

Estudio de la viabilidad técnica de la implementación de un sistema de transmisión lubricado en pozos colombianos a partir de experiencias en pozos extranjeros.

Jeremy Nicolás León Campos, Julián David Valderrama Ascencio

Trabajo de investigación presentado para optar por el título de ingeniero de petróleos

Director:

Ing. Erik Giovany Montes Páez

M.sc en ingeniería de Hidrocarburos

Codirector:

Ing. Diego Armando Monsalve Duarte

M.sc en ingeniería de Producción

Universidad industrial de Santander

Facultad de ingenierías fisicoquímicas

Escuela de ingeniería de petróleos

Bucaramanga

2019

DEDICATORIA

A mis padres, especialmente a mi madre que a pesar de las adversidades siempre estuvo orgullosa de mí y me impulso a nunca desistir.

A todos aquellos familiares que siempre estuvieron pendientes de mí y me desearon lo mejor.

Aquellos amigos que con su energía y motivación para salir adelante me contagiaban para nunca detenerme y avanzar sin importar la adversidad.

Para aquellas compañeras de viaje que me mostraron cosas nuevas y distintas, por su valiosa compañía y tiempo juntos.

A mi amado Club Deportivo Los Millonarios que siempre estuvo presente en mi mente como un motor anímico, dedicando este proyecto al grupo del año 2012 que de la mano del Profe Hernán Torres nos dieron la tan deseada y esperada estrella #14 y al grupo de guerreros del 2017 que mostraron que con esfuerzo y trabajo se puede lograr grandes cosas gracias a todos, gracias, Profe Miguel Ángel Russo.

Otra de mis grandes pasiones, la música a las valiosísimas letras de las canciones de Kraken y Elkin Ramírez, muchas gracias Titan, en general a todas las bandas de Rock y metal con sus respectivos subgéneros que siempre me han mantenido con espíritu indomable.

Jeremy León

Es importante mencionar varios aspectos de nosotros al transcurso de nuestras vidas. Cuando éramos niños solo pensábamos en jugar, comer, ver televisión, escuchar a nuestros abuelos y padres, correr y quizás bajo la lluvia compartir con más de un amigo de la calle en donde nos criamos y compartimos nuestros primeros pasos de vida. El tiempo es un factor que no depende de nada, simplemente va pasando a un modo constante, y es allí en donde llega un punto que es inevitable no esquivar, y es el ingreso a clases de colegio. Recuerdo mi primer día y recuerdo la pasión y un cosquilleo que recorrió mi cuerpo al tocar por primera vez un cuaderno y un libro en el colegio. Desde ese momento supe qué quería y para donde iría mi futuro, siendo un niño todavía, no me inspiraba hacer otro tipo de cosa más que agarrar un libro y entender lo que el contenido de éste aguardaba para instruir a un pequeño con ganas de aprender. Mis padres siempre me apoyaron en el ámbito escolar así que fui creciendo y a la hora de tomar una decisión importante para el futuro de mi vida, decidí que quería estudiar en la Universidad Industrial de Santander y especialmente Ingeniería de petróleos.

Estos logros que hasta el día de hoy son muy importantes, no son solo míos, son de aquellas personas que me ayudaron desde el principio y de las que fui conociendo mientras avanzaba y vivía mi vida universitaria. Mis padres Don Julio Valderrama y Ana Edilia Ascencio, sin duda lograron cumplir un sueño que desde niño se avecinaba, estaré eternamente agradecido con ellos y sé que serán bien retribuidos por mi parte.

Mis hermanos Andrea, Paola y Felipe en compañía de mis sobrinos Valentina y Ricardito, siempre fueron una inspiración en momentos donde veía que el camino se ponía duro y tormentoso, así que pensaba en ellos y recordaba el por qué decidí iniciar en este mundo universitario.

Mi familia paterna y materna como tíos y primos siempre me han apoyado en la decisión de estudiar una carrera como lo es la ingeniería de petróleos y es gratificante saber que todo ese apoyo, pronto será celebrado y bien recibido por ellos.

En mi vida universitaria conocí a muchas más personas, amigos de fiestas, amigos de estudio, amigos de caminatas y charlas tendidas e interesantes, amigos de risas y amigos que compartieron mi llanto en momentos tristes y felices. Amigos que de una u otra forma se convirtieron en familia, en la familia que uno decide escoger en esta vida para no estar solo. Ellos me dieron fuerza y sabiduría cuando no sabía que decisiones tomar. por eso agradezco a cada uno de ellos por el tiempo y momentos compartidos durante este ciclo de mi vida que pronto culminará.

No me queda más por decir, que viví grandes momentos universitarios y estaré eternamente agradecido con todas aquellas personas que siempre creyeron en mí. Gracias.

Julian Valderrama

AGRADECIMIENTOS

A la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, la escuela de Ingeniería de Petróleos, y a todos los docentes que han contribuido con nuestra formación tanto académica como personal.

A nuestro director, el ingeniero Erik, por su sabia dirección, apoyo, por sus excelentes consejos que nos llevaron a realizar este proyecto de grado.

A nuestro Codirector, el ingeniero Diego Monsalve, por su tiempo e invaluable colaboración en este proyecto, sin su ayuda no hubiese sido posible la realización de este.

Un agradecimiento especial a mi tía Gladys. Si todas las manos del mundo le diesen un aplauso, serian insuficientes para reconocer su gran valor.

Jeremy León.

Tabla de contenido

Introduccion	20
1. Generalidades del sistema de levantamiento artificial pcg.	22
1.1. Elastómeros usados en la pcg para el estator.	23
1.2.1. Generalidades de los lubricantes.....	33
1.2.2. Lubricante sae 10 w.	37
1.2. Generalidades del sistema de transmisión lubricado.	39
1.3. Equipos utilizados.....	40
1.3.1. Fuente de suministro de aceite:.....	40
1.3.2. Inyección del lubricante.....	41
1.3.3. Cabezal pcg.....	42
1.3.4. Blow out prevent (bop) con t de flujo integrada.	42
1.3.5. Tubing interno:.....	43
1.4. Funcionamiento del stl.....	43
1.5. Ventajas de la invención	47
2. Campo diadema en argentina.....	54
2.1. Estado mecanico de un pozo en el campo diadema en argentina.	59
2.1.1. Esquema pozo ea - 160	59
2.1.2. Esquema de pozo e - 200	61
2.1.3. Esquema pozo k 376 con stl aplicado.	63
3. Parámetros de selección de pozos en colombia.	66
3.1. Pozos candidatos colombianos:	67

3.1.1. Pozo uis 01:.....	67
4.1.2. Pozo uis 03:.....	72
5. Procedimiento de diseño	76
5.1. Software pc-pump.....	77
5.2. Secciones de simulador.....	78
5.3. Diseño pozo uis 01 a condiciones actuales	81
5.3.1. Propiedades del fluido pozo uis 01	82
5.3.2. Estado mecánico pozo uis 02	82
5.3.3. Desviación y dogleg pozo uis 01	83
5.3.4. Condiciones de operación pozo uis 01.....	83
5.3.5. Resultados simulación pozo uis 01 a condiciones actuales	84
5.3.6. Análisis de resultados pozo uis 01	84
5.4. Diseño pozo uis 01 con sistema de transmisión lubricado	85
5.4.1. Condicones operacionales pozo uis 01 con sistema de transmision lubricado	85
5.4.2. Resultados pozo uis 01 con sistema de transmisión lubricado	86
5.4.3. Análisis de resultados pozo uis 01 con sistema de transmisión lubricado.....	87
5.5. Diseño pozo uis 02 a condiciones actuales	87
5.5.1. Propiedades del fluido pozo uis 02	88
5.5.2. Estado mecánico pozo uis 02	88
5.5.3. Desviación y dogleg pozo uis 02	89
5.5.4. Condiciones de operación pozo uis 02.....	89

5.5.5. Resultados simulación pozo uis 02 a condiciones actuales	90
5.5.6. Análisis de resultados pozo uis 02 a condiciones actuales	91
5.6. Diseño pozo uis 02 con sistema de transmisión lubricado	91
5.6.1. Condiciones operacionales pozo uis 02 con sistema de transmision lubricado.....	92
5.6.2. Resultados simulación pozo uis 02 con el sistema de transmisión lubricado.....	93
5.6.3. Análisis de resultados pozo uis 02 con sistema de transmisión lubricado.....	93
5.7. Diseño pozo uis 03 a condiciones actuales	94
5.7.1. Propiedades del fluido pozo uis 03	94
5.7.2. Estado mecánico pozo uis 03.....	94
5.7.3. Desviación y dogleg pozo uis 03	95
5.7.4. Condiciones de operación pozo uis 03.....	96
5.7.5. Resultados simulación pozo uis 03 a condiciones actuales.	96
5.7.6. Análisis de resultados pozo uis 03 a condiciones actuales	97
5.8. Diseño pozo uis 03 con sistema de transmisión lubricado	97
5.8.1. Condicones operacionales pozo uis 03 con sistema de transmision lubricado.....	98
5.8.2. Resultados simulación pozo uis 03 con el sistema de transmisión lubricado.....	98
5.8.3. Análisis de resultados pozo uis 03 con sistema de transmisión lubricado.....	99
6. Análisis financiero.	99
6.1. Egresos.....	100
6.1.1. Capex.....	101
6.1.2. Opex.....	102

6.1.3. Opex fijo.....	102
6.1.4. Opex variable:.....	103
6.2. Ingresos.....	103
6.3. Flujo de caja.....	104
6.4. Principales parametros de evaluación del proyecto.....	104
6.4.1. Tasa interna de oportunidad (tio).....	104
6.4.2. Valor presente neto	104
6.4.3. Tasa interna de retorno (tir).	105
6.5. Resultados de la evaluación financiera	106
6.5.1. Pozo uis 01.....	107
6.5.2. Pozo uis 02... ..	108
6.5.3. Pozo uis 03.....	109
7. Conclusiones.....	110
8. Recomendaciones.	111
Referencias Bibliográficas	112
Apéndices	114

Índice de Figuras.

Figura 1. Resistencia a la abrasión (Akron) de diferentes materiales.....	28
Figura 2. Tabla de equivalencia de viscosidades.....	32
Figura 3. Equipo del STL. Adaptado de Sistema de transmisión lubricado	41
Figura 4. Sistema Hidráulico de la inyección del lubricante..	41
Figura 5. Blow out prevent (BOP) con T de flujo integrada.	43
Figura 6. Funcionamiento del Tubing del STL.....	44
Figura 7. Funcionamiento del Tubing del STL.....	45
Figura 8, Descripción grafica de un PCP convencional y STL A	50
Figura 9. Sección A de la figura 8	51
Figura 10. Sección B de la figura 7.....	51
Figura 11. sección C de la figura 8	51
Figura 12. Sección D de la figura 8	52
Figura 13. Partes de tubing desgastados por la varilla de la PCP.	56
Figura 14. Partes de tubing desgastados por la varilla de la PCP.	57
Figura 15. Grafica Impacto del Pulling en los pozos del campo Diadema.	58
Figura 16. Grafica Impacto en el índice de Pulling PCP.	58
Figura 17. Esquema del estado mecánico en pozo Ea-160	60
Figura 18. Esquema del estado mecánico en pozo E-200 T	62
Figura 19. Esquema del estado mecánico en pozo K-376 con STL aplicado.....	64
Figura 20. Estado mecánico del pozo UIS 01	70
Figura 21. Estado mecánico del pozo UIS 03.....	74
Figura 22. PC-PUMP Equipment configuration,	79
Figura 23. PC-PUMP, Fluid Properties.	79
Figura 24. PC-PUMP, Operating conditions.	80

