP necesitan efectuar tres funciones: Permitir retirar volúmenes controlados de fluidos del pozo, regular y monitorear la presión del pozo y sellar el cabezal del pozo.

- Grúa hidráulica o base auto-portante del inyector: A menudo se adjunta una grúa hidráulica dentro del paquete de la unidad, esto para cuando no se dispone de otros medios de elevación en locación. La función de la grúa es la de proveer el soporte para elevar el inyector hasta el árbol de producción y otorgar apoyo y estabilidad.



Figura 11. Unidad de Coiled Tubing para Servicio de Limpieza de Arena. Adaptado de Guacamaya Oil Services. Disponible en <https://www.guacamayaols.com/limpiezas>

- Unidad de bombeo de fluidos: La bomba de fluidos, es el mecanismo para proveer circulación y presión a las operaciones. Se succiona los fluidos desde un tanque a través de la bomba, este se transporta hasta el manifold y las líneas donde puede ser mezclado

con nitrógeno, de allí es llevado a la articulación giratoria de circulación, que se encuentra ubicada en el carrete de CT.

3.3.3 Recursos necesarios. Así como es fundamental el personal encargado de la operación, para la ejecución de esta técnica de limpieza, se hace indispensable contar con una serie de equipos y elementos, como lo son:

Equipos

- Unidad de Coiled Tubing.
- Equipo para el control del pozo (inyector, BOP, etc.).
- Equipo contraincendios (Extintores).

Herramientas

- Boquillas de diferentes diámetros y configuraciones.
- Llaves manuales y expansivas.

Materiales & Accesorios

- Tanques de almacenamiento de fluidos.
- Fluidos (agua suavizada/Nitrógeno Líquido) según las necesidades.
- Mangueras de caucho de 2" x 40' (preferiblemente).
- Mangueras de 3" ó 4" para la succión de la bomba.
- Manila.
- Líquido desengrasante

3.3.4 Procedimiento acondicionamiento unidad de Coiled Tubing. La intervención con unidad de coiled tubing para llevar a cabo una limpieza de arena por circulación puede ser

dividida en tres etapas. En primera instancia se lleva a cabo el procedimiento de acondicionamiento de herramientas y accesorios de la unidad de CT, realizando el armado de la unidad, alineando Cuello-Ganso, Inyector y set de preventoras en la boca de pozo.

En la segunda etapa, se realiza la prueba de preventoras con la finalidad de comprobar su correcto funcionamiento y garantizar su confiabilidad en las operaciones. Finalmente, se debe realizar la prueba de integridad del Tubing Continuo con la presión máxima de trabajo, asegurando que resista dicha presión. A continuación, se presenta el procedimiento discretizado de un servicio de limpieza de arena por circulación con unidad de coiled tubing desarrollado por la empresa operadora (Mansarovar Energy Colombia, 2015).

1. Iniciar bajado de Coiled Tubing a velocidad recomendada por el contratista. (20 ft/min – 80 ft/ min).
2. Realizar Pulling test (Subir la tubería 20 FT) cada 500 FT en casing o 300 FT en liner determinando que el peso subiendo sea igual al de la anterior prueba sumado el peso de la sarta adicional y no muestre fluctuaciones que indiquen restricciones. En este caso reevaluar con Ingeniería si se continúa o no la actividad.
3. Detener bajada de Tubing continuo faltando 100 ft para tocar el tope de relleno.
4. Continuar bajando Coiled Tubing a una velocidad moderada (5 ft/min – 20 ft / min).
5. Realizar Pulling test (Subir la tubería 10 FT) cada 40 FT determinando que el peso subiendo sea igual al de la anterior prueba y no muestre fluctuaciones que indiquen restricciones.
6. Vigilar constantemente el indicador de peso, estando atento a cualquier fluctuación que pueda indicar el tope de relleno.

7. Una vez encontrado el tope de relleno, descargar máximo 2000 Libras de peso y levantar sarta.
8. Verificar este tope otras 2 veces para confirmar dicha medida.
9. Levantar la sarta 20 FT sobre el relleno e iniciar bombeo en directo de agua o agua más nitrógeno según se tenga contemplada la operación.
10. Esperar retorno de fluidos, vigilar constantemente los niveles de los tanques y tener en cuenta el nivel inicial de fluido.
11. Una vez se establezca circulación, mida el caudal de retorno y determine porcentaje de perdidas sobre el caudal de fluido bombeado en superficie.
12. Inicie a bajar a velocidad moderada la tubería continua (5 ft/min – 15 ft / min) identificando fluctuaciones de peso y deteniéndose en las mismas hasta recuperar todo el peso de la sarta. Esto asegura que la arena de fondo sea removida.
13. Realizar Pulling test (Subir la tubería 20 FT) cada 50 FT determinando que el peso subiendo sea igual al de la anterior prueba y no muestre fluctuaciones que indiquen restricciones. En este caso reevaluar con Ingeniería si se continúa o no la actividad.
14. Una vez se alcance la profundidad total del pozo, descargar 2000 Libras de peso y verificar que este no se recupere para confirmar que si sea el fondo. Con este dato se debe correlacionar la medida que indica el cuenta-pies de la unidad de Coiled Tubing con el Estado Mecánico del pozo.
15. Levantar 10 FT la sarta del fondo manteniendo circulación.
16. Bombear al menos 2 veces la capacidad todo el pozo asegurando que todos los sólidos que se puedan arrastrar con este caudal lleguen a superficie (tener en cuenta que el Nitrógeno facilita el retorno sin embargo disminuye la viscosidad y a su vez la capacidad de arrastre.

17. Una vez se bombee esta capacidad subir 150 FT respecto al fondo y suspender inyección de fluido en superficie.
18. Verifique niveles en tanque, volumen total de retorno y bombeado y muestras de fluido de retorno para evidenciar contenido de arena en este.
19. Esperar 45 minutos de decantamiento de arena.
20. Chequear fondo siguiendo el procedimiento descrito.
21. Definir nuevo tope de relleno, si considera necesario repita operación para asegurar que la limpieza sea tan efectiva como sea posible.
22. Una vez se concluya no continuar con la operación, sacar el Tubing y realizar Rig Down de la unidad.

3.3.5 Ventajas.

- Circulación continua de fluidos a través del servicio a pozo, permitiendo la posibilidad de mantener el pozo circulando mientras se extrae y se introduce la tubería (Rodríguez Cortés & Matagira Aguillón, 2017).
- Debido a la simplicidad de la unidad de Coiled tubing, existe una rápida movilización y montaje del equipo.
- Reduce las maniobras de viaje y los costos asociados a estas, pues la tubería continua elimina la necesidad de conexiones (Rincón Castilla & Sánchez Sánchez, 2015).
- Al trabajar con un carrete de tubería continua permite realizar servicios de limpieza de arena en pozos con altos grados de desviación.

- Para el análisis de arrastre de sólidos que se puedan encontrar en un pozo, se utilizan una gran variedad de programas, los cuales ayudan a optimizar la eficiencia del coiled tubing y a obtener resultados en menor tiempo de lo estimado para cualquier pozo problema (Villares Guayasamín, 2015)

3.3.6 Desventajas. Algunas de las limitantes que son tenidas en cuentas por las compañías operadoras a la hora de decidir implementar una limpieza de arena con unidad de coiled tubing son:

- Los equipos y accesorios tienen un costo elevado comparado con otras tecnologías disponibles en la industria (Rodríguez Cortés & Matagira Aguillón, 2017).
- Debido a los efectos de la fatiga cíclica por doblado, la resistencia específica a la fluencia del material del coiled tubing se reducirá; esto afecta adversamente a la resistencia de la tubería contra posibles reventones o colapsos.
- Debido al fundamento de la técnica de limpieza, es posible que se presenten pérdidas de circulación a las formaciones productoras y por ende se genere algún tipo de daño.
- Ocasionado por los pequeños diámetros de la sarta, las pérdidas de presión son típicamente muy altas cuando se están bombeando fluidos a través de la tubería flexible. Los caudales de circulación a través de la tubería de coiled tubing son típicamente bajos si se comparan con tamaños similares de tubería por tramos (Castro Gantiva & Castro Sánchez, 2017).
- En pozos de baja presión en fondo, característica relevante en los casos de estudio, la implementación de salmuera con nitrógeno puede resultar en un resultado positivo de

limpieza, sin embargo, los costos asociados a estos servicios pueden incrementar significativamente.

3.4 Limpieza con bomba desarenadora

A pesar de que los métodos más comunes de limpieza de arena en pozos productores involucran la circulación de fluidos, ya sea de salmueras o lodos para facilitar el arrastre de arena y partículas sólidas, cuando el pozo presenta problemas con los fluidos o arcillas, intervalos de baja presión o arenas depletadas, la pérdida de fluidos puede ser excesiva poniendo en riesgo las formaciones productoras por la contaminación o inhalación de agua. Ante esta situación se hace necesario extraer el relleno de los pozos con un sistema diferente para lo cual se han usado diferentes tipos de bombas desarenadoras.

Una de las diferencias más notables con respecto a la limpieza con unidad coiled tubing es la utilización de un equipo de reacondicionamiento a pozos (workover), un equipo similar a un equipo de perforación, con la diferencia de tamaños y de usos. El procedimiento más utilizado de limpieza de arena y sólidos dentro del pozo es la circulación de fluidos, sin embargo, cuando los resultados no son los esperados con esta alternativa, se emplean métodos mecánicos con bombas desarenadoras especiales (bomba Midco, Cavins, hightech). Mientras que las bombas Midco y Cavins se bajan con cable, la bomba extractora de arena hightech debe ser corrida con tubería (Mayorga León & Quevedo Mayorga, 2009)

La bomba desarenadora implementada en este análisis se baja con tubería de trabajo. Es una herramienta de limpieza de pozos, la cual se basa en el uso de elementos tipo coronas, válvulas tipo cheque, recamaras de almacenamiento, bomba de desplazamiento positivo, acoples y

elementos transmisores de rotación, dispuestos para remover eficientemente la arena del fondo del pozo.

El diámetro de la bomba depende del diámetro de la tubería de revestimiento, igualmente se debe tener en cuenta que el diámetro de los tubos de recámara de la bomba debe ser el mismo de la bomba (ver tabla abajo). Normalmente se utilizan de 10 a 20 tubos de recámara, pero esta cantidad varia basados según experiencias de cada campo (Ecopetrol, 2012).

Tabla 2.

Diámetro de bomba desarenadora según diámetro casing

CASING	BOMBA	TUBOS DE RECÁMARA
6-5/8" a 9-5/8"	3-1/2"	3-1/2"
4-1/2" a 5-1/2"	2-3/8" o 2-7/8"	2-3/8" o 2-7/8"

Nota. Adaptado de Instructivo para limpieza de arena con bomba desarenadora

3.4.1 Descripción general. El diseño consiste en ubicar un cuello dentado en el extremo inferior, seguido del cuello se coloca un jet- sub, este dispositivo provoca la succión y permite el movimiento ascendente de la arena. Posterior a esto continúa con válvulas de retención junto con los tubing que conforman la recámara de la bomba. Luego se instala la bomba y sobre esta va colocado un niple perforado, el permite que el fluido presente en el tubing durante el proceso drene al pozo. Finalmente se completa el diseño con el resto de la columna de tubing, tal como se muestra en la figura.

Una vez se ha alcanzado el tope de relleno, se procede a la limpieza de este, acumulando la arena en los tubos de la recámara de la bomba, una vez la recámara se llena, se extrae la bomba a superficie para descargar el material que se encuentra dentro de ella, y se baja nuevamente; este

procedimiento se repite constantemente y se realizan la cantidad de viajes que sean necesarios. Internamente la bomba actúa bajo un sistema reciprocante, basado en el efecto de succión al levantar la sarta de tubería y regresarla a la posición original, semejando el embolo de una jeringa (CEPS Engineering, 2019).

3.4.2 Descripción del equipo. La bomba extractora de arena es una herramienta multifuncional, que basa su operación en algunos elementos que se presentan y explican a continuación.

- **Válvula de drenaje:** Se encuentra ubicada por encima de la Kelly, y es un niple de tubería que posee un orificio en el cuello con la finalidad de drenar la tubería mientras esta va saliendo hacia a superficie.
- **Kelly hexagonal:** Al igual que en los ensamblajes de perforación, la Kelly en este caso provee la transmisión del torque desde la sarta de tubería hacia la corona dentada, en este caso.
- **Ensamblaje o barril de la bomba:** La compresión aplicada al conjunto de la bomba abre la válvula principal y el obliga al fluido y la arena a pasar a través las válvulas hacia la cámara de la tubería. La arena se acumula en el tubo de la cavidad por encima de las válvulas, mientras que el fluido pasa por el conjunto de la bomba y se descarga en el tubo superior.
- **Recamara:** es una sección formada por tubería convencional, con la finalidad de retener la arena succionada y luego ser liberada en superficie.
- **Válvula flaper:** La válvula de retención tiene un diseño de aleta o bola. La función es mantener el relleno atrapado en la cámara ajustable hasta que se alcanza la superficie. Es

doble dado que la segunda se ejecuta en caso de que falle la primera válvula de retención.

- Cuello dentado: Elemento que garantiza adentrar a la arena con mayor facilidad y permitir una mejor extracción mecánica.



Figura 12 . Componentes de Bomba Desarenadora. Adaptado de Mansarovar Energy Colombia (MECL)

3.4.3 Recursos necesarios. Para la ejecución de un proceso de remoción de arena a través del uso de bomba desarenadora es fundamental la coordinación por parte de la compañía operadora a través del representante de la compañía “Company Man”, quien está encargado de liderar toda la operación. Así como es fundamental el personal encargado de la operación, para la ejecución de esta técnica de limpieza, se hace indispensable contar con una serie de equipos, herramientas y materiales para garantizar el desarrollo de la operación.

Equipos

- Equipo de acondicionamiento de pozos o workover

- Equipo para el control del pozo (preventor de arietes, preventor de anular “Hydril”, acumulador y mangueras, manifold, separador, línea y quemador).
- Equipo contraincendios (Extintores).

Herramientas

- Bomba desarenadora con sus accesorios.
- Mud bucket (Borracho)

Materiales & Accesorios

- Tanque o canecas para depositar la arena que recupera la bomba desarenadora.
- Recipientes adecuados para recoger los residuos extraídos del pozo.
- Fluido y químicos, en caso de que se necesite controlar el pozo.

3.4.4 Procedimiento de limpieza de arena con bomba desarenadora. Durante el procedimiento de limpieza, existe la posibilidad que se presente funcionamiento o baja eficiencia de la bomba, esto puede ser debido al mantenimiento o armado incorrecto de la misma. Para prevenir este tipo de inconvenientes es necesario tener en cuenta los siguientes aspectos (Ecopetrol, 2012).

- El diámetro de la bomba a utilizar debe ser acorde al diámetro del revestimiento.
- El diámetro de los tubos de la recámara debe ser el mismo 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.