Figura 25. PC-PUMP, Analysis Results.	81
Figura 26. Geometría 3D del pozo UIS 01	83
Figura 27. Geometría 3D del pozo UIS 02.	89
Figura 28. Geometría 3D pozo UIS 03.	95
Figura 29. Grafica de Flujo de Caja UIS 01.	107
Figura 30. Grafica Flujo de caja UIS 02.	108
Figura 31. Grafica Flujo de caja UIS 03.	109

Índice de tablas

Tabla 1. Efectos del contenido de ACN en el NBR.....	26
Tabla 2. Selección de elastómeros.	31
Tabla 3 Ficha técnica lubricante ISO 32/46/68.....	36
Tabla 4. Ficha técnica lubricante SAE 10W	38
Tabla 5 Instalación bajada en pozo Ea-160	61
Tabla 6 Instalación bajada en pozo E 200.	62
Tabla 7. Instalación bajada en pozo K-376.....	65
Tabla 8. Instalación bajada en pozo K-376 con STL aplicado.	65
Tabla 9. Condiciones de potencia del pozo UIS 01.	68
Tabla 10. Condiciones de potencia pasado un año del pozo UIS 01.	68
Tabla 11 Tipo de casing utilizado en el pozo UIS 01.	69
Tabla 12. Equipo utilizado del pozo UIS 01.....	71
Tabla 13. Condiciones de potencia del pozo UIS 03.	72
Tabla 14. Condiciones de potencia pasado un año del pozo UIS 03.	73
Tabla 15. Tipo de Casing utilizado en el pozo UIS 03.	75
Tabla 16. Equipo utilizado del pozo UIS 03.....	75
Tabla 17. Propiedades fluido pozo UIS 01	81
Tabla 18. Estado mecánico pozo UIS 01	82
Tabla 19. Condiciones de operación pozo UIS 01.....	83
Tabla 20. Resultados pozo UIS 01condiciones actuales.....	84
Tabla 21. Conversión pozo UIS 01.....	85
Tabla 22. Condiciones operacionales pozo UIS 01con STL	85
Tabla 23. Resultados pozo UIS 01 con STL.....	86
Tabla 24 Comparación entre los dos sistemas, (sin STL vs con STL) UIS 01.....	87

Tabla 25. Propiedades fluido pozo UIS 02.	88
Tabla 26. Estado mecánico pozo UIS 02.	88
Tabla 27. Condiciones de operación pozo UIS 02.....	89
Tabla 28. Resultados pozo UIS 02 condiciones actuales.....	90
Tabla 29. Conversión pozo UIS 02.....	91
Tabla 30. Condiciones operacionales pozo UIS 02 con STL.	92
Tabla 31. Resultados pozo UIS 02 condiciones actuales.....	93
Tabla 32 Comparación entre los dos sistemas, (sin STL vs con STL) UIS 02.....	93
Tabla 33. Propiedades del fluido pozo UIS 03.	94
Tabla 34. Estado mecánico pozo UIS 03.	94
Tabla 35. Condiciones de operación pozo UIS 03.....	96
Tabla 36. Resultados pozo UIS 03 condiciones actuales.....	96
Tabla 37. Conversión pozo UIS 03.....	97
Tabla 38. Condiciones de operación pozo UIS 03 con STL.....	98
Tabla 39. Resultados pozo UIS 03 con STL.....	98
Tabla 40 Comparación entre los dos sistemas, (sin STL vs con STL) UIS 03.....	99
Tabla 41 Costo de la reconversión tecnológica.	101
Tabla 42 OPEX fijo.	102
Tabla 43 OPEX variable	102

Lista de apéndices

Apéndice. Inclinación y Dogleg pozo UIS 01, 02, 03	116
--	-----

RESUMEN

Titulo: Estudio de la viabilidad técnica de la implementación de un sistema de transmisión lubricado en pozos colombianos a partir de experiencias en pozos extranjeros.

Autoría: Jeremy Nicolas León Campos, Julian David Valderrama Ascencio.

Palabras clave: sistema de levantamiento artificial, sistema de transmisión lubricado, bombas, tubing, casing, pulling.

Descripción:

En la actualidad Colombia cuenta con pozos colombianos que son operados con ayuda de un sistema de levantamiento artificial de bombas por cavidades progresivas, (PCP), además estos pozos cuentan con cortes elevados de agua y con una producción de hidrocarburo con bajo API lo que es beneficioso para esta investigación sobre el sistema de transmisión lubricado, ya que surge la posibilidad de resolver el problema de corrosión, erosión y de intervenciones en el pozo, lo que conlleva a una pérdida económica tanto en el gasto de cambio en herramientas desgastadas o dañadas y también del stop que se debe realizar para dichos cambios ya que incurre en la no producción de crudo por un tiempo mientras se arreglan los problemas ocurridos en la tubería de producción. Y la forma mas sencilla de lograrlo es implementado un nuevo sistema de levantamiento de transmisión lubricado, el cual ayudara en aspectos tales como la prevención de corrosión o desgaste de las herramientas y también en el aspecto económico puesto que se quiere reducir costos e incrementar producción.

ABSTRACT

Title: Study of the technical viability of the implementation of a lubricated transmission system in colombian wells from experiences in foreign wells.

Author: Jeremy Nicolas León Campos, Julian David Valderrama Ascencio.

Key words: artificial lifting system, lubricated transmission system, pumps, tubing, casing, pulling.

Description:

Currently, Colombia has Colombian wells that are operated with the help of an artificial pump lift system by progressive cavities (PCP), in addition these wells have high water cuts and a low API API hydrocarbon production, which is beneficial for this investigation on the lubricated transmission system, since the possibility arises to solve the problem of corrosion, erosion and interventions in the well, which leads to an economic loss in both the expense of changing worn or damaged tools and also of the stop that must be made for these changes since it incurs in the non-production of crude oil for a while while the problems occurred in the production pipeline are fixed. And the easiest way to achieve this is to implement a new lubricated transmission lifting system, which will help in aspects such as the prevention of corrosion or wear of the tools and also in the economic aspect since you want to reduce costs and increase production.

Introducción

En la actualidad Colombia cuenta con pozos colombianos que son operados con ayuda de un sistema de levantamiento artificial de bombas por cavidades progresivas, (PCP), además estos pozos cuentan con cortes elevados de agua y con una producción de hidrocarburo con bajo API lo que es beneficioso para esta investigación sobre el sistema de transmisión lubricado, ya que surge la posibilidad de resolver el problema de corrosión, erosión y de intervenciones en el pozo, lo que conlleva a una pérdida económica tanto en el gasto de cambio en herramientas desgastadas o dañadas y también del stop que se debe realizar para dichos cambios ya que incurre en la no producción de crudo por un tiempo mientras se arreglan los problemas ocurridos en la tubería de producción.

Para la implementación del sistema de transmisión lubricado en PCP, primero se debe realizar un análisis de las condiciones ideales de los pozos que se trataran para su evaluación partiendo de datos en donde ya se implementó esta técnica. No cualquier pozo es ideal para la implementación del STL puesto que lo que se quiere es reducir costos y aumentar producción para así, optimizar el proceso.

En el campo Diadema en Argentina en la provincia de Rivadavia, se implementó la técnica de STL. Con base en datos de instalación, producción y metodología se hace necesario tomar pozos colombianos y así comparar cierto tipo de características como estratigrafía, tipo de crudo, perforación, y tener en cuenta con que sistema de levantamiento artificial esté operando, si es con PCP, se analiza la bomba con la que está funcionando y así mismo con muchas otras herramientas más, además, se toma en cuenta la tubería y corte de agua que cada pozo tiene en su momento para así realizar una debida comparación y posterior análisis de si es viable o no, implementar el STL en dichos pozos.

Se hace referencia en el software PC-PUMP, para realizar un diseño en donde nos permitirá conocer los parámetros óptimos de implementar el STL en los campos colombianos, utilizando información tal como: tipo de crudo, salinidad, corte de agua, tubería utilizada en producción, cambio de bomba para la generación de presión y algunas otras características que nos permitirán modelar un esquema donde permita evidenciar la viabilidad del proyecto en pozos colombianos propuestos.

Tomando en contexto el análisis minucioso que se hace en el transcurso de la investigación, solo queda ver que tan viable económicamente es dicha implementación de una nueva tecnología como un sistema de levantamiento artificial, se hace un flujo de caja y se modelan unas graficas permitiendo ver el costo beneficio de dicho proyecto. Para luego determinar si es viable o no la implementación del STL en pozos colombianos.

En conclusión, El sistema de Bombeo por cavidades progresivas con sistema de transmisión lubricado, el cual se evaluó en este proyecto, reúne las ventajas del Sistema convencional de cavidades progresivas y elimina limitaciones e inconvenientes causados por la varilla en pozos desviados, como lo son: (desgaste temprano de las herramientas, desgaste por corrosión, desgaste por fricción, haciendo que se reduzca, el conocido “pulling” o intervenciones que se deben realizar para saber si nuestra tubería se encuentra en óptimas condiciones).

1. Generalidades del sistema de levantamiento artificial pcg.

Es evidente el rápido crecimiento de la aceptación de las Bombas por Cavidades Progresivas desde que este sistema se implementó debido a su buen desempeño en los campos de producción petroleros ya que estas poseen una alta eficiencia volumétrica, se pueden adaptar a diferentes tipos de fluido en especial, en la actualidad que está en auge la producción de crudos pesados y viscosos el bombeo por cavidades progresivas se convierte en una excelente alternativa ya que es un sistema económico, eficaz y de bajo riesgo sin embargo tiene restricciones para tasas bajas y altas profundidades; 4500BPD a 2000 ft y 400BPD a 5000ft siendo esta última su límite operacional, adicionalmente presenta dificultades con el manejo del gas libre, trabaja bien con fluidos de viscosidades altas con un revestimiento mínimo de 4 ½ in, y en cuanto a la desviación el sistema presenta muchos problemas siendo este el motivo principal para el desarrollo de este proyecto.

Es un sistema capaz de manejar y controlar la producción, además tiene bajos costos, pero aumentan en la proporción que aumente la profundidad del pozo o las tasas de producción, se puede alterar la velocidad, proporciona flexibilidad adicional a la unidad hidráulica, es un equipo el cual sus fuentes de energía provienen de motores a gas, Diesel y eléctricos. Las condiciones operacionales de temperatura y presión del sistema están limitadas por el elastómero cuyo límite es de 250°F y la presión de la entrada de la bomba debe ser mayor a 300psi.

Sin embargo, estas limitaciones están siendo superadas cada día con el desarrollo de nuevos productos y el mejoramiento de los materiales y diseño de los equipos. En su aplicación correcta de los sistemas PCP proveen el más económico, y en muchos casos el único, método de levantamiento artificial si se configura y opera apropiadamente

El sistema de cavidades se destaca por un excelente manejo de la arena y los sólidos, respecto al control de parafinas se debe hacer un respectivo tratamiento de tubería y teniendo cuidado de afectar el elastómero al igual que con la corrosión al momento de implementar inhibidores se deben tener estatores especiales.

1.1. Elastómeros usados en la PCP para el estator.

Un elastómero es un material macromolecular el cual es capaz de recuperar en gran parte sus dimensiones y forma iniciales, una vez deformado por la acción de un esfuerzo pequeño y ser liberado de él. Este comportamiento elástico, se ha sumado a la amplia gama de estructuras moleculares disponibles las cuales definen la resistencia del material ante ciertas situaciones como por ejemplo temperaturas extremas o presencia de sustancias químicas agresivas, hacen de los elastómeros un elemento importante de estudio y de amplia demanda en la industria petrolera.