A continuación, se da a conocer la metodología empleada durante la ejecución de esta técnica:

1. Conectar la corona cheque con el primer tubo de la recámara. Verificar que los cheques provean el sello requerido y los torques aplicados en sus conexiones.
2. Bajar la corona cheque y el número de tubos que componen la recámara.
3. Conectar el niple (con el orificio) al barril.
4. Levantar el barril y el niple; conectarlos con el último tubo de la recámara.
5. Bajar la sarta con el barril, hasta que el niple quede sobre las cuñas.
6. Conectar los pistones con el niple calado y la kelly hexagonal.
7. Introducir el conjunto pistones niple-kelly, dentro del barril y conectar con el niple en el barril.
8. Levantar la sarta y bajarla hasta que el niple calado quede sobre las cuñas.
9. Bajar sarta de trabajo hasta el tope del relleno. El peso recomendado que se debe aplicar a la bomba es de 1.500 lb a 2.000 lb, nunca se debe sobrepasar el peso total de los tubos de la recámara. Tan pronto se alcance el relleno, se debe continuar la operación de limpieza hasta que culmine, ya que, al tocar, y esperar, la arena se deposita sobre los cheques, se solidifica y luego es imposible la succión del pistón (bomba pegada).
10. Avanzar 5 ft (máximo) y levantar 6 – 8 ft.
11. Repetir el procedimiento hasta llenar la capacidad de los tubos de la recámara. Durante este proceso es necesario sacar la bomba por encima de la profundidad inicial del tope de relleno, 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.
12. Sacar la bomba y la sarta de tubería de trabajo, (una vez la recámara se haya llenado) hasta que salga la kelly. Si por alguna razón la tubería sale llena, esta se debe achicar con

la barra de swabbing, si no se puede achicar, se deben utilizar los “borrachos” (como última opción).

13. 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.
14. Desconectar el barril con el niple para su posterior mantenimiento.
15. Sacar los tubos de recámara en sencillos. Si la arena no está muy compacta, se puede sacar en dobles, de lo contrario, la tubería se debe sacar en sencillos.
16. Descargar la arena y el fluido de cada tubo dentro del recipiente destinado para tal fin



Figura 13.. Limpieza de arena de la recamara bomba desarenadora

17. Inspeccionar y realizar el mantenimiento respectivo a la corona cheque y a la bomba.
18. Si no se ha limpiado la totalidad del relleno, se vuelve a bajar la bomba, el número de veces que sea necesario, según el procedimiento anterior, si se vuelve a bajar la bomba, se le debe realizar primero un mantenimiento, verificando que la Kelly no esté tapada.

3.4.5 Ventajas.

Se recomienda el uso de esta bomba para la limpieza de arena especialmente para aquellas situaciones en donde las formaciones toman demasiado fluido, el nivel de fluido en el pozo se

mantiene en valores bajos, y cuando las características de las formaciones en donde se encuentran los hidrocarburos puedan provocar que la inyección de salmueras llegue a ocasionar daños en estas arenas. Algunas de las ventajas de la limpieza de arena con este tipo de bomba son (CEPS, 2019):

- Tiene una estructura robusta que permite soportar tensiones hasta de 200000 lbs, disminuyendo el riesgo de falla por rupturas de las partes de la bomba al ser rotada desde superficie.
- Permite el control de la contaminación, ya que no hay manipulación de fluidos utilizados en otras técnicas de limpieza, como el nitrógeno y espumas.
- La formación no es sometida a la acción de fluido a alta velocidad y presión, evitando que exista el riesgo de que la arena reingrese a la formación.
- Es una herramienta multifuncional ya que puede ser configurada según las condiciones particulares del pozo, y el tipo de operación a realizar; permite el cambio de válvulas, posicionar válvulas para circular fluido, rotar la herramienta o reciprocarse.
- No es necesario inyectar y tampoco circular fluidos con características especiales, si se quiere una remoción mecánica, esto previene posibles daños a las zonas productoras.
- Permite limpiar arenas por encima de empaques, restos de oxidaciones, incrustaciones de carbonato, cementos y arenas duras.
- Si el pozo lo requiere, permite circular fluidos a través de la tubería y rotar al mismo tiempo para perforar espejos de arena consolidados o cementados.
- Permite el acceso por dentro de la tubería en caso de tener que bajar una sonda o tubería delgada para lavar por dentro de esta, en caso de una pega de herramienta en fondo de pozo.

3.4.6 Desventajas. A pesar de todas las posibles funciones que pueden ser realizadas a través de la bomba desarenadora, los servicios evaluados en este trabajo están delimitados para que no sea implementada la circulación en la bomba extractora de arena. A continuación, se destacan algunas de las limitantes más importantes tras la utilización de esta herramienta:

- La limpieza con este tipo de bomba es ejecutada con tubería de trabajo, por lo tanto, en aquellos pozos que presenten colapsos leves o severos por encima del tope de la arena serán descartados para ser intervenidos con esta técnica.
- A pesar de poder almacenar cantidades superiores a los 180 pies de arena en una corrida con esta técnica, la extracción de estos sólidos en los tubos de la recámara en superficie es ejecutada a partir de golpes y circulación, lo que puede abarcar un alto porcentaje del tiempo empleado en el servicio.

Después de cada una de las corridas de remoción de arena, es importante realizar una correcta limpieza de las diferentes herramientas que conforman la bomba extractora de arena, puesto que, es posible tener problemas de taponamiento de válvulas, conllevando a un aumento del tiempo de la operación.

4. Análisis técnico de limpiezas de arena ejecutadas

A través del siguiente capítulo se dan a conocer las respectivas técnicas de limpieza de arena que fueron ejecutadas en los pozos productores seleccionados, las condiciones en la que se encontraban los mismos y cada una de las etapas que conforman los servicios realizados, con la

finalidad de comprender los resultados obtenidos en campo. De esta manera, se reconocerá la eficiencia de remoción de arena para cada método y el tiempo de duración tanto en los casos ejecutados, como a su vez, en los diferentes escenarios de suposición planteados.

4.1 Condiciones iniciales

4.1.1 Pozo #134. La técnica de remoción de arena seleccionada para este pozo fue la circulación de salmuera con aditivos a través de un equipo de well services. Siendo un pozo vertical perforado por la compañía Omimex en el 2003 con una profundidad TVD de 7485 pies, completado con casing de superficie de 9-5/8” hasta 312 pies y casing de 5-1/2” el cual fue cementado desde superficie hasta 7400 pies. Tal como se puede observar en el estado mecánico, inicialmente la zona productora Guaduas fue cañoneada desde 6511 pies hasta 7323 pies, sin embargo, las perforaciones por debajo de 7015’ fueron aisladas al sentar un empaque a la profundidad de 7030 pies.

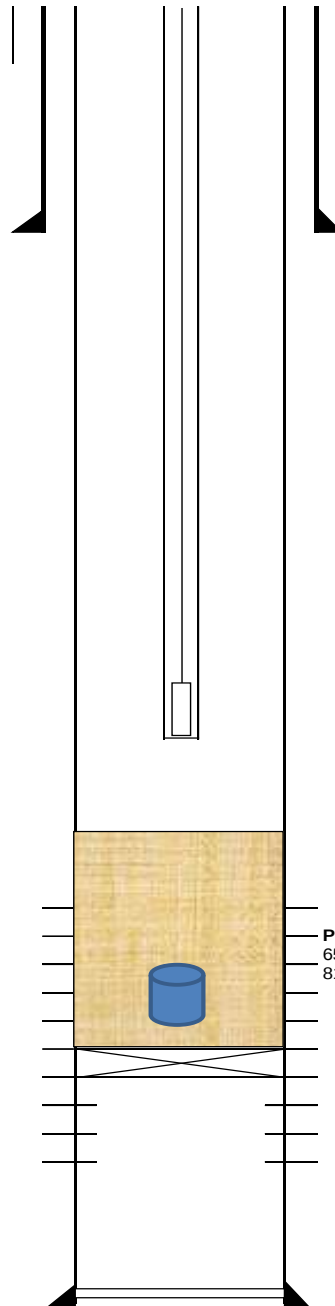
A pesar de que la actual operadora no cuenta con registros de la producción de arena en los inicios de este pozo, desde finales del 2012 la acumulación de arena aumentó significativamente, logrando taponar por completo las zonas cañoneadas, en varias ocasiones. Se selecciona el pozo #134 como candidato para ejecutar un servicio de limpieza de arena por circulación, puesto que tal como se aprecia en la tabla 3, tres de las últimas cuatro intervenciones realizadas en él, estaban relacionadas con daños provocados por la acumulación de arena en la región productora. De esta forma, se conocía que el tope de arena se encontraba por encima del tope de los perforados, tal como se muestra en la tabla 4.

TIPO: VERTICAL
 ZONA PRODUCTORA: GUADUAS
 ELEVACIÓN MESA ROTARIA @ 13'

REVESTIMIENTO DE SUPERFICIE
 OD: 9-5/8"
REVESTIMIENTO DE PRODUCCIÓN
 OD: 5-1/2" - J55 - 17 lbs/ft
 ID: 4.892"
 DRIFT: 4.767"

TOPE DE ARENA @ 5580'

PESCADO: 1 JUNTA 2-7/8"



PERFORACIONES GUADUAS ABIERTAS:
 6511-33/6562-75/6585-93/6600-16/6730-75/6780-90/ 6795
 811/6818-28/6936-51/6954-74/6996-7009/7012-15

RETENEDOR -EMPAQUE @ 7030'

PERFORACIONES GUADUAS AISLADAS:
 7051-57/7066-71/7075-85/7090-99/7110-16/ 7192-
 201/7210-38/7270-81/7306-11/7315-23

COLLAR FLOTADOR @ 7400'
PROFUNDIDAD TOTAL: 7485'

Figura 14. Estado mecánico Pozo #134 antes de ser intervenido. Mansarovar Energy Colombia (MECL).

Tabla 3.

Histórico de fallas Pozo #134

Fecha	Rig	Motivo de servicio	Resumen
1-Mar-16	VEL-1	Varilla partida / Limpieza de arena	Varilla partida #103 @ 2482 ft, tope de arena 6003', circulación en fondo hasta tope de pescado
27-Apr-17	VEL-1	Cambio de bomba	Bomba pegada por arena, se prueba sarta de tubería con bomba en fondo OK
3-Feb-17	VEL-1	Limpieza de parafina	Se prueba sarta de tubería con bomba en fondo OK,. Arena en fondo 397 ft, se decide NO limpiar arena, se baja la misma bomba
14-Nov-17	VEL-1	Cambio de bomba / Limpieza de arena	Cambio de bomba por pistón pegado por arena. Relleno en fondo 603 ft, se limpia arena con circulación sin rotación hasta 6613 ft,

Antes de ser intervenido, el potencial del pozo #134 eran 10 bbld, sin embargo, se espera que con la ejecución del servicio esta capacidad diaria de producción pueda aumentar. Es importante tener en cuenta que, durante la evolución productiva del pozo se dejó en fondo un pescado de 1 junta de tubería de 2-7/8”.

Tabla 4.

Condiciones de fondo pozo #134

DATOS DE FONDO			
COLLAR FLOTADOR	7400 ft	TOPE PERFORADOS:	6511 ft
RETENEDOR DM	7030 ft	BASE PERFORADOS:	7015 ft
TVD	7485 ft	TOPE DE ARENA:	5580 ft

DATOS DE FONDO			
TOPE DE PESCAO	6770 ft	ARENA EN FONDO:	1190 ft
INTERVALOS CAÑONEADOS	ABIERTOS: 6511'-6533', 6562'-6575', 6585'-6593', 6606'-6616', 6730'-6775', 6780'-6790', 6795'-6811', 6818'-6828', 6936'-6951', 6954'-6974', 6996'-7009', 7012'-7015'		

Este pozo opera bajo funcionamiento del sistema de levantamiento bombeo mecánico, por lo que cuenta en fondo con una bomba inserta que va sentada en la niplesilla de 2-7/8" que hace parte de la sarta de tubería.

4.1.2 Pozo #273. Al igual que el pozo #134, el #273 también fue seleccionado para ser intervenido a través de un equipo de well service con una limpieza por circulación con aditivos. Perforado por la compañía Omimex de Colombia en marzo del 2005, este pozo desviado fue completado con tubería de revestimiento de 9-5/8" los primeros 302 pies, y con revestimiento de producción de 5-1/2" hasta la profundidad final del pozo, hallada a los 6468 pies. Inicialmente se llevaron a cabo las perforaciones en la zona de interés, cañoneando desde una profundidad de 5940' hasta los 6395', sin embargo, durante este proceso parte de la sarta de cañoneo quedó en el fondo de como pescado. Es por ello, por lo que en la actualidad el pozo posee un empaque ubicado a 5300 pies, y la zona cañoneada va desde 4650' hasta la profundidad de 4803'.

Actualmente el pozo #273 aporta cerca de 29 bbl de crudo bajo sistema de cavidades progresivas, tal como se presenta en el estado mecánico, en fondo cuenta con un sistema rotor – estator que permite trabajar de una forma más aceptable la producción de arena que se presenta en dicho pozo. A partir de la tabla 5 es posible identificar que la zona cañoneada se encuentra totalmente cubierta por arena, provocando una restricción al flujo y a su vez ocasionando una presión en fondo fluyendo aún mayor.

Si bien la principal consecuencia de la presencia de arena en el fondo y la cara de la formación de un pozo es la reducción en la tasa de crudo que este puede aportar, existe también un factor muy importante que es claramente afectado por el arenamiento de los pozos del campo en estudio, como lo es el índice de intervención. A continuación, se evidencia que en el pozo #273 tres de las últimas cuatro intervenciones han sido provocadas por la acumulación de arena en fondo, conllevando a que la calidad de los servicios ejecutados en el campo pueda ser criticados en algún análisis por parte de la empresa operadora.