Las condiciones de operación en la industria cada vez más severas contemplan elevadas temperaturas, presencia de fluidos agresivos como combustibles con contenidos importantes de alcoholes y aromáticos, aceites derivados de petróleo, así como otras que comprometerían la integridad de materiales convencionales. En consecuencia, se requiere el implemento de materiales de alto desempeño ingenieril que otorguen seguridad durante cada etapa del proceso. En tal sentido, los elastómeros han venido siendo utilizados en la industria petrolera como componentes de sistemas de combustible, o-ring y sellos, juntas y empacaduras, mangueras, diafragmas y con especial auge en los estatores de las bombas de cavidades progresivas. Todos estos componentes se encuentran en contacto con diferentes

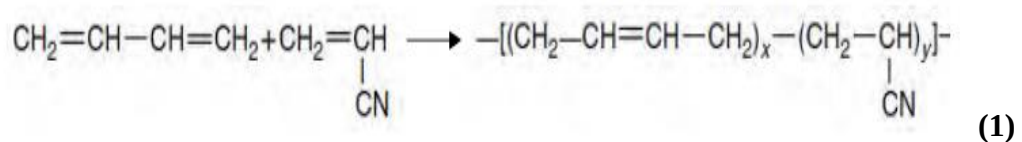
tipos de crudo, inhibidores de corrosión, gases, surfactantes y antiespumantes y soluciones tanto ácidas como básicas.

Además de las condiciones mencionadas previamente, los estatores de las BCP se encuentran sometidos a importantes esfuerzos dinámicos, requiriéndose de un importante desempeño a nivel de propiedades mecánicas de los elastómeros a utilizar, el cual debe mantenerse al operar bajo condiciones extremas de temperatura y con presencia de agentes agresivos propios del crudo. En resumen, en los elastómeros utilizados en las BCP se debe considerar: la resistencia tensil y la elongación a la ruptura, dureza, resistencia a la abrasión y a la fatiga, la deformación remanente por compresión no sólo del material original sino también ante la presencia de agentes químicos (aromáticos, alcoholes, inhibidores de corrosión, gases agresivos) y físicos (cortes de arena y agua) que pueden desmejorar los valores de estas propiedades.

Hay cuatro tipos de elastómeros:

- **NBR Caucho Nitrilo (Alto Nitrilo). “NITRILE BUTADIENE RUBBER”**

El caucho nitrilo es un copolímero de 1,3 butadieno y acrilonitrilo sintetizado principalmente por un proceso de emulsión en frío el cual permite obtener copolímeros con contenidos de entre 18% y 55% de acrilonitrilo (ACN) y con una estructura molecular como la que se observa en (1).



El NBR es un caucho sintético de uso especial. Según la norma ASTM D2000 se clasifica como un elastómero de *tipo* y *clase* BF, BG, BH, BK. El *tipo* de elastómero se refiere a la resistencia que éste tiene ante el envejecimiento térmico y se identifica con la primera letra de la denominación anterior, mientras que la segunda es la *clase*, la cual se basa en la resistencia a aceites derivados del petróleo y se mide mediante el hinchamiento volumétrico; su variación obedece principalmente al contenido de acrilonitrilo.

Como se observa en la figura 1 la presencia de una insaturación en la estructura del caucho nitrilo (NBR) permite la vulcanización por azufre; no obstante, este no es del todo compatible con la matriz del NBR, lo cual requiere que en los sistemas vulcanizantes se use una porción reducida de este compuesto que debe ser compensada con una mayor cantidad de agentes acelerantes. Además, el proceso de mezclado debe ser tal que permita la incorporación temprana del azufre el cual, en el resto de los elastómeros, por lo general, se introduce en la formulación al final de éste.

En la estructura molecular se observan dos segmentos claramente definidos, cada uno correspondiente a un monómero en particular. El segmento alifático perteneciente a la estructura del butadieno además de permitir la vulcanización con azufre es el responsable del comportamiento elástico del material. También es la zona más susceptible a la oxidación y al ataque por ozono debido, nuevamente, a la presencia de la insaturación. Por otro lado, el segmento correspondiente al acrilonitrilo contiene al grupo nitrilo (C≡N), el cuál es de una alta polaridad, proporcionándole al material una importante resistencia a solventes no polares como los aceites derivados del petróleo y fluidos hidrocarbonados. De allí su amplia aplicación en la industria petrolera. NBR

Tabla 1.*Efectos del contenido de ACN en el NBR*

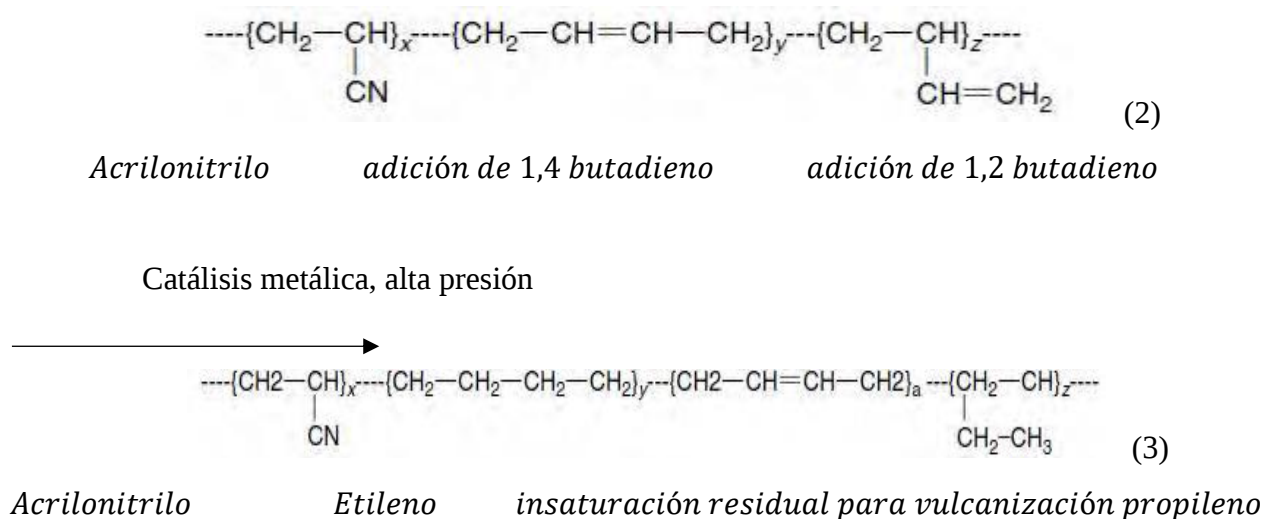
PROPIEDAD	Mayor porcentaje de Acrilonitrilo
Resistencia a aceites	Aumenta
Resistencia a hidrocarburos	Aumenta
Resistencia tensil	Aumenta
Resistencia a la abrasión	Aumenta
Permeabilidad a los gases	Aumenta
Resistencia a altas temperaturas	Aumenta
Resistencia a bajas temperaturas	Disminuye
Resiliencia	Disminuye
Compatibilidad con plastificantes	Disminuye
Deformación remanente por compresión	Aumenta

Se ha demostrado que la resistencia a compuestos hidrocarbonados aumenta sustancialmente a mayores contenidos de acrilonitrilo; sin embargo, la poca movilidad de este grupo le otorga una rigidez a la molécula que tiene como resultado un aumento en temperatura de transición vítrea. Este hecho puede comprometer la aplicación de ciertos grados de NBR a bajas temperaturas donde pueden verse fragilizado significativamente. Por otro lado, a mayor contenido de acrilonitrilo, el material tiende a responder de manera similar a un termoplástico, lo cual facilita su procesabilidad; además, la polaridad del ACN lo hace menos permeable a gases como el CO₂. A manera de resumen se puede observar la tabla 1, la cual muestra los efectos del contenido de acrilonitrilo en las propiedades finales del material.

- **Caucho Nitrilo Hidrogenado (HNBR).**

Esta es la modificación química más importante del NBR: consiste en someter el caucho nitrilo a un proceso de hidrogenación catalítica, el cual reduce sustancialmente la concentración de insaturaciones presentes en la molécula del elastómero. Es importante mencionar en este punto que además de la estructura del NBR mostrada en la ecuación 1, en la cual la adición del butadieno durante la polimerización ocurre en las posiciones 1,4, es posible también que esta ocurra en la posición 1,2, siempre en proporciones menores. El proceso de obtención del HNBR se puede observar en la ecuación 2, donde se consideran las dos adiciones.

Como se observa en la ecuación 2, la hidrogenación del NBR resulta en un terpolímero acrilonitrilo, etileno, propileno y butadieno. Es importante recordar que la cantidad de butadieno que realmente se mantiene en la estructura es sustancialmente menor que la presente en el NBR estándar, inclusive en algunos casos se recomienda la utilización de sistemas de curado sin azufre, del tipo peróxidos.



El NBR posee una excelente relación entre resistencia a fluidos hidrocarbonados y propiedades mecánicas; sin embargo, éste es sensible a oxidación y al ataque por azufre debido al alto contenido de insaturaciones. El HNBR encuentra un nicho en el mercado gracias a que aporta las mismas cualidades mecánicas que el caucho nitrilo e inclusive se ha demostrado que poseen una mayor resistencia a la abrasión como se muestra en la ecuación.

Además, poseen una mayor resistencia térmica y química debido a la menor concentración de insaturaciones. En la figura 1 se muestra la Resistencia a la abrasión (Akron) de diferentes materiales.

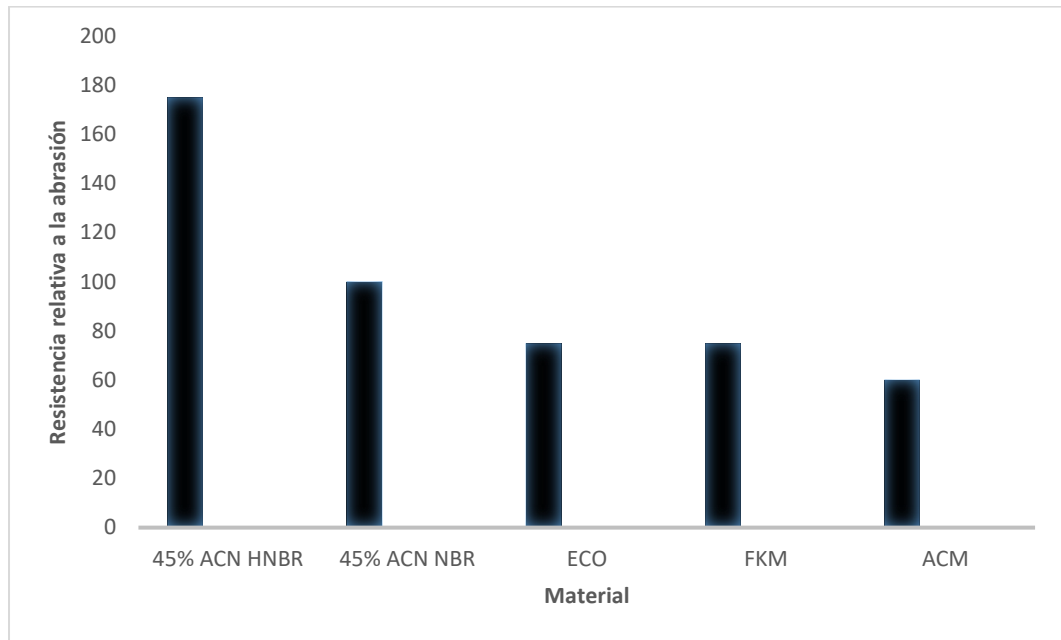
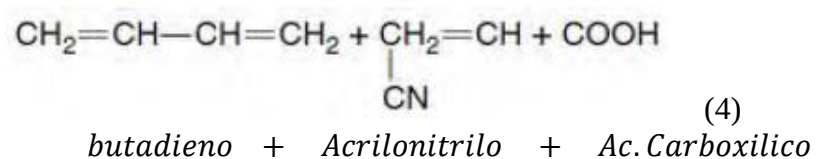
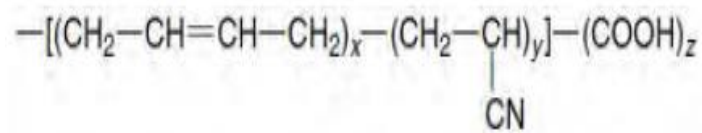


Figura 1. Resistencia a la abrasión (Akron) de diferentes materiales. Adaptado de Estudio de compatibilidad de elastómeros empleados en bombas de cavidades progresivas con crudo

- **Caucho nitrilo carboxilado (XNBR)**

El caucho nitrilo carboxilado se obtiene mediante la adición de un grupo carboxílico a la cadena del NBR durante la polimerización, como se muestra en la figura 4. Esto le otorga al elastómero una gran mejora en cuanto a resistencia a la abrasión y al desgarre. Estas propiedades son de gran consideración al momento de diseñar estatores para BCP en contacto con crudos de alto contenido de arena y partículas sólidas.