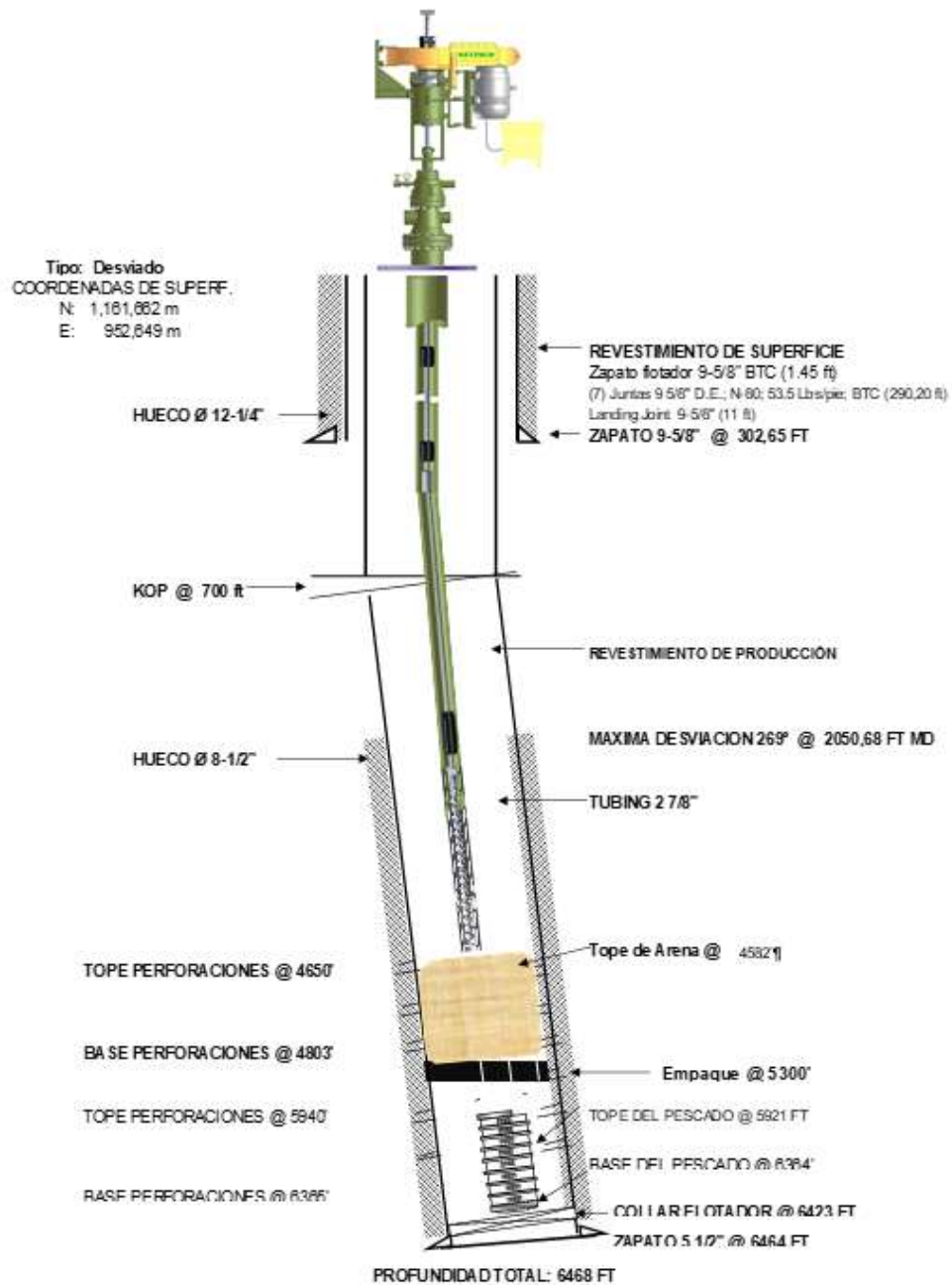


Figura 15. Estado mecánico Pozo #273 antes de ser intervenido. Mansarovar Energy Colombia (MECL).

Tabla 5.

Condiciones Iniciales de fondo pozo #273

DATOS DE FONDO			
COLLAR		TOPE	4650 ft
FLOTADOR:	6423 ft	PERFORADOS:	
EMPAQUE:	5300 ft	BASE	4803 ft
		PERFORADOS:	
TVD:	6468 ft	TOPE DE ARENA:	4582 ft
TOPE DE		ARENA EN FONDO:	718 ft
PESCADO:	6018 ft		
ZONA			
CAÑONEADA:		Tope: 4650 ft	Base: 4803 ft

Tabla 6.

Histórico de fallas pozo #273

Fecha	RIG	Motivo de servicio	Resumen
17-Feb-17	VEL-01	Varilla partida	Varilla # 57 @ 3176 ft partida por el cuerpo.
22-May-17	VEL-01	Limpieza de arena	Sarta de varilla pegada y arenada, encuentra tope de arena a 4744 ft, limpia arena por circulación encontrando tope de arena nuevamente a 5022 ft.
26-Aug-17	VEL-01	Varilla partida	Se encuentra tope de arena a 4778 ft fondo empaque a 5300 ft se programa limpieza de arena para prox. Servicio.
10-Feb-18	VEL-01	Cambio de bomba /Limpieza de arena	Tope de arena a 4629 ft. Limpia arena hasta 5300 ft. El rotor no se logra sacar del estator, rotor pegado por arena. Cambio de bomba y reparación de la aleta del ancla

4.1.3 Pozo #268. Se determinó como primer caso para realizar remoción de arena con equipo de coiled tubing al Pozo #268, el cual es catalogado como un pozo vertical. Fue perforado por la compañía Omimex en junio del 2005 con una profundidad TVD de 7053 pies, completado con casing de superficie de 9-5/8" hasta 340 pies y casing de 7.0" cementado desde superficie hasta 7004 pies.

A partir del estado mecánico es posible identificar que inicialmente la zona productora Guaduas fue cañoneada desde 5894 pies hasta 6934 pies, sin embargo, posterior a ello se realizó un servicio de re-cañoneo en algunos intervalos, como lo fueron 6325-6330', 6350-6355' y 6484-6488'.

Como efecto de las pocas intervenciones realizadas desde que fue perforado, solo se cuenta con registros de remoción de arena en el pozo #268 a partir del año 2016, cuando se identificó que tenía un relleno en fondo de 302 pies. A pesar de esto, durante los dos últimos años el efecto de arenamiento ha progresado a tal punto de alcanzar 789 pies de sólidos en fondo, lo que ha provocado el taponamiento parcial de zonas productoras. A continuación, se presentan las condiciones que se tenían antes de realizar la intervención de limpieza.

Tabla 7.

Condiciones de fondo Pozo #268

DATOS DE FONDO			
COLLAR FLOTADOR	7004 ft	TOPE PERFORADOS:	5894 ft
TVD	7053 ft	BASE PERFORADOS:	6934 ft
MD	7053 ft	TOPE DE ARENA:	6215 ft
		ARENA EN FONDO:	789 ft
INTERVALOS CAÑONEADOS	6325' - 6360', 6350' - 6355', 6484' - 6488'		

A partir del histórico de intervenciones es posible identificar como la producción de arena ha aumentado a tal punto que los últimos servicios realizados en el pozo #268 están relacionados con los efectos de la existencia de arena en la cara de las zonas productoras. A continuación, se muestra como en tres de los últimos cinco servicios ha sido necesario remover el relleno encontrado.

El sistema de levantamiento artificial por medio del cual opera el pozo #268 es bombeo por cavidades progresivas, diferenciado del bombeo mecánico por presentar mayor tolerancia a trabajar con altas cantidades de sólidos de formación.

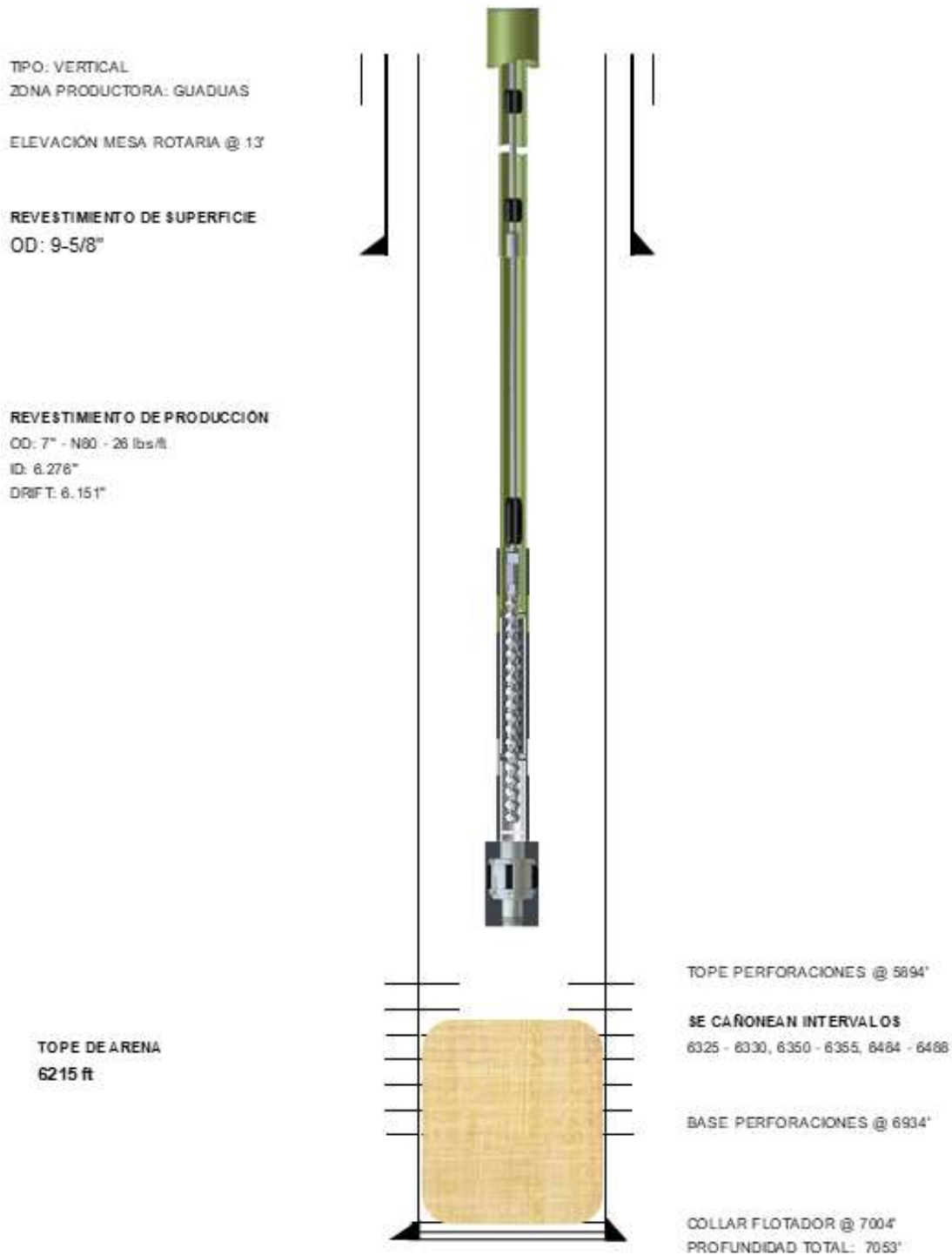


Figura 16. Estado Mecánico Pozo #268 Antes de Ser Intervenido. Mansarovar Energy Colombia (MECL)

Tabla 8.

Histórico de fallas Pozo #268

Fecha	Rig	Motivo de servicio	Resumen
4-Jun-16	VEL-01	Varilla desconectada /Limpieza arena	Se encontraron desconectadas las varilla # 15, 84 & 158. Se encontró tope de arena @ 4750', es decir 2254' de relleno de arena (fondo @ 7004').
25-Aug-16	MEC-02	Varilla partida	Se encontró partida la varilla # 7. Se encontró rotor pegado a bomba. Se encontró tope de arena @ 6879', 125' de relleno.
10-Jun-17	VEL-01	Varilla partida/ Cambio de bomba/ Limpieza de arena	Se encontró partida por el cuello la varilla # 3. No fue posible sacar el rotor del estator por presencia de sólidos, Se decidió cambiar la bomba, tope de arena @ 6687 ft. Se limpio hasta 6691 ft.
26-Jun-17	VEL-01	Varilla desconectada/ Limpieza de arena/ Cambio de bomba	Desconectada la varilla # 149, fue necesario realizar varias veces back off para sacar la sarta de varilla. Se encontró tope de arena @ 5998 ft, total relleno arena de 1006 ft. Se pudo limpiar hasta 6046 ft.
13-Oct-17	VEL-01	Varilla partida	Se rompe varilla # 1 por el cuerpo a 12 pulgadas del cuadrante, salida y entrada del rotor, ok

Teniendo en cuenta que, dentro del campo en estudio, este puede ser denominado como un pozo de alto potencial, puesto que su producción es cercana a los 70 barriles de crudo por día, ingeniería decide realizar una limpieza de los sólidos que se encuentra en el fondo con la finalidad de restaurar su aporte de petróleo

4.1.4 Pozo #324. De igual forma, el pozo #324 fue seleccionado para intervenirlo con unidad de coiled tubing debido a la gran cantidad de arena que se encontraba en el fondo. Este es un pozo desviado, relativamente nuevo comparado con los demás pozos selectos, perforado por Mansarovar Energy en el año 2012; su estructura está basada en un revestimiento de superficie los primeros 315 pies; posteriormente posee una tubería de revestimiento de producción, cementado desde superficie hasta la profundidad total del pozo, ubicada a 7282 pies.

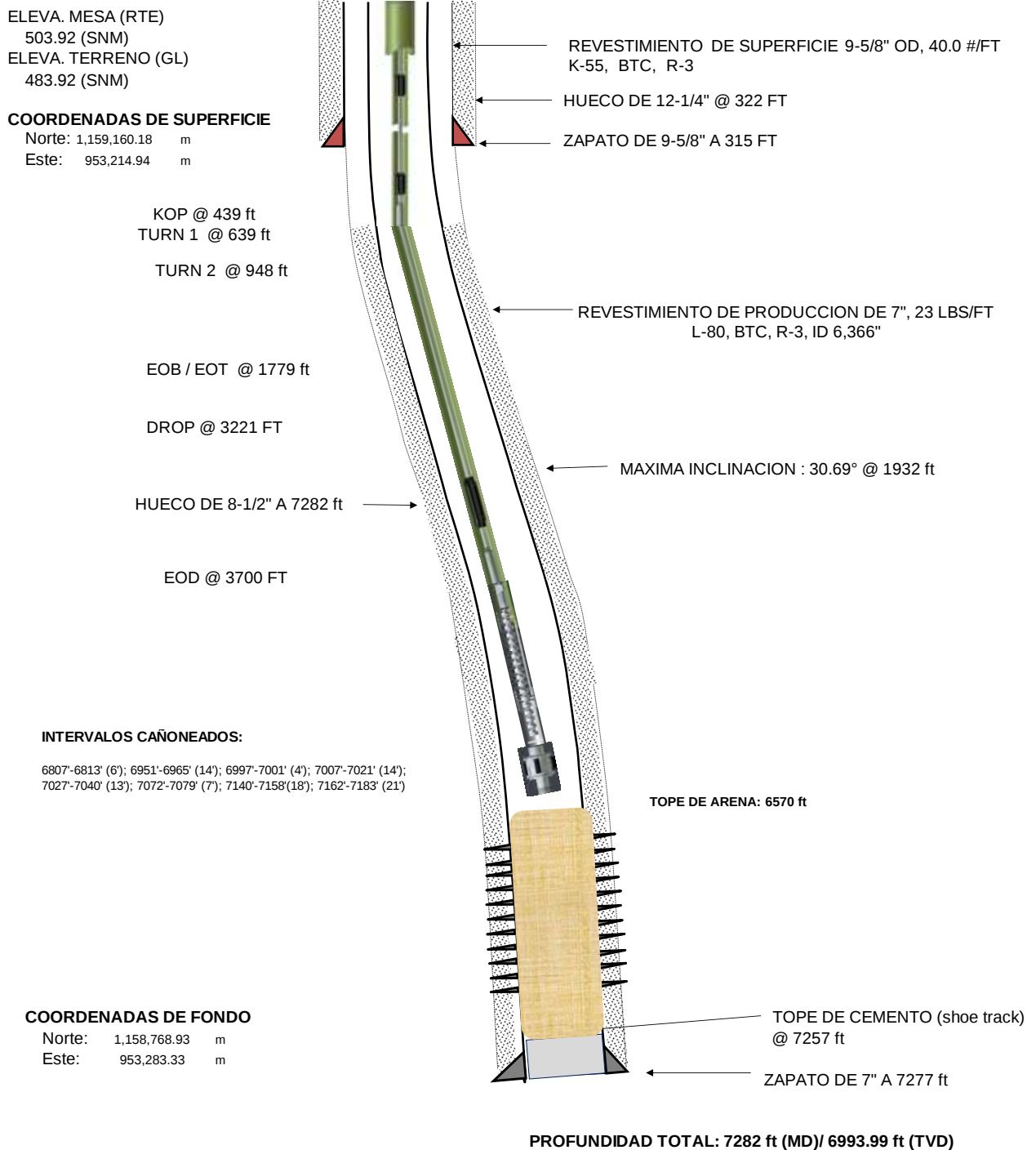


Figura 17. Estado mecánico Pozo #324 antes de ser intervenido. Mansarovar Energy Colombia (MECL)

A partir de la siguiente tabla es posible evidenciar que la última intervención realizada a este pozo fue precisamente una limpieza de arena, en esa ocasión mediante circulación sin aditivos, y desde entonces no ha presentado problema alguno. Sin embargo, antes de realizar dicha limpieza, es posible identificar que el índice de intervención en este pozo aumentó, puesto que presenta 5 intervenciones en menos de dos meses, siendo la producción y acumulación de arena, una de las principales causas.

Tabla 9.

Histórico de falla pozo #324

Fecha	RIG	Motivo de servicio	Resumen
27-Jan-18	VEL -01	Varilla partida / Limpieza de parafina	Varilla partida #140 @ 1530 ft, Se limpia parafina dentro de sarta de tubería hasta 2530 ft
26-Jun-18	VEL -01	Aislamiento de zona	Se baja bomba nueva DOVER 50-2000
14-Jul-18	VEL -01	Varilla desconectada	Varilla desconectada #153 @ 1210 ft, NO se modifica el espaciamiento
18-Jul-18	VEL -01	Varilla desconectada	Varilla desconectada #185 @ 412 ft, se realiza nuevo espaciamiento
26-Jul-18	VEL-01	tubería desconectada/ limpieza de arena	Junta desconectada #10. Se encuentra tope de arena 6441ft, se limpia hasta 7050ft.

Tal como se presenta en la tabla 10, antes de intervenir el pozo #324 con unidad de coiled tubing, este presenta 683 pies de arena en el fondo, por lo tanto, la totalidad de los intervalos cañoneados se encuentran taponados. Esta situación no solo provoca una limitante en el flujo de

los fluidos desde la formación hacia el interior del pozo, sino que a su vez conlleva a trabajar con un mayor nivel de fluido, y por consiguiente, con una mayor restricción a la presión que aporta el yacimiento.

Tabla 10.

Condiciones de fondo pozo #324

DATOS DE FONDO			
TOPE CEMENTO	7253 ft	TOPE PERFORADOS:	6807 ft
TVD	6694 ft	BASE PERFORADOS:	7183 ft
MD	7282 ft	TOPE DE ARENA:	6570 ft
COORD FONDO	N 1.158.768 - E 953.283	ARENA EN FONDO:	683 ft
INTERVALOS CAÑONEADOS	6807'-6813', 6951'-6965', 6997'-7001', 7007'-7021', 7027'-7040', 7072'-7079', 7140'-7158', 7162'-7183'		

4.1.5 Pozo #299. El primer pozo seleccionado para realizar remoción de arena con bomba desarenadora fue el #299, siendo un pozo desviado con máxima inclinación 11.50° @ 5278 pies, KOP @ 538 pies y EOB @ 1044 pies, perforado por la compañía Mansarovar Energy en el 2008 con una profundidad TVD de 5956.9 pies y 6030 pies MD, completado con casing de superficie de 9-5/8" hasta 310 pies y casing de 5-1/2" cementado desde superficie hasta 6030 pies. Tal como se puede observar en el estado mecánico, inicialmente la zona productora Guaduas fue cañoneada en diferentes intervalos que comprenden entre los 5041 pies y 5816 pies.

Desde su etapa inicial de producción en 2008 el pozo #299 no contaba con un historial de intervención a pozo demasiado amplio por parte del grupo de well services, además de esto, no se tenía certeza del avance de la arena en dicho pozo debido a que en intervenciones anteriores

no se tenían datos de chequeo de fondo. Se selecciona el pozo #299 como candidato para ejecutar un servicio de limpieza de arena con bomba desarenadora, ya que el tope de arena se encuentra por encima del tope de los perforados, y no se tiene registrado ningún colapso en la tubería de revestimiento, tal como se muestra en la tabla 10. El potencial del pozo #299 era 41 bbld anterior al servicio de limpieza, sin embargo, se espera que con la ejecución del servicio esta capacidad diaria de producción pueda aumentar.

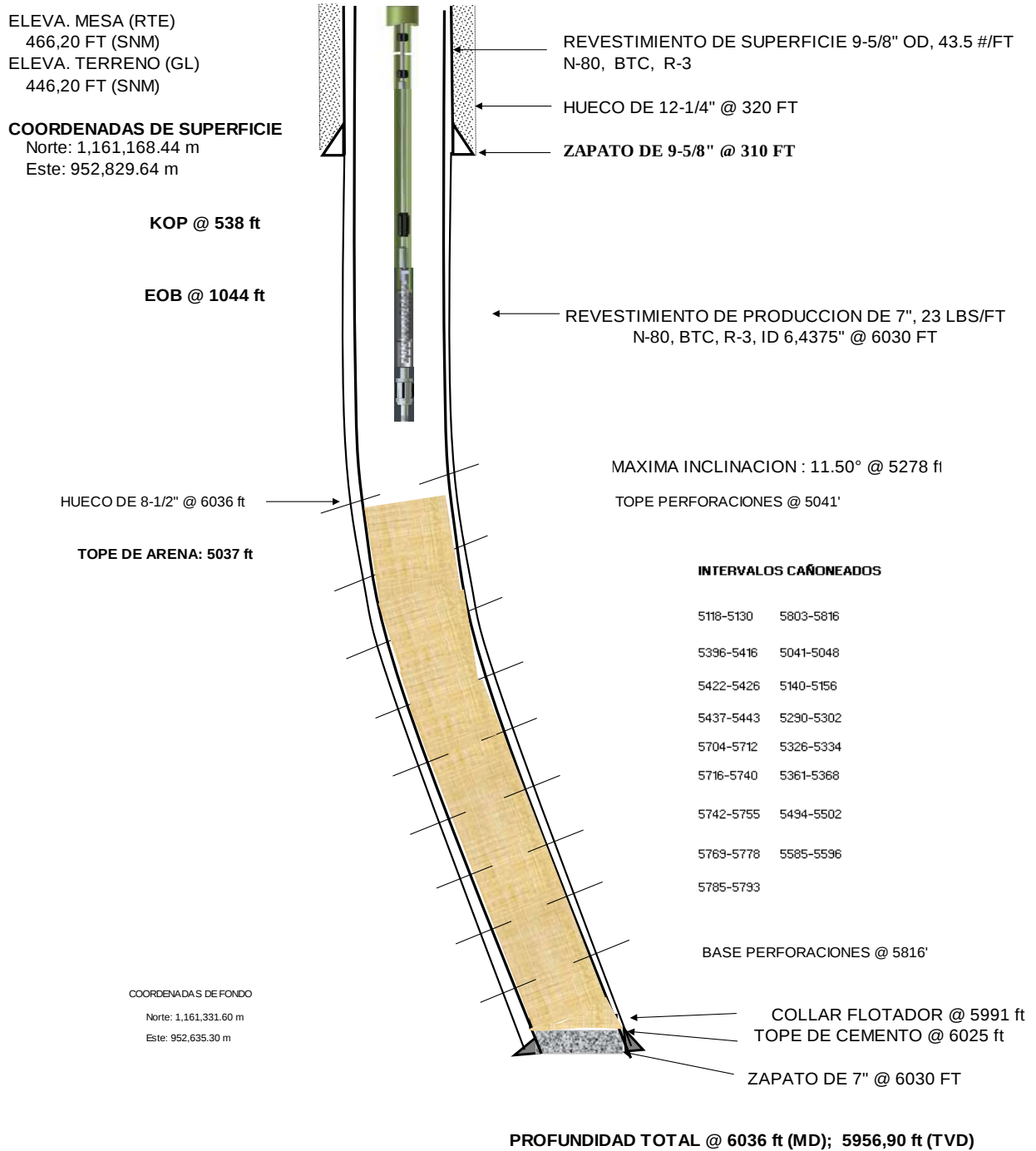


Figura 18. Estado mecánico pozo #134 antes de ser intervenido. Mansarovar Energy Colombia (MECL)

A continuación, son presentados los datos de fondo del pozo #299 previos a la ejecución de la limpieza con bomba extractora de arena. Como es posible identificar, cada uno de los intervalos cañoneados están taponados por la arena acumulada en fondo, de este modo, el tope de la arena yace a 5037 pies de profundidad. Se espera que con este sistema de extracción mecánico no se vuelva a introducir la arena a la formación, sino que se extraída en su totalidad hacia superficie.

Tabla 11.

Condiciones de fondo pozo #299

DATOS DE FONDO			
COLLAR FLOTADOR	5991 ft	TOPE PERFORADOS:	5041 ft
MD	6036 ft	BASE PERFORADOS:	5816 ft
TVD	5957 ft	TOPE DE ARENA:	5037 ft
COORD FONDO	N 1.161.331 - E 952.635	ARENA EN FONDO:	954 ft
INTERVALOS CAÑONEADOS	Abiertos: 5041'-5048', 5118'-5130', 5140'-5156', 5290'-5302', 5326'-5334', 5361'-5368', 5396'-5416', 5422'-5426', 5437'-5443', 5494'-5502', 5585'-5596', 5716'-5740', 5742'-5755', 5769'-5778', 5785'-5793', 5704'-5712', 5803'-5816',		

El número de intervenciones realizadas en el pozo #299 en el último año es presentado en la siguiente tabla. Es posible reconocer que no es un pozo crítico a la hora de hablar de afectación por el problema de arenamiento, sin embargo, el avance de arena en los últimos seis meses ha sido progresivo, de tal forma que es necesario extraer los más de 950 pies de arena que se encuentran cubriendo las zonas productoras

Tabla 12.

Histórico de falla pozo #299

Fecha	RIG	Motivo de servicio	Resumen
13-May-18	VEL-01	Cambio de bomba	Tensionar sarta de varilla verificando peso y liberando torque, realizar prueba de entrada y salida del rotor en el estator, verificar fondo con sand line.
25-May-18	VEL-01	Varilla desconectada	Bomba en buenas condiciones, barra lisa desconectada, varillas desconectadas # 192,188,175, tope de arena @ 5891 ft. relleno de 100 ft invirtió sarta de varilla
27-Sep-18	VEL-01	Flushing	Tensionar sarta de varilla verificando peso y liberando torque, realizar prueba de entrada y salida del rotor dentro del estator.

4.1.6 Pozo #276. Para finalizar el grupo de pozos selectos durante esta campaña de limpieza de arena en el campo en estudio, se encuentra el pozo #276, el cual será intervenido con bomba de remoción de arena. Fue perforado por la empresa Omimex de Colombia en el año 2006, y consta de un revestimiento de superficie los primeros 301 pies, en conjunto con tubería de revestimiento de producción cementada desde superficie hasta la profundidad final del pozo, ubicada a 6374 pies. El completamiento inicial se ejecutó con la operación de cañoneo en los intervalos de la formación Guaduas, sin embargo, con la evolución y puesta en producción del pozo, esta zona fue aislada con un empaque sentado a 5400 pies. Por lo tanto, se llevó a cabo una operación de re- cañoneo, esta vez en las zonas pertenecientes a la formación Tune, tal como se puede apreciar en el estado mecánico suministrado por la empresa operadora.

La próxima tabla muestra que el último servicio realizado al pozo #276 fue precisamente una limpieza de arena con circulación y equipo de servicio a pozo en el año 2017. A partir de esa fecha, el pozo no ha requerido nuevas intervenciones, sin embargo, el aporte de arena por parte de la formación llevo a superar las zonas cañoneadas, por ende, se hace necesario realizar un nuevo servicio de remoción de arena, en este caso a partir de una bomba desarenadora.

Tabla 13.

Histórico de falla del pozo #276

Fecha	RIG	Motivo de servicio	Resumen
23-Aug-15	VEL-01	Pesca/ limpieza de arena	Desarrolló trabajo de pesca a 4070 ft. Saco pescado junto con Bha No 2.
1-May-17	VEL-01	Varilla desconectada/ Cambio de bomba/ Limpieza de arena	Se encontró la bomba con el elastómero hinchado y el rotor en buenas condiciones. Se baja bomba nueva. Se encontró tope de arena @ 5400', 700' de relleno. se limpió arena hasta fondo (se observó retorno).
21-Aug-17	MEC-02	Limpieza de arena	Se encontró tope de arena @ 5143 ft. bottom to 5400 ft.

Antes de ser intervenido, la producción diaria del pozo en promedio estaba alrededor de 16 barriles, sin embargo, de acuerdo al éxito de la limpieza, se espera que esta tasa pueda aumentar. A continuación, se presentan las condiciones en las que se encontraba el pozo #276 antes de realizar la limpieza de arena.

Tabla 14.