La resistencia a la abrasión, al desgarre y la ductilidad aumentan con el contenido de grupos carboxílicos en la cadena; sin embargo, la presencia de estos grupos puede disminuir significativamente el tiempo scorch. Por lo tanto, se debe ser minucioso al momento de escoger los iniciadores del sistema de acelerantes para la vulcanización.

- **Fluoroelastómeros (VITON)**

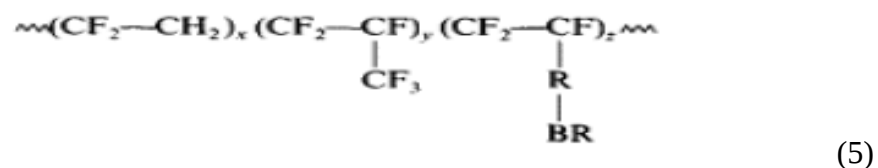
Los fluoroelastómeros son materiales de alto desempeño que presentan en su estructura molecular una gran cantidad de enlaces carbono-flúor (C-F). Estos son muy estables química y térmicamente, lo que les confiere a estos elastómeros una sobresaliente resistencia química y a elevadas temperaturas. La estabilidad química y térmica de los fluoroelastómeros es proporcional al contenido de flúor.

Estos materiales son utilizados cuando el ambiente de operación es tan agresivo que ningún otro elastómero puede mantener su integridad en él. La estabilidad térmica y química de los fluoroelastómeros son sus principales prestaciones: estos materiales tienen una temperatura máxima de trabajo continuo de hasta 205°C y una temperatura máxima de exposición de 300°C.

Las carencias de los elastómeros fluorados se encuentran en sus pobres propiedades mecánicas en comparación con otros elastómeros de uso petrolero como el NBR. Sin embargo, poseen una sobresaliente resistencia a la deformación remanente por compresión a elevadas temperaturas y una excelente flexibilidad a bajas temperaturas.

Los elastómeros fluorados se obtienen a partir de la copolimerización de monómeros fluorados. La combinación de éstos, más la adición de otros de diferente naturaleza, combinado con los diferentes mecanismos de control de peso molecular y la incorporación

de diferentes aditivos, crean un amplio mercado que supera los 70 tipos de elastómeros fluorados. De ellos, los de mayor comercialización son los copolímeros de fluoruro de vinilideno y hexafluoruro de propileno y los terpolímeros que contienen además de los anteriores tetrafluoruro de etileno. Este tipo de elastómeros son denominados FKM y son calificados por la norma ASTM D200 como elastómeros en cuanto a tipo y clase, respectivamente.



A manera de resumen, los 4 tipos de elastómeros son los siguientes:

- **Alto Nitrilo:** Que posee un buen desempeño respecto a las propiedades mecánicas, la resistencia a la abrasión y al agua, presenta un muy buen desempeño en la resistencia a compuestos aromáticos y al H₂S con una resistencia límite de 105°C.
- **Tipo hidrogenado:** El cual tiene un desempeño excelente en la resistencia de H₂S y agua, un buen rendimiento respecto a las propiedades mecánicas, resistencia a la abrasión y resistencia a los aromáticos con una temperatura límite de 13°C.
- **Tipo Viton:** Se destaca por su excelente resistencia al H₂S, al agua y los aromáticos, pero con una pobre resistencia a la abrasión y propiedades mecánicas con un límite de temperatura muy alto de 150°C.
- **Tipo Buna:** Que es excelente respecto a las propiedades mecánicas muy buena resistencia al agua y a la abrasión y buena resistencia a los aromáticos y al H₂S con un límite de temperatura de 95°C.

La clasificación de los elastómeros según algunas características primordiales.

Para una adecuada selección del elastómero a utilizar, nos guiamos de una tabla en donde comparamos algunas características entre un tipo de elastómero y otro para suplir nuestra necesidad de utilizar la herramienta según las propiedades requeridas. Se deben tener

en cuenta aspectos como la temperatura máxima que estos elastómeros pueden soportar, la resistencia al H₂S, resistencia al agua, resistencia a los aromáticos, resistencia a la abrasión y tener en cuenta las propiedades mecánicas. Se añade también ciertas clases de elastómeros que se suelen utilizar en WEATHERFORD.

Tabla 2.

Selección de elastómeros.

Características	Tipo de Elastómero				
	Buna (SUAVE/MEDIO)		Alto Nitrilo	Hidrogenado	Viton
Elastómeros Weatherford	NBRM 55	NBRM 70	NBRA 70	HNBR (P)	FKM
	590-55	590	68A-1	45C (P)	
	366/55	366	356		HTR
	G62A	N080	G60		
Propiedades mecánicas	Excelente		Bueno	Bueno	Pobre
Resistencia a la Abrasión	Muy Bueno		Bueno	Bueno	Pobre
Resistencia a los Aromáticos	Bueno		Muy Bueno	Bueno	Excelente
Resistencia al H ₂ S	Bueno		Muy Bueno	Excelente	Excelente
Resistencia al Agua	Muy Bueno		Bueno	Excelente	Excelente
Límite de temperatura	95°C (203°F)		105°C (221°F)	135°C (275 °F)	150°C (302°F)

1.2. selección de un lubricante que cumpla con las especificaciones para su uso en el stl.

El lubricante que es transmitido por el sistema del STL al interior del pozo, tiene la función principal de generar una capa protectora en la superficie de la varilla hueca y, sobre las paredes internas del tubing, con el fin de reducir la fricción que se genera en aquellos puntos donde la varilla o la tubería hueca entran en contacto con el tubing, debido a los distintos cambios que tiene los pozos desviados en su trayectoria.

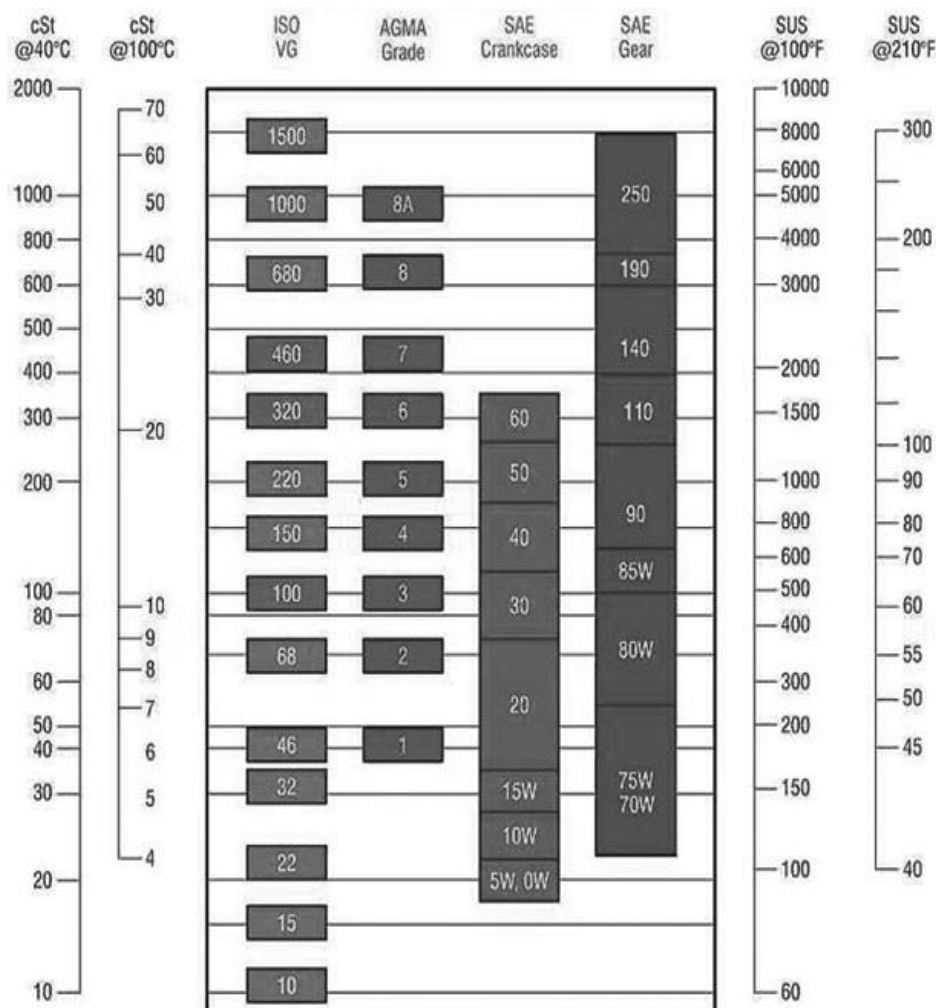


Figura 2. Tabla de equivalencia de viscosidades. Adaptado de LUBOKS lubricantes y anticorrosivos, Tabla de equivalencia de viscosidades. 2016 [en línea] [Citado: 14 de may del 2018] Disponible en: < <https://www.luboks.com.ar/>>, editada por los autores.

En este capítulo se escogerá uno de los tres lubricantes que la empresa tiene a su disposición para utilizar en el STL. Para esto se presentarán las características, aplicaciones y ficha técnica de cada uno, con el fin de escoger el lubricante más indicado para el óptimo funcionamiento del STL.

Para realizar el estudio del lubricante más apropiado, se seleccionarán las propiedades que se consideren adecuadas, según la información proporcionada de las fichas técnicas, acompañadas de las aplicaciones y características que posee cada uno de los lubricantes, para que cumplan con los requerimientos del STL.

1.2.1. Generalidades de los lubricantes. Los lubricantes en general se pueden caracterizar de distintas formas según las propiedades que se demanden en el momento de su uso. Por ejemplo: los lubricantes que tienen las iniciales SAE (Society of Automotive Engineers), hacen referencia a que son clasificados de acuerdo con su viscosidad, en función de la temperatura. La sigla SAE puede estar acompañada, bien sea de un número junto con la letra (W) que puede estar entre (0 y 15), o de un número sin letra que puede estar entre (20 y 60), o los dos juntos.

La letra W es derivada de la palabra Winter, que traducida al español significa invierno; lo que se entiende como la funcionalidad que tiene el aceite a bajas temperaturas, respecto a la viscosidad; significando la facilidad con la que el lubricante puede ser bombeado a bajas temperaturas. El número que puede continuar después de la W, o presentarse solo con la sigla, nos indica el grado de viscosidad real a la temperatura de operación; esto quiere decir a temperaturas mayores.

Cuando el número que se encuentra sin la letra es mayor, quiere decir que su comportamiento será mejor a temperaturas de trabajo, mientras menor sea el número que precede a la W, será mejor el comportamiento de la viscosidad a bajas temperaturas.

Igualmente se tienen los lubricantes identificados con las siglas ISO, significando que su viscosidad ha sido evaluada bajo la norma DIN ISO 2909, donde su efectividad es valorada a altas temperaturas, las que incrementan la tendencia a oxidarse y envejecer, llevando a una descomposición o evaporación de este, que puede terminar en una coquización, generando un aumento de acidez.

Los aceites clasificados bajo estas siglas vienen acompañados de algunos números, que representan su funcionamiento tanto en temperaturas altas como bajas, al igual que los lubricantes SAE. Sin embargo, se utiliza la Figura 1, como herramienta para efectuar la conversión de la norma ISO a la clasificación SAE; donde se considera más fácil identificar,

si se hace referencia a temperaturas altas o bajas, dependiendo de si el número está o no acompañado de la letra W.

En los costados de la Figura 1 se encuentran las barras de viscosidad a dos distintas temperaturas; en el lado izquierdo, en centígrados (40°C y 100°C) y, en el lado derecho, su equivalente en Fahrenheit (100 °F y 210°F); en el centro de la misma se muestran cuatro diferentes clasificaciones de los lubricantes, en su orden, de izquierda a derecha: ISO VG, AGMA Grade, Sae Crankcase y SAE Gear, de las cuales se tendrá en cuenta la primera (ISO VG) y la tercera norma (Sae Crankcase).

Para indicar cómo funciona la tabla de equivalencia de viscosidades se trae a colación un ejemplo: donde se seleccionará el lubricante ISO 32/46/68 para encontrar su equivalente en la norma SAE Crankcase. Se deberá entrar a la Figura 1 sobre la norma ISO VG e identificar los tres números representantes del lubricante (32,46, 68); una vez encontrados, dirigirse sobre la misma línea hacia la derecha hasta la norma SAE Crankcase, para tomar en cuenta sus equivalentes, estos son SAE 15W 20.

Tomado en cuenta lo anterior, igualmente se van a encontrar las viscosidades correspondientes, dirigiéndose a cualquiera de los costados de la tabla de manera horizontal. Para el caso en la viscosidad a 100°C sería un rango de 5 a 9 Cst y en la viscosidad de 40°C serían de 30 a 75 Cst.

Propiedades de los lubricantes. Es necesario conocer y entender las propiedades de los lubricantes, ya que de sus valores dependen las distintas etapas del proceso, desde el diseño y selección de equipos de bombeo, hasta la eficiencia del funcionamiento de todo un sistema y sus respectivas partes.

Las propiedades más importantes se tienen en cuenta en la caracterización de un lubricante como son: gravedad API, viscosidad, punto mínimo de fluidez y punto de inflamación; las que serán explicadas brevemente a continuación.

Parámetros para la selección del lubricante. Debido al papel que ocupa el lubricante en el STL, se hace necesario definir los parámetros que éste debe cumplir, para un funcionamiento eficaz del sistema.

En primer lugar, se tendrá en cuenta que el aceite que se escoja debe representar para la bomba que lo inyecta, el menor esfuerzo posible, para así operar con un requerimiento energético mínimo. Este parámetro se definirá respecto al punto mínimo de fluidez y de la viscosidad a (40°C o 100°F).

Así mismo se debe tener en cuenta la calidad del lubricante, respecto a su viscosidad cuando se encuentre dentro del pozo, para que pueda cumplir con su función principal, esto es, de producir una capa protectora a lo largo del mismo, además de minimizar la fricción en los puntos de contacto y evitar la corrosión, de acuerdo con el valor de la viscosidad a (100°C y 210°F). Por último, se tendrá en cuenta como factor el punto de inflamación, el cual debe estar por encima de los 170°C, para así evitar accidentes.

Descripción de los lubricantes

A continuación, se realizará una descripción de los tres lubricantes candidatos para ser usados en el STL, considerando las características con las que viene diseñado, las aplicaciones que según el distribuidor son las más adecuadas y por último con las especificaciones técnicas de cada uno de ellos.

Los lubricantes a disposición de la empresa son: Lubricante SAE 10W, lubricante ISO 32/46/68 y, por último, el lubricante protector para metales para almacenaje y transporte. La información que se utilizará para la discriminación de los lubricantes se obtendrá de la información en línea, de la página <http://www.tecnolubricantespower.com>.

Lubricante ISO 32/46/68. El lubricante ISO 32/46/68, está producido a base de aditivos que generan una excelente resistencia al desgaste y la formación de lodos; además el lubricante posee un control sobre la corrosión, la herrumbre y separación de agua; así mismo tiene un alto

índice de viscosidad que le permite ser usado a cualquier temperatura y apto para cualquier tipo de bombas.

Las principales características de este lubricante son:

- Excelente rendimiento en los sistemas hidráulicos.
- Alta protección al desgaste, debido a la corrosión, oxidación y herrumbre.
- Es químicamente estable.
- Ofrece una protección a los componentes de la bomba.

Es recomendable aplicar para todos los sistemas hidráulicos con bombas de engranajes, de pistón, radiales y de paletas; donde las presiones y velocidades requieren un producto anti-desgaste en equipos hidráulicos: marino, de construcciones, grúas, elevadores, herramientas neumáticas en maquinaria industrial, compresores reciprocantes con carga ligera, compresores de aire, rodamientos planos y antifricción, industria papelera, inyectoras y sopladoras en la industria del plástico, en prensas, máquinas y herramientas. Las propiedades de este lubricante se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3.

Ficha técnica lubricante ISO 32/46/68.

PROPIEDADES	MÉTODO ASTM	32	46	68
Gravedad API	D-1298	0,870	0,880	0,880
Viscosidad cSt 40°C	D-445	30,4	46,8	68,3
Viscosidad cSt 100°C	D-445	5,2	6,7	8,5
Grado ISO VG	D-2422	32	46	68
Índice de Viscosidad	D-2470	150	150	150
Punto mínimo de fluidez °C	D-97	-28	-24	-21
Punto de inflamación °C	D-92	222	232	234

Nota: Ficha técnica de lubricante, Adaptado de TECNOLUBRICATES POWER S.A.S, Aceite hydropremium aw, párr. 1 [en línea] [Citado: 15 de may del 2018] Disponible en: <<http://www.tecnolubricantespower.com/aceite-hydra-premium-aw/>>

1.2.2. Lubricante SAE 10 W. Este lubricante también conocido como aceite neumático, se considera un lubricante Anti-desgaste con alta resistencia a la oxidación, degradación térmica (no pierde sus propiedades a cambios bruscos de temperatura). Igualmente, está diseñado para resistir condiciones críticas como: Altas presiones, porcentajes de humedad elevados, también presenta propiedades como evitar la corrosión en los elementos con los que tiene contacto.

Contiene Micro-Moly, no se emulsifica con agua, evitando así su congelamiento y la formación de hielo a bajas temperaturas ayudando a evitar la deformación y resequedad de los sellos y juntas disponibles. Las características más representativas de este lubricante son:

- Protege las líneas de aire evitando la oxidación y lubricando las herramientas neumáticas.
- Evita las fugas cuando se adelgaza.
- Único con sus propiedades de protección en líneas de aire.
- Emulsionan las moléculas de agua, encapsulándolas e impidiendo que entren en contacto con la línea de aire.
- Evita que se ensucien y se resequen los sellos y empaques.
- Excelente resistencia a la oxidación y a la degradación térmica.
- Se adhiere a las superficies deslizantes y friccionaste.
- Estabilidad química superior.
- Alto índice de viscosidad.

Gracias a sus aplicaciones, se puede considerar como un lubricante universal para todo tipo de aire de presiones altas, toda clase de herramientas neumáticas especialmente para martillos, compresores de alto rendimiento, engrapadoras neumáticas, selladoras de vacío, máquinas neumáticas en la industria minera, sistemas de embotellado, equipos de

inyección de plástico, fábricas de bolsas y un sin fin de aplicaciones más. Las propiedades del lubricante se observan en la Tabla 4.

Tabla 4.

Ficha técnica lubricante SAE 10W

PROPIEDADES	RESULTADOS
Clasificación ISO	32
Gravedad API, 60°F	3204
Gravedad Especifica, 60/60°F (15/15°C)	0,866
Punto de Fluidez °F (°C)	-6,7
Punto de Inflamación °F (C)	428 (220)
Viscosidad cSt, a 40°C	28,8-35,2
Viscosidad cSt, a 100°C	5
Índice de Viscosidad	95

Nota: Ficha técnica del lubricante, TECNOLUBRICATES POWER S.A.S, Oil sae 10. [en línea] [Citado: 15 de may del 2018] Disponible en: <<http://www.tecnolubricantespower.com/aceite-neumatico-oil-sae-10/>>. SISTEMA DE TRANSMISIÓN LUBRICADO

Habitualmente en los pozos de yacimientos de extracción de hidrocarburos la transmisión de potencia desde el motor de superficie a bombas de fondo del tipo bomba por cavidad progresiva se realiza por medio de una o más barras o varillas metálicas que giran dentro de la tubería metálica “tubing”. Debido a que la profundidad del pozo de producción puede ser varios de cientos de metros o más de mil es posible evitar que existan puntos de contacto y rozamiento entre el tubing y las varillas que giran en su interior. La bomba de cavidad progresiva utiliza el petróleo que bombea desde fondo de pozo como lubricante entre las superficies que están sometidas a rozamiento, vale decir la cara interior de la tubería y la cara exterior de las varillas que giran a lo largo de su interior. Uno de los inconvenientes que provoca el rozamiento entre las varillas de accionamiento de la bomba de fondo y la tubería surge a medida que los yacimientos de petróleo envejecen, ya que el proceso de recuperación secundaria hace que el

porcentaje de agua en la mezcla agua -petróleo aumente hasta alcanzar valores superiores a 95% provocando una lubricación deficiente y en muchos casos un fenómeno combinado de desgaste de la tubería por fricción y corrosión de la misma.

Como consecuencia del reiterado rozamiento entre las varillas y la tubería se rompe la capa límite de protección que se forma por el delgado depósito de hidrocarburo presente en el agua y/o por inyección artificial de algún producto filmógeno usado como anticorrosivo provocando la corrosión y el deterioro de la tubería. Por lo tanto, resulta de suma importancia resolver este grave problema ya que como se comprenderá implica considerables pérdidas económicas debido a tener que interrumpir las explotaciones los yacimientos petrolíferos hasta tanto puedan repararse o reemplazarse las tuberías.

Con la finalidad de solucionar los inconvenientes precedentemente explicados ha sido desarrollada esta tecnología (sistema de transmisión lubricado) la cual permite reducir considerablemente el problema combinado de “desgaste-corrosión-desgaste” de las tuberías, tal como se explicará más adelante al describirla en la forma propuesta de realización a ser llevada a la práctica.

El Sistema de Transmisión Lubricado es una solución efectiva para pozos con PCP cuando nos encontramos en yacimientos con fluidos corrosivos así también como para pozos desviados, ya que evita los problemas de corrosión en el elemento de transmisión de energía (las “varillas”) y también disminuye notoriamente el desgaste metal-metal característico en este tipo de pozos.

1.2. Generalidades del Sistema de Transmisión Lubricado.

El objetivo de este sistema es proveer una disposición para la extracción de hidrocarburos en pozos que utilizan bombas de cavidad progresiva, desarrollada con la finalidad de reducir

desgaste por fricción y corrosión de las tuberías convencionales utilizadas en pozos de yacimientos donde la extracción de los fluidos es lo primordial.

Esta tecnología comprende un tubo giratorio alojado en un tubo fijo que se extiende a lo largo de la tubería de recubrimiento del pozo. El tubo giratorio conduce el fluido desde el fondo de pozo hasta la superficie. Entre el tubo giratorio y el tubo fijo queda definido un espacio anular donde se inyecta un lubricante anti-rozamiento entre la pared exterior del tubo giratorio y la pared interior del tubo fijo. El extremo inferior del tubo giratorio presenta un tramo con orificios de paso del fluido hacia el interior de este, conectado a la bomba de cavidad progresiva por medio de una varilla, y su extremo superior está acoplado a un conducto de salida de producción y a un mecanismo motriz de accionamiento de este. El tramo superior del tubo fijo está conectado a un conducto de inyección del lubricante anti-rozamiento.