Datos de fondo pozo #276

DATOS DE FONDO			
COLLAR	6615 ft	TOPE PERFORADOS:	4104 ft
FLOTADOR:			
MD:	6620 ft	BASE PERFORADOS:	4356 ft
EMPAQUE:	5400 ft	TOPE DE ARENA:	4099 ft
COORD FONDO:	N 1.161.583 - E 953.351	ARENA EN FONDO:	1301 ft
INTERVALOS	ABIERTOS: 4104' - 4114', 4121' - 4130', 4156' - 4162', 4174' -		
CAÑONEADOS:	4182', 4254' - 4260', 4312' - 4320', 4350' - 4356'		
	 AISLADOS: 6260' - 6268', 6280' - 6290' - 6324' - 6331', 6334' -		
	6350', 6352' - 6357', 6370' - 6384', 6410' - 6440', 6478' - 6487'		

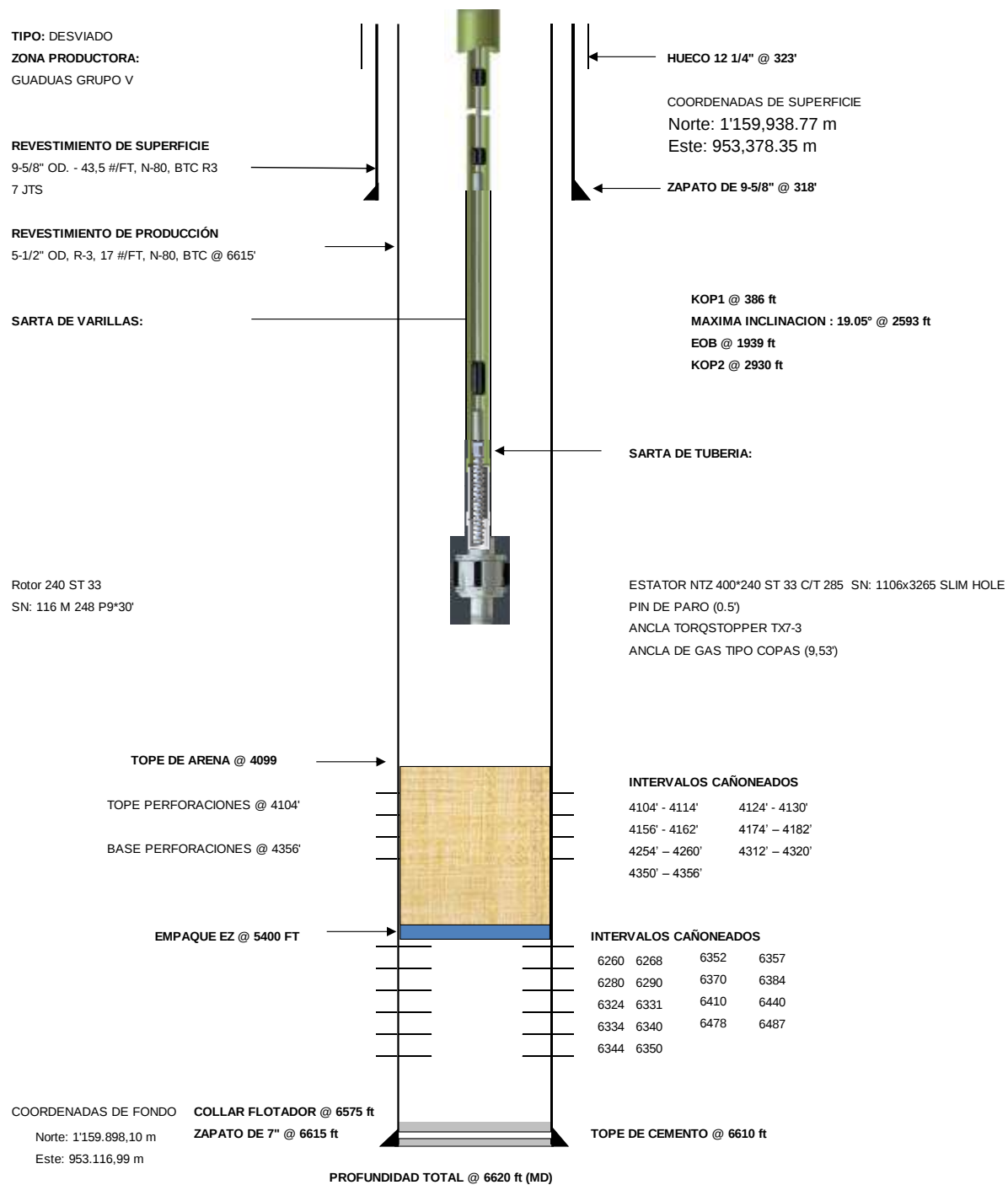


Figura 19. Estado mecánico pozo #276 antes de ser intervenido. Adaptado de Mansarovar Energy Colombia (MECL)

4.2 Resultados de pilotos – Casos reales

Luego de la ejecución de los seis servicios de limpieza de arena en los pozos del campo en estudio, es posible identificar los tiempos empleados para cada una de las actividades, la eficiencia en la remoción de la arena in situ, y el tiempo total empleado en realizar las respectivas intervenciones. A continuación, se da a conocer los resultados para cada tecnología de limpieza ejecutada.

4.2.1 Resultados Limpieza por circulación. Como se dio a conocer en el segundo capítulo, la limpieza de arena por circulación con aditivos ejecutada en el campo en estudio es realizada con un equipo de servicio a pozo, quien se encarga además de acondicionar el pozo antes de la limpieza y de entregarlo en producción después de la misma. De esta forma, la fase que constituye verdaderamente la remoción de arena del fondo hacia superficie fue dividida en las siguientes actividades: Arme de BHA, corrida de sarta de limpieza, circulación del crudo, trabajo en fondo, sacada de sarta de limpieza, y desarme del ensamble de fondo.

Consecuentemente, los tiempos empleados para cada actividad difieren para los pozos #134 y #273 puesto que las profundidades y las cantidades de arenas a ser removidas eran diferentes. A continuación, se muestran las horas empleadas en cada caso.

Tabla 15.

Tiempos de remoción de arena con circulación

ETAPA - LIMPIEZA DE RELLENO DE ARENA								
Caso en estudio	Tiempo	Arme BHA	Corrida	Circulación de crudo	Trabajo en fondo	Sacada	Desarme	Tiempo total
Pozo #134	Horas	3	10	2.5	23.5	3	3	45
Pozo #273	Horas	3	10.5	2.5	9.5	3	3	31.5

Si bien la etapa de extracción de la arena que se encuentra en el pozo es relativamente rápida, un servicio de limpieza de arena por circulación debe ser evaluado desde que se moviliza hacia el pozo hasta cuando este es puesto nuevamente en producción. En la tabla 16 se identifican cada una de las actividades que conforman el servicio completo y el tiempo necesario para ejecutarlas.

Tabla 16.

Tiempos de limpieza de arena por circulación pozos #134 y #273

SERVICIO COMPLETO - LIMPIEZA POR CIRCULACION + ADITIVOS		POZO #134	POZO #273
Ítem	Actividad ejecutada	Tiempo (horas)	
1	Movilización	3	3
2	Arme del equipo & cargas periféricas	3.5	3.5
3	Desinstalar Facilidades & arme mesa de trabajo	3	3
4	Sacar sarta de bombeo en dobles	3.1	3.5
5	Arme preventora de tubería	3.0	3.0
6	Sacar sarta de tubería de producción	4.1	4.6
7	Chequeo de fondo con varilla & sand line	4.0	4.0
8	Limpieza del relleno de arena	45.0	31.5
9	Sacar sarta de tubería extra en sencillos	2.5	2.5
10	Sacar sarta de tubería en dobles	4.1	4.6

SERVICIO COMPLETO - LIMPIEZA POR CIRCULACION + ADITIVOS		POZO #134	POZO #273
11	Desarmar circuito y herramientas para lavado de arena	3.0	3.0
12	Correr sarta de tubería en dobles probando	6.6	7.4
13	Pescar hold down con sarta de varilla en dobles	7.0	7.0
14	Desinstalar BOP hidráulica de varilla + herramienta para manejo varilla + mesa de trabajo	0.5	0.5
15	Desinstalar BOP para tubería (Doble RAM 5M + Anular 5M) + mesa de trabajo + herramientas para manejo de tubería	3.0	3.0
16	Instalar BOP hidráulica de varilla + herramienta para manejo varilla + mesa de trabajo	0.5	0.5
17	Correr sarta de varilla en dobles + bomba inserta	3.1	3.5
18	Desinstalar BOP hidráulica de varilla + herramienta para manejo varilla + mesa de trabajo	0.5	0.5
19	Realizar pruebas de bombeo + Espaciar bomba inserta/bomba de tubería (BM)	1.0	1.0
20	Instalar cabezote.	1	1
21	Desarme de equipo para manejo de tubería	2.5	2.5
Sobretiempo Operacional		19	4
Tiempo total		123.0	97.1

Como es posible evidenciar, a pesar de implementar la misma técnica, los tiempos necesarios para una limpieza de arena se ven influenciados por las características de cada pozo; en este caso la cantidad de arena en el fondo del pozo #134 era significativamente mayor. A diferencia de la etapa de remoción, algunas de las actividades ejecutadas tienen un tiempo estándar para los pozos del campo en estudio, es por ello por lo que para ambos pozos se establecen los mismos tiempos.



Figura 20. Bomba arenada extraída en el Pozo #134. Mansarovar Energy Colombia (MECL)

Dentro de la tabla 16 se encuentra un concepto definido como “sobretiempo operacional” que hace referencia a los tiempos adicionales que fueron necesarios en la ejecución de la limpieza debido a las condiciones encontradas en el pozo; a partir de la figura 21 se puede observar, por ejemplo, que el pozo #134 presentaba la bomba de subsuelo arenada, lo que implica mayor complejidad al momento de extraer las sartas de tubería y de varilla.

Por otra parte, por medio de la **tabla 17** es posible analizar que el objetivo que se tenía con la implementación de esta técnica fue cumplido, puesto que la cantidad de arena remanente en el fondo fue llevada prácticamente a cero. En el caso del pozo #134, se extrajeron 1185 pies de arena de los 1190 pies que se encontraban taponando la zona cañoneada. Basados en los operadores, no fue posible alcanzar el 100% de eficiencia, debido a que, a la profundidad de 6785 pies se encontraba una unidad de arena muy compacta y cercana al tope del pescado, lo que impidió seguir removiendo estos sólidos y obtener el resultado que si fue alcanzado en el pozo #273.

Tabla 17.

Condiciones iniciales y finales – limpieza de arena por circulación con aditivos

EFICIENCIA - LIMPIEZA DE ARENA CIRCULACION + ADITIVOS						
Caso en estudio	Condición	Tope Arena (ft)	Relleno (ft)	Tope Pescado/ empaque (ft)	Tope de Perforados (ft)	fondo del pozo (ft)
POZO #134	Inicial	5580	1190	6770	6511	7400
	Final	6765	5	6770		
POZO #273	Inicial	4582	718	5300	4650	6468
	Final	5300	0	5300		

4.2.2 Resultados limpieza con unidad de coiled tubing. A diferencia de la remoción de arena por circulación con aditivos a través de un equipo de well services, cuando este proceso es realizado con una unidad de coiled tubing no es posible definirlo como una única intervención. Esto se debe a que el acondicionamiento del pozo inicial para la limpieza es realizado con un equipo de servicio a pozo, al igual que la restauración de la producción del pozo; por lo tanto, para el análisis de esta técnica, fue dividida en las siguientes etapas:

1. Acondicionamiento del pozo
2. Realización de limpieza de arena
3. Reactivación de la producción del pozo.

En la primera etapa es importante destacar que para que sea posible comenzar a limpiar la arena con unidad de tubería continua, es necesario chequear cuanta arena contiene el pozo y posterior a ello, sentar un empaque removible, que permita aislar el anular existente entre la tubería de revestimiento y la tubería de trabajo/ producción. En la siguiente tabla se presentan los resultados de esta primera fase, para los pozos #324 y #268.

Tabla 18.

Primera etapa de limpieza de arena con unidad de coiled tubing

Etapas #1 - Acondicionamiento de pozo		Pozo #268	Pozo #324
Item	Actividad ejecutada	Tiempo (horas)	
1	Movilización	2.50	2.50
2	Arme del equipo & cargas periféricas	4.00	4.00
3	Desinstalar Facilidades & arme mesa de trabajo	7.00	4.50
4	Sacar sarta de bombeo	5.00	6.00
5	Arme preventora de tubería	4.00	4.00
6	Sacar sarta de tubería de producción	9.00	7.50
7	Chequeo de fondo con varilla & sand line	8.00	9.50
8	Circulación de crudo & Sentar empaque para aislar anular tbgs- csg	24.00	36.00
9	Instalación de facilidades & desarme de la unidad	8.50	14.00
	Sobretiempo operacional	0.00	0.00
Tiempo total		72.00	88

Una vez que el equipo de servicio a pozo de retira de la locación, la unidad de tubería continua comienza la segunda fase, siendo la más importante para este estudio, la extracción de la arena hacia superficie. En esta técnica el fluido utilizado se basa en una mezcla de salmuera, nitrógeno y gel, favoreciendo al transporte de los sólidos y disminuyendo las pérdidas de fluidos hacia la formación, comparados con una limpieza por circulación convencional. En la figura 22 es posible observar la configuración en la locación.

Los tiempos empleados en esta fase para ambos pozos fueron muy cercanos, debido a que las condiciones iniciales eran muy parecidas. De los seis pozos seleccionados, estos eran los más

profundos, superando los 7000 pies, mientras que la diferencia de la arena acumulada en el fondo no superaba los 100 pies. A partir de los resultados, se estableció una velocidad de limpieza promedio para esta técnica de 30 pies de arena removidos por hora.



Figura 21. Layout limpieza de arena con unidad coiled tubing pozo #134

Tabla 19.

Segunda etapa de limpieza de arena con unidad de coiled tubing

Etapa #2 - Limpieza del relleno de arena con unidad CT								
Caso en estudio	Rig Up & Facilidades	Corrida	Circulación salmuera + nitrógeno & gel	Sacada sarta CT	Desarme	NPT no asociado	Tiempo total	
Pozo #324	tiempo (horas)	10	4.7	22.50	5.6	6.00	2.00	50.73
Pozo #268		10	4.8	27.50	5.8	6.00	0.00	54.1

Finalmente, cuando las boquillas de la tubería continua alcanzan el fondo del pozo y en superficie se reporta circulación limpia (sin presencia de sólidos) se da por terminada la segunda fase y el pozo queda preparado para ser intervenido nuevamente por un equipo de mantenimiento. En esta última etapa, se extrae el empaque que inicialmente fue sentado y es corrido el diseño final de sarta de tubería y de varilla para reanudar la producción del pozo. A continuación, se muestran los tiempos necesarios para llevar a cabo esta fase en los pozos evaluados.

Tabla 20.

Tercera etapa limpieza de arena con unidad de coiled tubing

Etapas #3 - Reactivación de producción del pozo		Pozo #268	Pozo #324
Item	Actividad ejecutada	Tiempo (horas)	
1	Movilización	2.50	3.00
2	Arme del equipo & cargas periféricas	4.00	4.00
3	Desinstalar Facilidades & arme mesa de trabajo	5.50	5.00
4	Arme preventora de tubería	4.00	4.50
5	Retirar sarta de tubería & empaque que aislaba anular tbg- csg	11.00	10.00
6	Correr diseño de tubería de producción	11.00	15.00
7	Correr sarta de bombeo	6.00	17.50
8	Instalación de facilidades & desarme de la unidad	4.00	5.00
	Sobretiempo operacional	0.00	8.00
	Tiempo total	48.00	72.00

Por otra parte, es vital para este análisis estudiar las condiciones finales que se obtuvieron en los pozos #134 y #268, puesto que representan la funcionalidad de la técnica de coiled tubing en el campo en estudio. Como se puede apreciar en la tabla 21, la relación arena extraída / arena

inicial es del 100% para ambos pozos, permitiendo que cada uno de los intervalos de interés que se encuentran cañoneados permanezcan sin obstrucciones y así, realizar un rediseño de la sarta de producción que permita disminuir la presión de fondo por medio del nivel de fluido.

Dentro de las principales observaciones técnicas que es posible identificar tras la aplicación de esta técnica, se encuentra la disminución de las pérdidas de fluidos de circulación hacia las formaciones productoras, comparadas con una limpieza por circulación convencional. Es posible inferir que esto ocurre gracias al control de la presión ejercida en la cara de la formación, a través de un fluido de menor peso, por medio del uso del nitrógeno.

Tabla 21.

Condiciones iniciales y finales – Limpieza de arena con unidad de CT

EFICIENCIA - LIMPIEZA DE ARENA CON UNIDAD DE COILED TUBING						
	Condición	Tope Arena (ft)	Relleno (ft)	Empaque temporal (ft)	Tope de Perforados (ft)	Fondo collar flotador (ft)
Pozo #268	Inicial	6215	789	5714	5894	7004
	Final	7004	0	NA		
Pozo #324	Inicial	6570	683	5893	6807	7253
	Final	7253	0	NA		

4.2.3 Resultados limpieza con bomba desarenadora. Los últimos servicios realizados fueron ejecutados con un equipo de workover y una herramienta que se definió anteriormente como bomba extractora de arena. Esta técnica es la más distante en su procedimiento, al comparar las tres técnicas evaluadas en este trabajo. La finalidad de implementar la bomba

Los servicios de limpieza realizados en los pozos #299 y #276 fueron ejecutados en su totalidad por un solo equipo de re-acondicionamiento de pozo con tubería de trabajo. Conociendo las características de la bomba desarenadora descrita en el segundo capítulo, es posible establecer que la velocidad de la limpieza con bomba extractora de arena está relacionada con el número de corridas que se realicen y con la cantidad de tubos de recámara disponibles.

Tabla 22.

TIEMPO FASE DE LIMPIEZA DE ARENA POZO #299

ETAPA	ARME BHA	CORRIDA	FLUSHING	TRABAJO EN FONDO	SACADA	DESARME	LIMPIEZA DE SOLIDOS EN SUPERFICIE	RECAMARA CON	TIEMPO POR CORRIDA (HORAS)
CORRIDA 1	2.5	8.0	0.0	3.0	4.5	1.5	2.0	0.0	21.5
CORRIDA 2	2.5	0.0	2.0	0.0	0.0	1.5	1.0	0.0	7.0
CORRIDA 3	2.5	4.5	4.5	1.0	4.5	1.5	2.5	4.5	25.5
TIEMPO LIMPIEZA DE ARENA (HORAS)									54.0

Si bien, la fase de la limpieza es la más importante de la intervención, representa casi el 42% del servicio completo; al igual que las demás técnicas, existen algunas actividades que fueron definidas con tiempos estándar, mientras que las demás fueron calculadas a partir de las velocidades promedio con que trabaja el equipo de reacondicionamiento de pozo. El tiempo total empleado en esta intervención se muestra a continuación.

Por otra parte, a diferencia de los cuatro servicios que había sido evaluados anteriormente, la limpieza con bomba desarenadora del pozo #299 puede ser catalogada como no exitosa, debido a que no cumple con los objetivos esperados. Inicialmente el pozo contaba con 954 pies de arena en fondo, y luego de realizar 3 corridas con la bomba desarenadora, permanecieron 693 pies remanentes. A continuación, se muestran las condiciones en las que fue entregado el pozo.

Tabla 23.

Tiempos técnica de limpieza de arena con bomba desarenadora pozo #299

TIEMPO SERVICIO COMPLETO LIMPIEZA CON BOMBA DESARENADORA		
Ítem	Actividad ejecutada	Tiempo (horas)
1	Movilización	3
2	Arme del equipo & cargas periféricas	3.5
3	Desinstalar Facilidades & arme mesa de trabajo	3.0
4	Sacar sarta de bombeo	3.5
5	Arme preventora de tubería	3.0
6	Sacar sarta de tubería de producción	4.6
7	Corrida de calibración de Casing	9.2
8	Sacada de calibrador de Casing	9.2
	Corrida 1	21.5
9	Corrida 2	7.0
	Corrida 3	25.5
10	Corrida de bloque de impresión	9.6

TIEMPO SERVICIO COMPLETO LIMPIEZA CON BOMBA DESARENADORA		
Ítem	Actividad ejecutada	Tiempo (horas)
11	Sacada de bloque de impresión con tubería	9.6
12	Corrida de Diseño final sarta de tubería	7.4
13	Corrida de Sarta de varillas final	3.5
14	Instalación de facilidades & desarme de la unidad	6
	Sobretiempo operacional	10
	Tiempo total	139.0

Tabla 24.

Condiciones iniciales y finales pozo #299

EFICIENCIA LIMPIEZA CON BOMBA DESARENADORA POZO #299						
	TOPE INICIA L (FT)	ARENA EN FONDO INICIAL (FT)	AVANCE (FT)	TOPE FINAL (FT)	ARENA EN FONDO FINAL (FT)	FONDO POZO (FT)
CORRIDA 1	5037	954	209	5246	745	
CORRIDA 2	5246	745	0	5246	745	5991
CORRIDA 3	5246	745	52	5298	693	

Como es posible identificar, el servicio presentó una corrida inicial con buenos resultados, removiendo 209 pies de arena. Sin embargo, en las dos corridas finales la remoción que se logró fue muy baja, esto argumentado por los técnicos, en que las características de la mezcla arena-crudo estaba provocando atascamiento en la válvula flaper, lo que impedía seguir acumulando arena en la recamara. Por todo ello, la limpieza culminó con la extracción del BHA de la tercera

corrida, y quedó en espera de ser intervenido con un equipo de well services para realizar limpieza por circulación.



Figura 22. Limpieza en superficie de recamara de bomba de remoción de arena. CEPS engineering. Disponible en: <http://www.ceps.com.co/servicio-beas/>

El segundo pozo intervenido con bomba desarenadora fue el #276, en el cual se observó un mejor desempeño de la técnica. En este servicio, se realizaron 5 corridas que representaron el 56% del tiempo total empleado para la limpieza. a través de las **tablas 25 y 26** es posible identificar los tiempos utilizados para cada actividad en la ejecución del proceso.

El aumento en el tiempo empleado para ejecutar la limpieza de arena del pozo #276 se debe a las condiciones iniciales, puesto que presentaba cerca de 1300 pies de arena en el fondo. A pesar de que no fue posible extraer la totalidad del relleno existente, aproximadamente 1000 pies de arena fueron llevados a superficie en las cinco corridas que se realizaron. Tras la ejecución, los técnicos reportan que el pozo presenta un colapso a la profundidad de 5027 pies, lo que impidió continuar con el proceso de extracción de arena.

Tabla 25.

Tiempos de remoción de arena con bomba desarenadora pozo #276

TIEMPO FASE DE LIMPIEZA DE ARENA POZO -276									
ETAPA	ARME BHA	CORRIDA	FLUSHING	TRABAJO EN FONDO	SACADA	DESARME	LIMPIEZA DE SOLIDOS	EN SUPERFICIE LIMPIEZA DE RECAMARA	CON CIRCULACION TIEMPO POR CORRIDA (HORAS)
CORRIDA 1	2.5	1.0	0.0	4.5	3.0	1.5	1.0	0.0	13.5
CORRIDA 2	2.5	4.5	0.0	5.0	4.0	1.5	2.0	2.0	21.5
CORRIDA 3	2.5	4.0	0.0	8.5	4.0	1.5	2.0	1.5	24.0
CORRIDA 4	2.5	3.5	0.0	6.0	3.0	1.5	4.0	2.0	22.5
CORRIDA 5	2.5	4.0	0.0	5.0	4.5	1.5	2.5	0.5	20.5
TIEMPO TOTAL LIMPIEZA DE ARENA (HORAS)									102.0

Tabla 26.

Tiempos técnica de limpieza de arena con bomba desarenadora pozo#276

TIEMPO SERVICIO COMPLETO LIMPIEZA CON BOMBA DESARENADORA		
Item	Actividad ejecutada	Tiempo (horas)
1	Movilización	3
2	Arme del equipo & cargas periféricas	3.5
3	Desinstalar Facilidades & arme mesa de trabajo	3.0
4	Sacar sarta de bombeo	2.9
5	Arme preventora de tubería	3.0
6	Sacar sarta de tubería de producción	4.1
7	Corrida de calibración de Casing	7.5
8	Sacada de calibrador de Casing	7.5
	Corrida 1	13.5
9	Corrida 2	21.5
	Corrida 3	24.0

TIEMPO SERVICIO COMPLETO LIMPIEZA CON BOMBA DESARENADORA

Item	Actividad ejecutada	Tiempo (horas)
	Corrida 4	22.5
	Corrida 5	20.5
10	Corrida de bloque de impresión	11.5
11	Sacada de bloque de impresión con tubería	11.5
12	Corrida de Diseño final sarta de tubería	6.5
13	Corrida de Sarta de varillas final	2.9
14	Instalación de facilidades & desarme de la unidad	6
	Sobretiempo operacional	17
	Tiempo total	192

Tal como se puede apreciar en la **tabla 27**, la eficiencia de la extracción de arena en el pozo #276 con el uso de la herramienta de remoción de sólidos es cercana al 71%, un resultado más esperanzador comparado con los obtenidos en el pozo #299. A partir de la cantidad de arena extraída en estos dos pozos, y los tiempos empleados para la remoción, se identificó una velocidad promedio de limpieza de 28 pies/ hora.

Tabla 27.

Condiciones iniciales y finales pozo #276

EFICIENCIA LIMPIEZA CON BOMBA DESARENADORA POZO #276						
	TOPE INICIAL (FT)	ARENA EN FONDO INICIAL (FT)	AVANCE (FT)	TOPE FINAL (FT)	ARENA EN FONDO FINAL (FT)	FONDO POZO (FT)
CORRIDA 1	4099	1301	421	4520	880	
CORRIDA 2	4520	880	144	4664	736	5400
CORRIDA 3	4664	736	144	4808	592	

EFICIENCIA LIMPIEZA CON BOMBA DESARENADORA POZO #276

	TOPE INICIAL (FT)	ARENA EN FONDO INICIAL (FT)	AVANCE (FT)	TOPE FINAL (FT)	ARENA EN FONDO FINAL (FT)	FONDO POZO (FT)
CORRIDA 4	4808	592	212	5020	380	
CORRIDA 5	5020	380	7	5027	373	

4.3 Escenarios por analogías

De acuerdo a las características de los pozos del campo en estudio y a las pocas limitantes que presentan las técnicas de remoción de arena evaluadas, técnicamente existe la posibilidad de implementar cualquiera de los procedimientos en cada uno de los seis pozos. Sin embargo, para poder aplicar los 3 procedimientos de limpieza a un mismo pozo se necesitaría esperar demasiado tiempo para que este vuelva a llenarse de arena. Teniendo en cuenta que los pozos no son los mismos, y que sus características tienen discrepancias, se decide evaluar cada uno de los pozos con las tres técnicas de interés, a través de analogías. Las bases técnicas que se tienen para realizar esta comparación son los resultados de los casos reales en cada procedimiento de limpieza; de esta forma a continuación se resaltan algunos de las consideraciones a tener en cuenta:

- Los procedimientos fueron evaluados hasta alcanzar la misma eficiencia de limpieza obtenida en el escenario real.
- En el caso de las actividades que no están relacionadas con las velocidades de los equipos y las profundidades de los pozos, se estipuló un tiempo estándar para ser ejecutada, como

es el caso de las movilizaciones, arme de los equipos, instalación de facilidades, entre otras.

- Para determinar el tiempo empleado en actividades dependientes de la profundidad, tales como corrida o sacada de tubería y/o varilla, se utilizaron las velocidades óptimas de los equipos ejecutantes de las operaciones, recomendadas a su vez, por la compañía operadora. Ver tabla 28.
- A partir de los resultados de los dos casos evaluados para cada técnica de remoción de arena, se estipuló una velocidad promedio de limpieza; las siguientes fueron las utilizadas en el análisis: limpieza por circulación con aditivos extrae 23 pies/hora, limpieza con unidad de coiled tubing remueve 30 pies de arena/ hora, mientras que la limpieza con bomba desarenadora extrae 28 pies de arena/ hora.
- En el caso de la técnica de limpieza de arena con bomba desarenadora, para calcular el número de corridas necesarias, se estipuló con base en los resultados reales, una remoción de 186 pies de arena en cada corrida.

Tabla 28.

Velocidades promedio de las actividades de limpieza de arena

CONSIDERACIONES DE PROCEDIMIENTOS	
Actividad	Velocidad (ft/ hora)
Velocidad Sacada varilla dobles	1300
Velocidad sacada de tubería dobles	1000
Velocidad sacada tubería extra sencillo	600
Velocidad corrida de tubería dobles probando	625
Limpieza por circulación con aditivos	23
Velocidad correr sarta de varilla + rotor	1300
Velocidad limpieza arena con unidad CT	30

CONSIDERACIONES DE PROCEDIMIENTOS

Actividad	Velocidad (ft/ hora)
Velocidad de corrida de Sarta de tubería en dobles + empaque	550
Velocidad para pescar hola down con sarta de varilla en dobles	1300
Velocidad promedio Corrida de Sarta de CT	1500
Velocidad promedio Sacada de sarta CT	1260
Velocidad limpieza arena con bomba desarenadora	28
Velocidad Corrida de BHA de Limpieza	650
Velocidad de Sacada de BHA de limpieza	550

A continuación, es posible observar en la tabla 29 los resultados obtenidos para cada técnica de limpieza de arena, donde los pozos que se encuentran resaltados en negrita representan los escenarios reales de cada procedimiento. Con base en los tiempos obtenidos en esta evaluación es posible resaltar que si bien, la remoción de arena es más rápida en la técnica con tubería continua, es necesario emplear mayores tiempos para ejecutar un servicio completo con esta técnica al compararse con la limpieza por circulación con aditivos, debido a que esta última es desarrollada en su totalidad por un mismo equipo, al igual que un procedimiento con bomba desarenadora.

Tabla 29.