1.3. Equipos utilizados.

El sistema de transmisión lubricada siendo una nueva tecnología mejorada de ese sistema de bombeo por cavidades progresivas cuenta con los mismos equipos a excepción de dos modificaciones, una en fondo y otra en superficie.

1.3.1. Fuente de suministro de aceite: Dado que el sistema funciona con un aceite lubricante que está localizado entre los dos tubing (externo e interno) el cual permite una rotación del tubing interno con una menor fricción y un menor desgaste, a lo largo del proceso este aceite se va perdiendo por el arrastre de flujo así que se va reemplazando al día con un litro de aceite el cual está al lado del motor.



Figura 3. Equipo del STL. Adaptado de Sistema de transmisión lubricado [PDF]. (2013). Comodoro Rivadavia: Leoncio del Pozo, p36.

1.3.2. Inyección del lubricante. El lubricante que se inyecta tiene un ciclo cerrado en el sistema, se introduce, lubrica el pozo por el espacio anular y regresa a superficie a la bomba, donde es reinyectado constantemente. Una vez explicadas las modificaciones al sistema típico de PCP, se hace necesario puntualizar los equipos de inyección que transmiten el lubricante al interior del pozo.

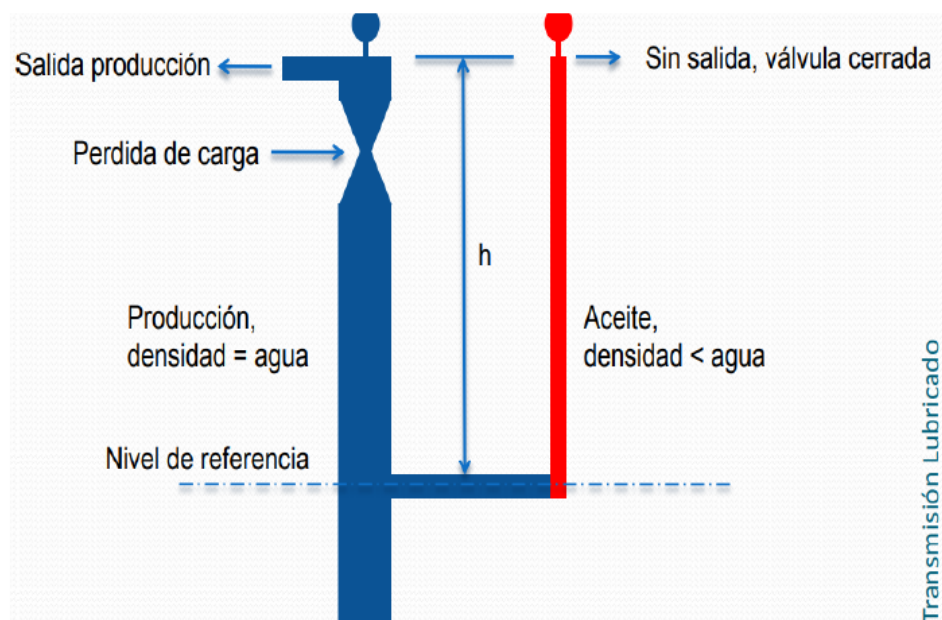


Figura 4. Sistema Hidráulico de la inyección del lubricante. Adaptado de Sistema de transmisión lubricado [PDF]. (2013). Comodoro Rivadavia: Leoncio del Pozo, p36.

$$Presión\ Aceite = \Delta\rho \cdot g \cdot h + \Delta P_{fricción} + P_{boca} \quad (5)$$

En la ecuación anterior se muestra la presión del aceite con la que se debe trabajar para el equipo utilizado; de varios factores que son: un delta de densidades multiplicado por la gravedad y por la altura a la que está el fluido; sumado a un delta de presión efectuado por la fricción del líquido en la columna y por último sumado por la presión en boca que es registrada por un manómetro en superficie.

1.3.3. Cabezal PCP. Este es el equipo encargado de transferir la potencia generada por el motor a la sarta giratoria, que acciona el rotor de la PCP en fondo; además de que soporta la carga axial generada por el peso de todo el ensamblaje, y la columna del fluido sobre el rotor

1.3.4. Blow out prevent (BOP) con T de flujo integrada. La función de este equipo es poder controlar el pozo en caso de flujo descontrolado, sin embargo, al tener integrada una T de flujo, le permite ser el conducto por el cual se inyecta el lubricante al espacio anular del pozo (tubing- sarta), y de recibir nuevamente el lubricante succionado por la bomba en superficie.



Figura 5. Blow out prevent (BOP) con T de flujo integrada. Adaptado de OXY, ECOPETROL. Sistema Hollow Rod PCP evaluación de desempeño, La Cira Infantas. 2018.

1.3.5. Tubing interno: Es un tubing que va desde la superficie hasta la conexión en fondo con la bomba el cual está separado por una capa delgada de aceite lubricante.

1.4. Funcionamiento del STL.

El sistema de transmisión lubricado lo que hace es aumentar el área de contacto que se tenía entre las varillas y el tubing y así disminuir las cargas de contacto que conllevan a la pérdida y daño del material.

En la figura 5 y 6 se evidencia el problema mayor que tiene el sistema de levantamiento artificial por bombeo de cavidades progresivas, la varilla dentro del tubing teniendo un diámetro menor, crea un espacio libre en donde por causa de la rotación continua puede llegar a ocasionar un desgaste en las paredes del tubing que lo está recubriendo. En la ecuación 2 junto a la figura 4 se explica claramente la ecuación de fuerza en donde si hay una presión

grande siendo aplicada a un área pequeño, ocasiona problemas de fricción y a su vez de corrosión, erosión y desgaste del material, dando como resultado el cambio de dicha varilla. En cambio, si la presión es pequeña y el tubing (varilla de la bomba pcp con STL) es de un diámetro cercano al del tubing, generara una mayor área de rozamiento y por ende una fuerza menor de desgaste del material, además no podemos olvidar que la técnica del sistema de transmisión lubricada lleva consigo un determinado aceite o lubricante que hace que disminuya la fricción creada en estas dos secciones.

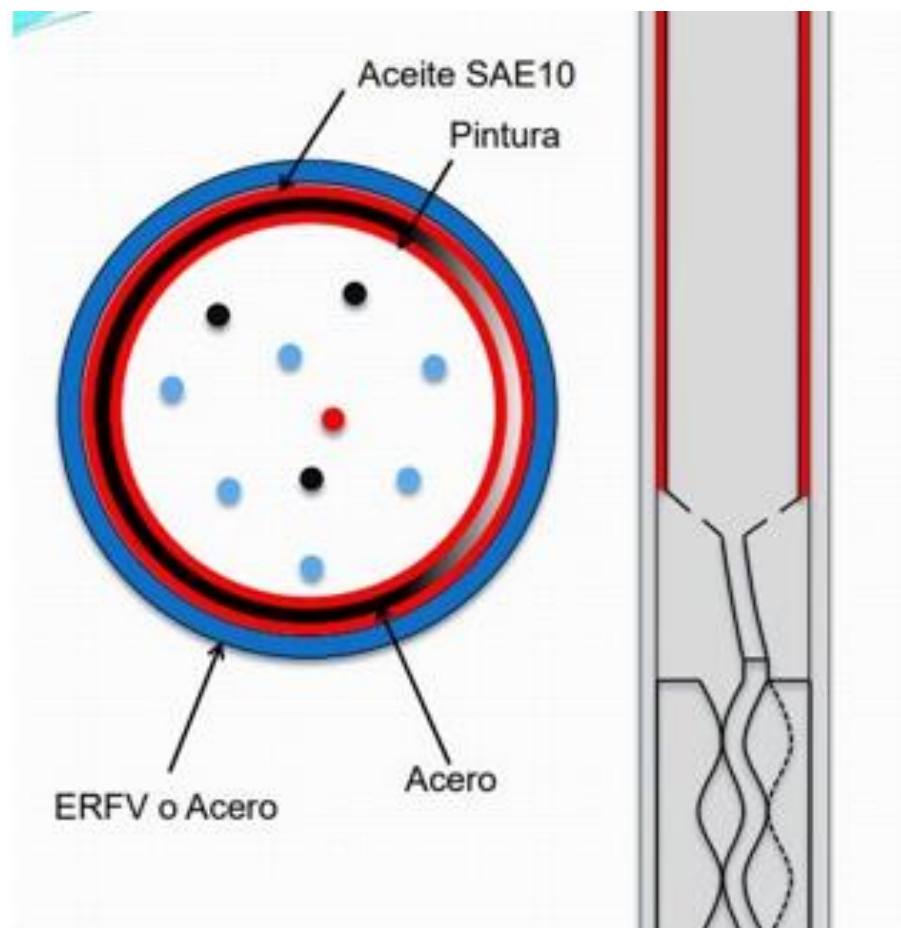


Figura 6. Funcionamiento del Tubing del STL. Adaptado de sistema de transmisión lubricado [PDF]. (2013). Comodoro Rivadavia: Leoncio del Pozo,p 26.

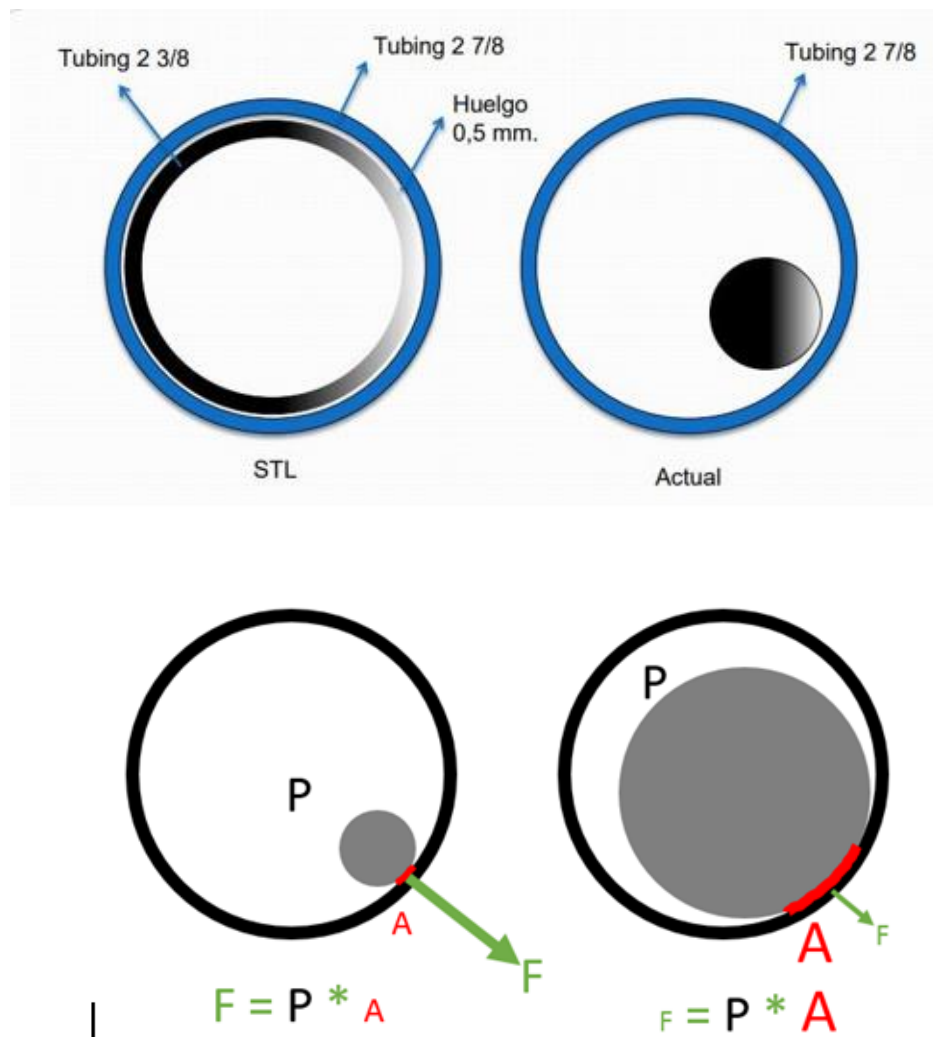


Figura 7. Funcionamiento del Tubing del STL. **Fuente:** Sistema de transmisión lubricado [PDF]. (2013). Comodoro Rivadavia: Leoncio del Pozo, p25.

$$P = F/A \rightarrow F = P * A$$

F= Fuerza

P= Presión

A= Área

(6)

Fuente: HEWITT, P. PEARSON., Física conceptual; México, 3 edición, 1999. P. 115.

Para basarse al inicio de este proyecto en qué es lo que se tiene y se debe realizar, se remitirá a la necesidad primordial de solucionar un problema que aqueja a muchos pozos de petróleo

que producen crudo pesado colombiano y aún más, con un corte elevado de agua, dando como resultado problemas de corrosión, abrasión y erosión, a lo que conlleva un gasto elevado de intervenciones para cuidar estos elementos como tuberías y herramientas necesarias para la dicha extracción del crudo.

Así que se basó en experiencias extranjeras en donde se introdujo la nueva tecnología de un sistema de transmisión lubricado STL en bombas de cavidad progresiva.

La invención de dicha idea está patentada por los señores Leoncio Del pozo, Julio Carbonetti, Gabriel Fernández y Walter Daniel Daparo en (Comodoro Rivadavia), la patente fue presentada el 17 de marzo de 2011 y fue publicada el 9 de febrero de 2012, su número de publicación es 20120034120.

Con ayuda de esta patente y algunos otros archivos, se realizó dicha investigación. A continuación, se explicará todo aquello que concierne a este trabajo de investigación.

El STL es una disposición para la extracción de hidrocarburos en pozos con bombas de cavidad progresiva que consiste en un tubo giratorio ubicado dentro de un tubo fijo que se extiende a lo largo de la caja del pozo. El tubo giratorio transporta el fluido desde el fondo del pozo hasta la superficie. Entre el tubo giratorio y el tubo fijo hay un espacio de anillo "O" en el que se inyecta un lubricante antifricción entre la cara externa del tubo giratorio y la cara interna del tubo fijo. El extremo inferior del tubo giratorio tiene una sección que sostiene orificios a través de los cuales fluye el fluido hacia él, se conecta a la bomba de cavidad progresiva por medio de una varilla, y su extremo superior se conecta a una salida de producción y a su mecanismo de propulsión. La sección superior del tubo fijo está conectada a un tubo de inyección de lubricante antifricción en el espacio que queda entre la rotación y los tubos fijos. Esta disposición evita el desgaste, como resultado de la fricción y la corrosión, de los tubos convencionales utilizados en los pozos de campo donde se realiza la extracción de fluidos por medio de bombas de cavidad progresiva.

Esta invención se refiere a una disposición para la extracción de hidrocarburos en pozos que utilizan bombas de cavidad progresiva, y más en particular se refiere a una disposición de tubería de extracción de aceite desarrollada para reducir su desgaste como resultado de la fricción y la corrosión en pozos de campo en los que la cavidad progresiva Se utilizan bombas o “PCP”.

1.5. Ventajas de la invención

Dentro de la técnica anterior en cuanto a este asunto, vale la pena mencionar que, por lo general, en pozos de campo de extracción de hidrocarburos, la transmisión de potencia del motor de superficie al tipo de bombas de “cavidades progresivas” o PCP, se realiza por medio de uno o más metales. Barras o barras que giran dentro del tubo de metal. Como la profundidad del pozo de producción puede ser de varios cientos de metros o más de mil metros, es imposible evitar cierto contacto y fricción entre la tubería y las varillas que giran en su interior. La bomba de cavidad progresiva utiliza el aceite que bombea desde el fondo del pozo como un lubricante entre las superficies que sufren esta fricción, es decir, entre la cara interna del tubo y la cara externa de las varillas que giran a lo largo de su interior. Una de las desventajas que surgen de la fricción entre las barras motrices de la bomba de fondo y la tubería aparece a medida que los campos petroleros envejecen, a medida que el proceso de recuperación secundario aumenta el porcentaje de agua en la mezcla "agua-aceite" que alcanza cantidades superiores al 95%. Lubricación deficiente y, en muchos casos, una situación combinada de desgaste de la tubería debido a la fricción y la corrosión. Como consecuencia de la fricción reiterada entre las varillas y los tubos, la capa límite protectora se rompe, esta capa se forma mediante la acumulación de un depósito delgado de hidrocarburo presente en el agua y / o mediante la inyección artificial

de cierto producto de revestimiento de película utilizado como no corrosivo, si se utiliza este último método, lo que provoca la corrosión y el desgaste de los tubos.

El propósito de esta invención es proporcionar una disposición para la extracción de hidrocarburos en pozos que utilizan bombas de cavidad progresiva, esta disposición se desarrolló con el objetivo de reducir el desgaste como resultado de la fricción y la corrosión en tubos convencionales utilizados en pozos de campo en los que la extracción de Los fluidos se realiza mediante bombas de cavidad progresiva. Esta disposición consiste en un tubo giratorio ubicado dentro de un tubo fijo colocado a lo largo de la caja del pozo. El tubo giratorio transporta el fluido desde el fondo del pozo hasta la superficie. Entre el tubo giratorio y el tubo fijo hay un espacio tipo "O" en el cual se inyecta un lubricante antifricción entre la cara externa del tubo giratorio y la cara interna del tubo fijo. El extremo inferior del tubo giratorio tiene una sección con orificios que permiten que los fluidos fluyan hacia él y está conectado a la bomba de cavidad progresiva por medio de una varilla, su extremo superior está conectado a una salida de producción y a su mecanismo de propulsión del motor. La sección superior del tubo fijo está conectada a un tubo de inyección de lubricante antifricción en el espacio que queda entre el tubo giratorio y el tubo fijo.

En la figura 8 se muestra la descripción grafica de un PCP convencional. (Izquierda). Y en la Figura 9 se muestra la descripción grafica de una PCP utilizando el STL. (Derecha). Realizando una comparación de las herramientas que se le deben implementar al sistema de transmisión lubricado.

En la Figura 8. Se muestra que el ejemplo ilustrado de una disposición de bombeo convencional consiste en una carcasa 1, con una salida de cabeza de pozo 2, que se mantiene dentro de un tubo 3, que lleva el fluido desde el fondo del pozo hasta la superficie, formado por una sucesión de secciones 4 Conectados entre sí por juntas 5. Entre la carcasa 1 y el

tubo 3 hay un espacio 13 en forma de anillo "O" definido longitudinalmente. La sección superior 4 de la tubería 3 que se proyecta desde la cabeza del pozo en la superficie T del terreno del campo tiene una salida de producción 6, a través del cual pasa la primera de una sucesión de varillas 8 conectadas entre sí por juntas 9, así como a través de una caja de empaquetadura 7, la última varilla 8 en la sección inferior 4 del tubo se conecta a una bomba PCP inferior 10. Para impulsar el movimiento giratorio del grupo de varillas 8 y, por consiguiente, para impulsar la bomba 10, la varilla superior 8 está conectada a un motor eléctrico 11 por medio de un mecanismo de transmisión 12 de correa y polea.

Como ya se ha indicado, la bomba 10 utiliza el aceite que bombea desde el fondo del pozo como lubricante entre las superficies sujetas a fricción, es decir, entre la cara interna del tubo 3 y la cara externa de las varillas 8 que gire a lo largo de su interior. A medida que los campos petroleros envejecen, aumenta el porcentaje de agua presente en la mezcla "agua-aceite", por lo que la lubricación se vuelve deficiente y causa que la tubería se desgaste debido a la fricción y la corrosión hasta que la capa límite protectora se formó como consecuencia de la acumulación. De un depósito delgado de hidrocarburo presente en el agua, se rompe.

En la figura 9. Se muestra la forma en que esta invención resuelve el problema del desgaste de las barras de bombeo debido a la fricción y su corrosión resultante se muestra. De hecho, la disposición aquí propuesta, dirigida a resolver tales problemas, consiste en un tubo giratorio 14 ubicado dentro de un tubo fijo 15, entre los cuales queda un espacio que sirve como contenedor de aceite lubricante, como puede verse en la figura 7, detallado bajo la referencia "A" en la figura 7. Para la inyección del aceite lubricante, el extremo superior del tubo fijo 15 está conectado a un tubo 22 al que se puede acceder desde la superficie T de tierra.

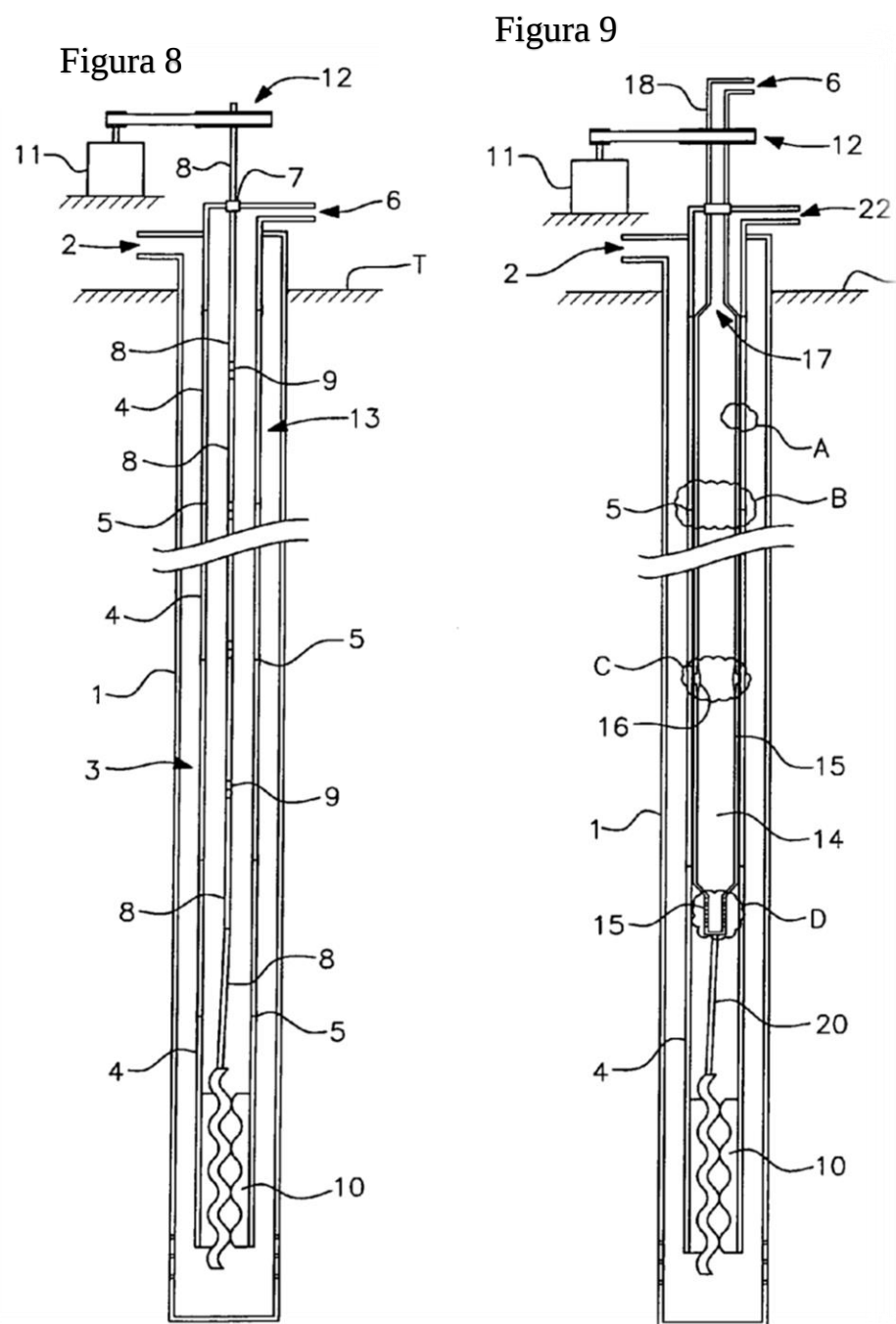


Figura 8,9. Descripción grafica de un PCP convencional y STL Adaptado de patente de Leoncio pozo de león, su número de publicación es 20120034120.