Resultado final análisis técnico de todos los escenarios de estudio

TECNICA APLICADA	ESCENARIO	% EFICIENCIA	TIEMPO LIMPIEZA (horas)	TIEMPO TOTAL (horas)	% TIEMPO EN LIMPIEZA
Circulación con equipo de WS & aditivos	pozo #273	100	31.5	97.1	32.5
	pozo #134	99.5	45	123	36.6
	pozo #299	27.3	11.5	73	15.7
	pozo #276	71.3	40.5	99	41
	pozo #268	100	34.5	97.5	35.5
	pozo #324	100	30	94	32
Limpieza con unidad de tubería continua (coiled tubing)	pozo #268	100	22.5	171	13.2
	pozo #324	100	27.5	214	12.8
	pozo #299	27.3	9	102	9
	pozo #276	71.3	31	121	25.6
	pozo #273	100	24	116	20.6
	pozo #134	99.5	40	131	30.5
Limpieza con bomba desarenadora	pozo #299	27.3	54	139	38.8
	pozo #276	71.3	102	192	53
	pozo #268	100	178	262	68
	pozo #324	100	146	233	63
	pozo #273	100	119	190	62.6
	pozo #134	99.5	203	279	72.7

5. Análisis económico de limpiezas de arena

5.1 Análisis de costos de inversión del proyecto (CAPEX)

Cuando este tipo de procedimientos se lleva a cabo en pozos petroleros, generalmente no están contemplados en el plan de presupuesto anual que es otorgado por parte de la compañía operadora para trabajos en campo, por lo tanto, es indispensable contar con una inversión de capital para ejecutar estas actividades que no pertenecen a las actividades operacionales rutinarias de campo y son realizadas de manera ocasional. A continuación, se presentan los costos unitarios asociados a las diferentes tecnologías de limpieza de arena que se tienen en cuenta en esta investigación.

Tabla 30.

Costos CAPEX bomba desarenadora

TECNOLOGÍA SIN CIRCULACIÓN - BOMBA DESARENADORA			
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANT	COSTO TOTAL (USD)
MOVILIZACIÓN	Global	1	950
BOMBA	Día	1	1,000
EQ ADICIONAL	Día	1	200
STAND BY BOMBA	Día	1	700
SERVICIO TÉCNICO	Día	1	500
RIG WORKOVER	Hora	1	204
Sub total			3,554

TECNOLOGÍA SIN CIRCULACIÓN - BOMBA DESARENADORA			
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANT	COSTO TOTAL (USD)
		Iva (19%)	675
		Total	4,229

Tabla 31.

Costos CAPEX unidad de coiled tubing

TECNOLOGÍAS CON CIRCULACIÓN - COILED TUBING			
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANT	COSTO TOTAL (USD)
MOVILIZACIÓN	Global	1	8,000
UND CT + UND N2	Dia	1	7,400
N2 + GEL	Dia	1	4,000
MOTOR FONDO	Dia	1	2,000
SERVICIO TÉCNICO	Dia	1	1,200
TFM	Global	1	10,000
		Sub total	32,600
		Iva (19%)	6,194
		Total	38,794

Tabla

32.

Costos CAPEX equipo de well services con aditivos

TECNOLOGÍAS CON CIRCULACIÓN - CIRCULACIÓN CON EQUIPO DE WELL SERVICES + ADITIVOS			
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANT	COSTO TOTAL (USD)
BARACARB 25	sx (110 lb)	1	627
BARAZAN D PLUS	sx (55 lb)	1	160

**TECNOLOGÍAS CON CIRCULACIÓN - CIRCULACIÓN CON EQUIPO DE
WELL SERVICES + ADITIVOS**

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANT	COSTO TOTAL (USD)
BARACOR	Caneca	1	627
SERVICIO TÉCNICO	Dia	1	1,000
TFM	Global	1	10,000
Sub total			12,414
Iva (19%)			2,358.66
Total			14,772.66

Tabla 33.

Costos CAPEX asociados a los pozos según tiempo y suministros de intervención.

POZO	TECNOLOGIA	INVERSIÓN CAPEX (USD)
#299	BD	\$ 42,376.22
#276	BD	\$ 59,461.87
#268	CT	\$ 58,143.49
#324	CT	\$ 60,583.03
#134	C+A	\$ 27,227.38
#273	C+A	\$ 26,756.30

Nota: los valores presentados anteriormente representan los verdaderos valores CAPEX asociados a los pozos según la técnica de limpieza de arena con que fueron intervenidos, los tiempos totales del servicio y la cantidad de suministros utilizados según sea el caso.

5.2 Análisis de costos de operación (OPEX)

Una vez realizados los servicios de limpieza de arena y restablecer la producción del pozo, se asume el costo asociado a la operación denominado costo de levantamiento del barril, este valor incluye tanto el costo de levantamiento, transporte, talento humano como de suministros, reparaciones, etc. La operadora maneja un precio de ‘Lifting cost’ de 12 USD por cada barril, dicho valor es calculado por la compañía basado en la experiencia de otras operadoras y en el cálculo de la inversión.

Como objeto de análisis, se estudia el comportamiento de los pozos en un tiempo de 1 año posterior a la intervención con el fin de hallar la producción incremental, este valor está basado en la diferencia de producción acumulada a 1 año con la tasa de declinación del campo del 12% antes de intervenir los pozos y una tasa de declinación del 25% posterior al servicio, junto con los respectivos datos de potencial obtenidos antes y después de la limpieza de arena, dicha diferencia entre estos dos datos genera un parámetro de producción incremental el cual es el valor sobre el cual se efectuaran los análisis financieros para determinar la viabilidad de cada una de las tecnologías. A continuación, se presenta la forma en que fueron hallados los datos de producción incremental:

1. Con la ecuación 1. se procede a calcular el valor de tasa de producción estimada a un año con el respectivo valor de tasa de declinación de campo, este paso se ejecuta para los datos de producción antes y posterior a la intervención por limpieza.

$$q = q_1 * e^{-Dt}$$

Tasa de producción. **Ecuación. 1**

Dónde:

q= Tasa de producción a 1 año (stb)

q_1 = tasa de producción antes del servicio (stb)

e= Euler

D= Tasa de declinación exponencial del campo

t = Tiempo (1 año)

2. Con la ecuación 2. Se calcula la producción acumulada a un tiempo de 1 año, este paso hace para cada pozo y cada uno de los potenciales antes y después de la limpieza de arena, la diferencia entre producciones acumuladas en cada pozo representara la producción incremental.

$$N_p = \frac{(q_1 - q)}{D} * t$$

Producción acumulada. **Ecuación. 2**

Dónde:

q= Tasa de producción a 1 año (stb)

q_1 = tasa de producción antes del servicio (stb)

N_p = producción acumulada (Bbl)

D= Tasa de declinación exponencial del campo

t = Tiempo (1 año)

3. Se determina la diferencia de producciones acumuladas a partir de los valores relacionados al histórico de producción sin intervención de limpieza y con ejecución de la misma para cada pozo, esta diferencia genera el parámetro de producción incremental. A continuación, se presentan los resultados obtenidos siguiendo los pasos mencionados anteriormente.

Tabla 34.

Datos de potencial, producción acumulada y producción incremental por pozo.

POZO	POT t=0	POT t=1año	NP = 1año	PROD. INCR
299	41	36.36	14,102	541
	45	36.36	14,643	
276	16	14.19	5,503	1,925
	23	17.91	7,428	
268	36	31.93	12,382	2,796
	47	36.60	15,179	
324	19	16.85	6,535	2,508
	28	21.81	9,043	
134	10	8.87	3,440	2,697
	19	14.80	6,136	
273	29	25.72	9,975	1,329
	35	27.26	11,303	

Nota: los cálculos y valores anteriormente consignados y los que se mencionan a continuación debidamente para efecto del análisis económico se pueden encontrar en el apéndice C, tanto para los escenarios reales como los propuestos de cada uno de los pozos. A continuación, se compilan los datos de producción incremental obtenidos para cada pozo y sus correspondientes costos OPEX de acuerdo con el valor de lifting cost.

Tabla 35.

Costos OPEX de todos los pozos

COSTO DE OPERACIÓN POR POZO-LIFTING COST (1 AÑO)			
POZO	LIFTING COST USD/BBL	PRODUCCIÓN INCREMENTAL	USD
#299	\$ 12	541 Bbl	\$6,489
#276	\$ 12	1,925 Bbl	\$23,096
#268	\$ 12	2,796 Bbl	\$33,558

COSTO DE OPERACIÓN POR POZO-LIFTING COST (1 AÑO)			
POZO	LIFTING COST USD/BBL	PRODUCCIÓN INCREMENTAL	USD
#324	\$ 12	2,508 Bbl	\$30,091
#134	\$ 12	2,697 Bbl	\$32,359
#273	\$ 12	1,329 Bbl	\$15,945

5.3 Ajuste de valor de ingresos

Para efecto de los cálculos del análisis financiero, como se mencionó anteriormente los ingresos netos para la compañía estuvieron asociados a la producción incremental neta de los pozos donde se aplicaron las tecnologías, se estableció un precio promedio del crudo Brent de USD 69.02/BO, que hace referencia al promedio aritmético del precio del crudo entre finales del 2018 y comienzos del 2019, aun así es importante mencionar que este valor es ajustado debido al descuento por calidad de crudo y por el costo de transporte del mismo.

Tabla 36.

Ajuste precio de venta del crudo campo de estudio

ITEM	Costo (USB/Bbl)
Crudo Brent	\$69.02
Ajuste por calidad del crudo	\$5
Transporte	\$5.22
Precio de venta	\$58.8

Anexo a el ajuste correspondiente al precio de venta del crudo es necesario tener en cuenta también el ajuste al valor de ingresos con la resta del porcentaje de regalías como lo indica la ley 756 de 2002. El valor de ajuste por regalías de acuerdo con la producción del campo es 8%.

Tabla 37.

Ajuste por regalías según producción diaria del campo

Producción diaria promedio mes	Costo (USB/Bbl)
Producción igual o menor a 5 KBPD	8%
Producción mayor a 5KBPD e inferior o igual a 125 KBPD	X%
$X\% = 8 + (\text{Producción KBPD} - 5 \text{ KBPD}) * 0.10$	
Producción mayor a 125 KBPD e inferior o igual a 400 KBPD	20%

5.4 Evaluación financiera

Para el desarrollo de la evaluación financiera de esta investigación se tienen en cuenta los datos de valor presente neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR), tiempo de repago simple o payback y la relación costo beneficio (RCB). Estos factores representan los indicadores más convenientes para realizar el análisis de flujos de caja y así poder determinar la viabilidad económica de la implementación de cada una de las tecnologías de limpieza de arena y evaluar su atractivo en futuros proyectos.

5.4.1 Valor presente neto (VPN). Es el indicador económico más utilizado para evaluar la viabilidad financiera de un proyecto de inversión a largo plazo, permite determinar qué tan atractivo es un proyecto para una empresa y evaluar si se cumple el objetivo financiero.

Los valores positivos representan activos para la empresa y los negativos indican que el proyecto no es atractivo, si el valor es cero significa que no genera ingresos por lo tanto en este caso tampoco sería llamativo realizar dicha inversión. Para el análisis del valor presente neto se utilizó la Ecuación 3.

$$VPN(i) = \sum F_n (1 + i)^{-n}$$

Valor presente neto (VPN). **Ecuación 3.**

Donde:

n = Periodo de tiempo (1 año).

i = Tasa de interés de oportunidad (TIO).

F_n = Flujo neto de caja

Para el caso de estudio, el tiempo al cual se evaluarán los resultados es un año, por lo tanto, para los análisis se identifica el valor de la tasa de interés de oportunidad de la compañía operadora del 11,25% efectiva anual (TIO), evitando realizar una conversión de dicha tasa de interés.

Para la implementación del VPN, también se desarrolló un flujo neto de caja a cada uno de los pozos, esto permitió conocer el flujo de entrada (venta de crudo basado en la producción incremental) y flujo de salida de dinero (inversión CAPEX sumado al lifting costa OPEX) en dicho periodo de 1 año, y a partir de estos, determinar el estado financiero del proyecto. A continuación, es posible determinar el flujo neto de caja con las ecuaciones 4 y 5:

$$F_n = \text{Ingresos} - \text{Egresos}$$

Flujo neto de caja. **Ecuación 4.**

$$F_n = \text{Produccion incremental} * [(92\% * \$\text{USD } 58.8) - \$\text{USD } 12]$$

Ecuación 5.

Donde:

Ingresos: Producción incremental * ajuste por regalías * precio de venta

Egresos: Producción incremental * Lifting cost

Una vez calculados los flujos netos de caja se procedió a hallar el valor presente neto con la ecuación 3, planteada anteriormente:

$$VPN(0,054751155) = -CAPEX (inversion inicial) + \frac{Fn}{(1 + 0.1125)^1}$$

$$VPN(0.1125) = \$USD$$

5.4.2 Tasa interna de retorno (TIR). La tasa interna de retorno TIR, es la tasa que iguala o aproxima el VPN a cero para determinar la viabilidad de la inversión en el proyecto. Cuando el margen de rentabilidad que ofrece el proyecto sea mayor a la TIO el proyecto es atractivo para la compañía, cuando es menor que el TIO el proyecto no es atractivo, y por último cuando dicho margen es igual que la TIO el proyecto es indiferente financieramente para la empresa.

Con la ecuación número 6 se procede a variar la TIO por medio de iteraciones con la finalidad de encontrar el valor más cercano a cero para el dato de VPN, este nuevo valor de tasa TIO representa el verdadero valor de TIR para la compañía.

$$0 = -I_0 + \frac{Fn}{(1 + i)^1} \quad \text{Tasa interna de retorno (TIR). Ecuación 6.}$$

Donde:

I_0 = Inversión inicial.

Fn = Flujo neto de caja

n = Periodo (año)

i = Tasa interna de retorno.

5.4.3 Tiempo de repago simple o Payback. Es el periodo de tiempo de recuperación financiera, esto quiere decir que es un tiempo aproximado requerido para recuperar la inversión inicial realizada para el desarrollo del proyecto. Este resulta muy útil cuando se requiere realizar

una inversión de elevada incertidumbre y de esta manera se tiene idea del tiempo en el que se podrá recuperar el dinero que se ha invertido. Para el cálculo de este factor inicialmente se halla la producción incremental necesaria para cubrir el valor de la inversión inicial, y luego se procede a calcular por medio de iteraciones el día del año en el que por diferencia de las curvas de producción se completa dicho valor de barriles incrementales necesarios (Amaya Urrutia & Remolina Salgado, 2017)

1. Para el cálculo de los barriles necesarios para cubrir el valor de la inversión inicial se utilizó la ecuación 4. Despejando de la ecuación de flujo neto de caja el valor correspondiente a producción incremental y reemplazando el valor de flujo de caja por el valor de la inversión inicial.

$$\text{Barriles payback} = \frac{\text{Inversión inicial}}{[(92\% * \$\text{USD } 58.8) - \$\text{USD } 12]} \quad \text{Ecuación 7.}$$

2. El tiempo necesario para producir los barriles anteriormente hallados, es calculado mediante la ecuación 2, de la misma forma que se realizó el cálculo de la producción incremental. En este caso mediante iteraciones se busca un determinado día en que la diferencia de producciones acumuladas sea igual al valor de barriles hallados en el paso anterior.

Para esto fue necesario determinar la producción incremental de cada uno de los días, basados en los datos del potencial del pozo convencional (sin ser intervenido) y el potencial del pozo modificado (con limpieza de arena), hasta cumplir que:

$$\text{Barriles payback} = N_{p2} - N_{p1} \quad \text{Ecuación 8.}$$

Dónde:

N_{p2} = producción acumulada posterior al servicio (Bbl)

N_{p1} = producción acumulada antes del servicio (Bbl)

5.4.4 Relación costo beneficio (RCB). Es el resultante del cociente de todos los ingresos acumulados del proyecto sobre todos los egresos acumulados del proyecto, tal y como lo muestra la ecuación 6. Este valor simboliza de manera aproximada, cuánto dinero se recibe por cada unidad invertida (Gómez Mattar, 2018).

$$RCB = \frac{\sum \text{ingresos}}{\sum \text{egresos}} \quad \text{Costo/ Beneficio. Ecuación 9.}$$

Donde:

$\sum \text{ingresos}$: Producción incremental * ajuste por regalías * precio de venta (en 1 año)

$\sum \text{egresos}$: (Producción incremental * Lifting cost) + inversión inicial (en 1 año)

5.5 Resultado financiero de los pozos analizados

En la figura 24 se recopilan los resultados obtenidos del análisis financiero de los pozos analizados, basados en los cálculos presentados anteriormente. Estos cálculos se realizaron para cada uno de los escenarios propuestos de forma independiente (apéndice C). Los datos presentados a continuación representan las tecnologías con las cuales fueron intervenidos los pozos; BD (bomba desarenadora), CT (coiled tubing), C+A (circulación con aditivos), los indicadores económicos VPN, TIR, PAYBACK y RCB para cada uno de ellos.

POZO	TECNOLOGIA	INGRESOS \$USD	EGRESOS \$USD	FLUJO NETO DE CAJA	VPN \$USD	TIR %	PAYBACK DIAS	RCB
#299	BD	\$ 29,251.90	\$ 6,489	\$ 22,763	(\$ 21,915.08)	-46%	N/C	0.60
#299	CT	\$ 29,251.90	\$ 6,489	\$ 22,763	(\$ 25,137.15)	-50%	N/C	0.56
#299	C+A	\$ 29,251.90	\$ 6,489	\$ 22,763	(\$ 5,095.15)	-11%	N/C	0.91
#276	BD	\$ 104,116.64	\$ 23,096	\$ 81,021	\$ 13,365.69	36%	244.00	1.26
#276	CT	\$ 104,116.64	\$ 23,096	\$ 81,021	\$ 11,737.80	33%	252.00	1.24
#276	C+A	\$ 104,116.64	\$ 23,096	\$ 81,021	\$ 45,833.25	200%	99.00	2.08
#268	BD	\$ 151,278.28	\$ 33,558	\$ 117,721	\$ 23,178.43	42%	221.00	1.30
#268	CT	\$ 151,278.28	\$ 33,558	\$ 117,721	\$ 47,672.73	102%	144.00	1.65
#268	C+A	\$ 151,278.28	\$ 33,558	\$ 117,721	\$ 79,119.42	341%	62.00	2.51
#324	BD	\$ 135,649.37	\$ 30,091	\$ 105,559	\$ 21,874.46	45%	228.00	1.32
#324	CT	\$ 135,649.37	\$ 30,091	\$ 105,559	\$ 34,301.07	74%	183.00	1.50
#324	C+A	\$ 135,649.37	\$ 30,091	\$ 105,559	\$ 68,415.41	299%	74.00	2.40
#134	BD	\$ 145,873.27	\$ 32,359	\$ 113,515	\$ 13,446.27	28%	271.00	1.21
#134	CT	\$ 145,873.27	\$ 32,359	\$ 113,515	\$ 33,127.62	65%	203.00	1.44
#134	C+A	\$ 145,873.27	\$ 32,359	\$ 113,515	\$ 74,808.14	317%	75.00	2.45
#273	BD	\$ 71,878.45	\$ 15,945	\$ 55,934	(\$ 9,477.09)	-6%	444.00	0.95
#273	CT	\$ 71,878.45	\$ 15,945	\$ 55,934	(\$ 5,672.49)	0%	365.00	1.00
#273	C+A	\$ 71,878.45	\$ 15,945	\$ 55,934	\$ 23,521.28	109%	124.00	1.68

Figura 23. Resultado financiero de los pozos analizados.

Nota: los valores en color negro indican resultados positivos, los de color rojo muestran valores negativos, mientras que los valores en azul representan los casos reales de aplicación. En esta figura se puede observar que en el playback del pozo #299 en caso de las 3 tecnologías se encuentra un “N/C”, esto representa los casos donde no se cumple o no se recupera la inversión al cabo de un año.

Al realizar un promedio de los resultados obtenidos por cada tecnología se obtuvieron los resultados que se evidencian en las tablas 37 y 38, los cuales permiten observar que la tecnología más conveniente para futuro proyectos en el campo de estudio es el método de circulación con equipo de well services más aditivos, sin embargo es importante tener en cuenta que este equipo no cuenta con total disponibilidad para este tipo de procedimiento ya que es el encargado de cumplir con los requerimientos de la totalidad de los pozos del campo en cuanto a los demás servicios necesarios por daños mecánicos. Este resultado se da principalmente debido al ahorro del alquiler de equipo para realizar el procedimiento ya que este se encuentra presente en el

campo continuamente (OPEX), mientras que en el caso de las tecnologías de bomba desarenadora y unidad de coiled tubing es necesario contratar un equipo adicional (CAPEX) para llevar a cabo dicha actividad, estos representan los costos de inversión más altos que el método mencionado anteriormente y no representa una opción viable en pozos de bajo potencial de producción.

Por los motivos expuestos la tecnología recomendada para tener en cuenta en próximas campañas de limpieza de arena es la tecnología mediante circulación más aditivos por medio del equipo de well services del campo; ya que esta representa un valor de VPN, TIR y RCB superior a los dos métodos anexos en comparación, además de representar una menor cantidad de días para poder recuperar la inversión inicial realizada por la operadora. También es imperante resaltar que la tecnología más viable después de la anteriormente mencionada es la circulación con coiled tubing debido que representa costos semejantes a la bomba desarenadora pero representa una mayor eficiencia en cuanto a la remoción de rellenos de arena y menores tiempos de intervención lo que se traduce en menores costos debido a producción diferida.

A continuación, se presentan los datos promediados para cada una de las tecnologías tanto en los casos reales donde fueron realizados los servicios como los casos propuestos.

Tabla 38.

Promedio indicadores financieros de los casos reales de estudio

TECNOLOGIA	VPN	TIR	DIAS	RCB
Bomba desarenadora	\$ -4,274.69	-5%	353	0.93
Coiled tubing	\$ 40,986.90	88%	164	1.57
Circulación con aditivos	\$ 49,164.71	213%	100	2.07

Tabla 39.

Promedio indicadores financieros de los casos propuestos de estudio

TECNOLOGIA	VPN	TIR	DIAS	RCB
Bomba desarenadora	\$12,255.52	27%	291	1.19
Coiled tubing	\$ 3,513.95	12%	284	1.06
Circulación con aditivos	\$47,068.23	207%	89	1.98

6. Conclusiones

A partir del análisis de viabilidad técnica realizado al considerar la aplicación de los diferentes métodos de limpieza de arena para los 6 pozos estudiados, se estableció que el método que implementa la bomba desarenadora no es eficiente para el campo estudiado, considerando que fue la única técnica que no permitió la extracción total de la arena que estaba restringiendo los intervalos cañoneados de los pozos.

Los métodos de limpieza estudiados que demostraron la mayor eficiencia técnica (100%) para acumulaciones de arena inferiores a 1000 pies de espesor, fueron limpieza por circulación con aditivos y con unidad de coiled tubing. Con base en lo anterior, se recomienda la aplicación de estas metodologías en los pozos que cumplan con las características mencionadas para futuras campañas de limpieza.

Para pozos en el campo estudiado que presenten acumulaciones de arena de espesores superiores a los 1000 pies, se estableció que la tecnología más viable desde el punto de vista técnico fue la limpieza con tubería continua, teniendo en cuenta que, debido a la posibilidad de circular continuamente, permite una velocidad de extracción de los sólidos mayor en comparación con las demás metodologías estudiadas.

A partir de los resultados obtenidos al evaluar los diferentes escenarios, se determinó que la tecnología de limpieza de arena con mayor viabilidad económica para el campo de estudio es la circulación con equipo de well services con aditivos, debido a que representa la menor inversión CAPEX promedio (USD \$26991.84), debido al ahorro que supone el no requerir de alquiler de equipo adicional para realizar el servicio de limpieza de arena.

A pesar de las diferencias encontradas en las técnicas evaluadas desde el punto de vista financiero, el 83% de los proyectos ejecutados fueron exitosos y resultaron atractivos para la operadora, ya que las tasas internas de retorno superaron la tasa de interés de oportunidad de la empresa, posibilitando recuperar la inversión realizada en un tiempo menor a un año.

7. Recomendaciones

Debido a que actualmente el campo en estudio posee 95 pozos en producción, se recomienda evaluar los tres procedimientos nuevamente en pozos productores que operen bajo condiciones diferentes, de tal forma que puedan ser refinados los resultados obtenidos en este trabajo, y definir con mayor precisión la técnica correcta para cada escenario específico.

Con la finalidad de reducir la cantidad de intervenciones de remoción de arenas ejecutadas en el campo de estudio, se recomienda evaluar la posibilidad de realizar trabajos de workover en aquellos pozos con completamientos semejantes a los que fueron analizados en este trabajo, que permitan instalar algún sistema de control de arena.

Teniendo en cuenta que el problema de arenamiento es diferente para cada pozo del campo de estudio y que algunos de los pozos cuentan con mecanismos de control, se recomienda poder ejecutar pruebas de laboratorio a la arena extraída en los procesos de limpieza, con la finalidad de evaluar si estos mecanismos pueden ser replicados en otros pozos, o debería seleccionarse métodos de control de arena diferentes.

Se recomienda realizar un piloto con bomba desarenadora, en donde la etapa de desinstalación de las facilidades del pozo antes de la limpieza y el reacondicionamiento luego de la misma sea realizado por el equipo de well services del campo, esto disminuiría sustancialmente la inversión CAPEX para este tipo de tecnología.

Con el objetivo de reducir las variables supuestas utilizadas en este estudio, se recomienda realizar los análisis del comportamiento futuro en la producción con base en las tasas de declinación propias de cada pozo; de esta forma se puede obtener una respuesta más aproximada a la real para cada escenario luego de una intervención de limpieza.

Referencias Bibliográficas

- Amaya, A., y Camacho, B. Factibilidad de un Tratamiento de Estimulación en Fondo de Pozo Mediante Coiled Tubing: Aplicación Campo Colorado. Universidad Industrial de Santander, 2014.
- Amaya, M., y Remolina, J. Aplicación de Modelos Mecánicos para el Diseño de un Sistema de Sarta de Velocidad con Coiled Tubing en un Campo Colombiano. Universidad Industrial de Santander, 2017.
- Baquero, J. “Estudio Técnico Económico del Proyecto Piloto de Inyección de Agua en el Campo Velásquez de Mansarovar Energy Colombia LTD para Recuperación Secundaria”. 2013.
- Casado, G., y Colmenares, S. Identificación de Problemas Potenciales Operacionales y Alternativas de Manejo en el Control de Producción de Arena de Pozos Horizontales. Universidad Industrial de Santander, 2011.
- Castro, P. Castro, M. “Evaluación Técnica-Financiera de Alternativas para el Aumento de la Vida Útil del Equipo Choque Manifold durante la Operación de Limpieza de Arenas con Coiled Tubing en el Pozo Inyector x1 del Campo Corcel”. 2017
- Coy, O., y Moreno, S. Estudio de Viabilidad Técnico-Económica para la Aplicación de la Técnica No Convencional de Perforación Coiled Tubing (CTD) en el Campo Colorado. Universidad Industrial de Santander, 2015.
- Garzón, J. “Análisis Técnico- Financiero de las Operaciones de Servicio a Pozo en el Campo Velásquez con base a las Estadísticas Obtenidas en Openwells”. 2018
- Gómez, O. Propuesta para el Control de Producción de Arena en el Pozo CGL-01 del Campo Caño Gandul. Universidad Industrial de Santander, 2018.

- Kalgaonkar, R., Chang, F., Abitrabi, A., Abadi, A., y Tan, X. (2017). *New Advancements in Mitigating Sand Production in Unconsolidated Formations*. Presentado en SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition, held, Dammam, Saudi Arabia, 24-27 April. Paper SPE-188043-MS.
- Matagira, D., y Rodríguez, L. Análisis de los Principales Problemas Operacionales Asociados a Procedimientos de Sidetrack Perforando con Coiled Tubing. Universidad Industrial de Santander, 2017.
- Miranda, J. Estudio para la Implementación de un Sistema de Levantamiento con Gas Lift Asistido por Coiled Tubing en el Campo Escuela Colorado. Universidad Industrial de Santander, 2016.
- Molina, G., y Osorio, C. Diagnostico Técnico y Económico de las Tecnologías Usadas en el Manejo de la Producción de Arena que Permitan Disminuir la Frecuencia de Falla y la Pérdida de Producción en el Campo Bonanza de la SOM de GRMM de Ecopetrol S.A. Universidad Industrial de Santander, 2013.
- Montaño, J. Metodología para la Implementación de la Producción de Crudo Pesado en Frio con Arena (CHOPS) Como Alternativa de Gerenciamiento de Arena en Campos Colombianos. Universidad Industrial de Santander, 2013.
- Moore, W.R. (1994). *Sand Production Prediction*. Presentado en Journal of Petroleum Technology, Noviembre. Paper SPE-29331-PA.
- Morita, N., y Boyd, P.A. (1991). *Typical Sand Production Problems Case Studies and Strategies for Sand Control*. Presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, held, Dallas, Texas, 6-9 October. Paper SPE-22739-MS.
- Rincón, A., y Sánchez, C. Viabilidad Técnica de la Implementación de un Sistema de Filtración en Limpieza de Arena con Coiled Tubing. Universidad Industrial de Santander, 2015.
- Rivera, G. Predicción de la Producción de Arena en las Formaciones Poco Consolidadas de un Campo del Valle Medio del Magdalena. Universidad Industrial de Santander, 2011.

Rodríguez, L. Plan de Incremento de Producción de Petróleo en 5 Pozos de Campo Velásquez. 2017

Salama, M. (1998). *Sand Production Management*. Presentado en Offshore Technology Conference, held, Houston, Texas, 4-7 May. Paper OTC-8900-MS.

Suman, J. (1925). *The Sanding of Oil Wells*. Presentado en Transactions of the AIME, Diciembre. Paper SPE-925196-G.

Villares, C. Análisis Costo-beneficio de Tecnologías de Limpieza de Arena en Fondo de Pozo del Campo Shushufindi. Universidad Central de Ecuador. 2015.

Xue, S., y Yuan, Y. (2007). *Sanding Process and Permeability Change*. Presentado en Journal of Canadian Petroleum Technology, Abril. Paper PETSOC-07-04-03.