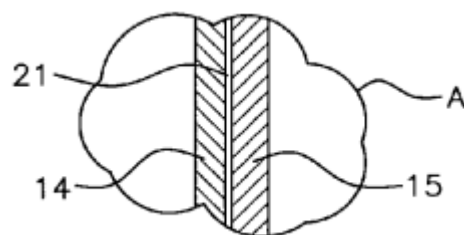


Figura 9. Sección A de la figura 8 Adaptado de patente de Leoncio pozo de león, su número de publicación es 20120034120.

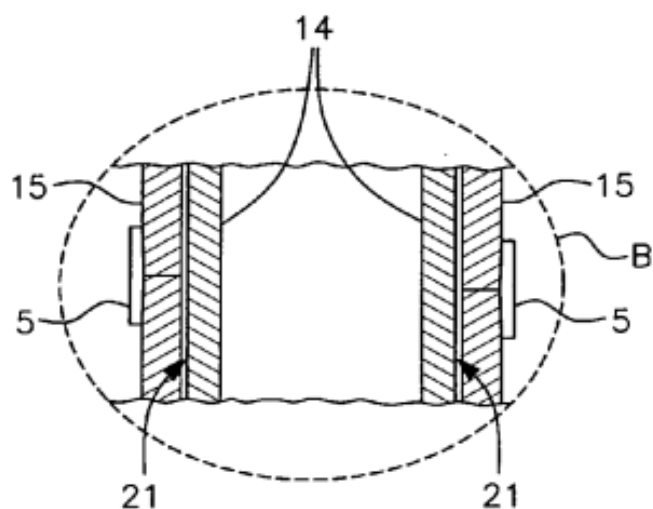


Figura 10. Sección B de la figura 7. Adaptado de Patente de Leoncio pozo de león, su número de publicación es 20120034120.

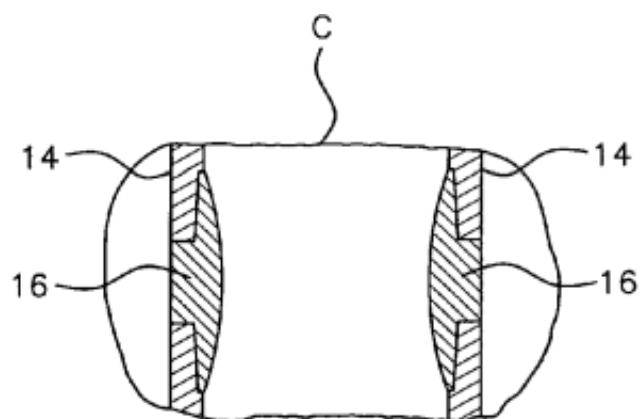


Figura 11. sección C de la figura 8 Adaptado de patente de Leoncio pozo de león, su número de publicación es 20120034120.

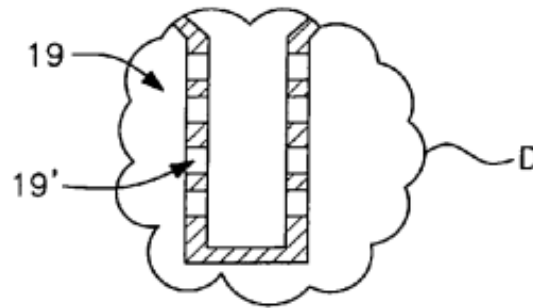


Figura 12. Sección D de la figura 8 adaptado de patente de Leoncio pozo de león, su número de publicación es 20120034120.

En la forma preferida de llevarlo a cabo, se describe y se dibuja, el tubo 14 tiene una sección de $2\frac{3}{8}$ pulgadas y el tubo 15 tiene una sección de $2\frac{7}{8}$ pulgadas, que es suficiente para lograr la lubricación necesaria para evitar el desgaste del tubo 14 como resultado de la fricción con el tubo 15. Es decir, la invención comprende una caja con la longitud necesaria para transformar el pozo en un cojinete gigante que operará protegido por la capa de aceite lubricante que se inyecta desde el exterior. De esta manera, se evita el desgaste interno de la tubería, como resultado de la fricción de las varillas, y la corrosión acelerada de la tubería, como ocurre en las disposiciones convencionales.

El tubo 15 está formado por una sucesión de secciones conectadas por medio de uniones 5, como se muestra en la figura 9, correspondiente al detalle B de la figura 8. El tubo 14 está formado por una sucesión de secciones conectadas por medio de uniones 16, como se muestra en la figura 10, correspondiente al detalle C señalado en la figura 8.

La sección superior del tubo 14 tiene una reducción de diámetro 17 desde donde se conecta a un tubo 18 con una junta articulada o "giratoria" que termina en la salida de producción 6. La sección inferior del tubo 14 muestra un extremo definido por un tubo 19 con orificios a través de los cuales fluye el fluido extraído por la bomba 10, dicha bomba está conectada a dicha sección inferior del tubo 14 por medio de una varilla 20, en la figura 12, el tubo 19 está

agrandado y está indicado en la figura 12 Bajo la referencia D, donde se pueden ver claramente sus agujeros 19`.

El tubo 14 transmite la potencia de salida y transporta el 100% del fluido extraído desde la parte inferior del pozo a la superficie a lo largo de su interior. La película de aceite 21 entre ambos tubos 14 y 15 (ver detalle de la figura) evita la corrosión interna del tubo 15 y la corrosión externa del tubo 14. Además, un recubrimiento de pintura en la cara interna del tubo 14, que transporta el fluido, contribuye a prevenir la corrosión interna causada por él. La única modificación en el tubo 14 consiste en la estructura de la unión roscada 16, adaptando el niple de conexión (vea el detalle C en figura 10) que permite unir ambos tubos sin modificar su diámetro exterior.

En resumen, la disposición, objeto de esta invención, consiste básicamente en el uso de dos tubos, 14 y 15, fabricación estándar API, de $2\frac{3}{8}$ pulgadas y $2\frac{7}{8}$ pulgadas respectivamente, que forman un " Cojinete hidráulico "desde la superficie hasta el fondo del pozo, que se puede lubricar llenando el espacio del anillo" O "entre ambos tubos con aceite limpio y con la viscosidad deseada. Este lubricante evita la corrosión y atenúa el desgaste entre los dos tubos 14 y 15. Esta disposición también permite el flujo de todo el fluido producido a lo largo del interior del tubo 14 sin partes internas móviles, permitiendo así la aplicación de un recubrimiento de pintura en su interior para evitar la corrosión interna. Además, se podría disponer una disposición similar con tubos que tengan diámetros diferentes, por ejemplo, diámetro interno de 1.42 pulgadas, diámetro externo de 1.88 pulgadas dentro de un tubo de diámetro interno de $2\frac{3}{8}$ pulgadas, o en otros diámetros, obteniendo el mismo y antes mencionado Efecto "cojinete hidráulico".

De este modo, se obtienen ventajas importantes en comparación con las disposiciones ya conocidas y utilizadas, tales como:

- Al aumentar el área de contacto entre las dos superficies de fricción, la presión de contacto disminuye. Esta presión de contacto causa desgaste, por lo que una menor presión de contacto produce menos desgaste (efecto "cojinete hidráulico").
- Permite reducir el número de revoluciones por minuto del tubo giratorio 14 que transmite potencia, ya que soporta una torsión mayor para mantener un diámetro mayor que las varillas en disposiciones convencionales, lo que le confiere un mayor momento de inercia, lo que permite una reducción en el número de ciclos de fricción originados por la frecuencia de rotación para la misma potencia aplicada, ya que al transmitir un par más alto, puede girar a una velocidad más lenta, lo que da como resultado un número menor de ciclos de desgaste.
- Permite agregar un lubricante artificial, elegido por el usuario, entre ambas superficies de fricción, es decir, entre los tubos 14 y 15.

Permite prescindir de varillas dentro del tubo que lleva la producción hacia la superficie, pudiendo aplicar pintura para evitar la corrosión en su cara interna.

2. CAMPO DIADEMA EN ARGENTINA

Para el estudio y análisis de experiencias usando el sistema de transmisión lubricada se escogió un campo en el país de Argentina, dicho campo fue el (campo Diadema) que se encuentra en el estado de Rivadavia. Comodoro Rivadavia, coloquialmente conocida en la región como Comodoro, es la ciudad más habitada de la provincia de Chubut y la cabecera del departamento Escalante en Argentina. Está ubicada al centro este de la Patagonia en el corazón

de la zona hidrocarburífera del golfo San Jorge. A continuación, se mencionará algunas características de algunos pozos del campo Diadema.

- Producción de crudo pesado y bitumen (< 12 °API) con cortes de arena hasta de 50%
- Producción de crudos medianos (de 12 a 20 °API) con contenido limitado de H₂S.
- Producción de crudos livianos dulces (> 20 °API) con limitaciones en el contenido de aromáticos.
- Pozos de crudo superficial.
- Pozos productores con altos cortes de agua y temperatura relativamente altas.

Condiciones operacionales:

El Yacimiento Diadema tiene una extensión de 9.406 Hectáreas y está ubicado en la Provincia de Chubut a 27 Km. de la ciudad de Comodoro Rivadavia. El primer pozo fue perforado por la empresa Shell en el año 1922 y el desarrollo comenzó tres años más tarde. Diadema a condiciones de operación severas:

- Altas RPM
- Producción de fluidos con altos % de agua (baja lubricación)
- Producción de fluidos con alto contenido de sólidos
- Porosidad: 25-30%

La producción bruta extraída por día ronda los 40000 m^3 , con una producción neta asociada de $1650\text{ m}^3/\text{día}$ ó 11000 bbls/d El corte de agua promedio del yacimiento es del 96%. Para lograr esta producción bruta, es necesario inyectar diariamente un caudal aproximado de 38.350 m^3 de agua, a las formaciones El Trébol y tope de Comodoro Rivadavia. (2003)

A continuación, se detalla la información referida al sistema PCP en el Yacimiento Diadema:

- Rango de caudal de bombas: 30 -250 m^3/d
- Rango de presión de bombas: 100-150 kg/cm^2
- Geometría de bombas: Single lobe PC-pump
- Elastómero: NBR- Nitrílico convencional

El campo diadema utilizaba el sistema de levantamiento artificial por bombas de cavidades progresivas, pero al tener un elevado corte de agua y una producción de crudo de bajo API, se vieron en la necesidad de utilizar el sistema de levantamiento artificial con sistema de transmisión lubricado. Puesto que presentaron problemas de desgaste de material en donde se veía que los materiales estaban desgastados por el contacto continuo de la varilla de la bomba PCP con el tubing de producción, se mostraran algunas imágenes que evidencian lo ocurrido en este campo.



Figura 13. Partes de tubing desgastados por la varilla de la PCP. Sistema de transmisión lubricado [PDF]. (2013). Comodoro Rivadavia: Leoncio del Pozo, p10.



Figura 14. Partes de tubing desgastados por la varilla de la PCP. Sistema de transmisión lubricado [PDF]. (2013). Comodoro Rivadavia: Leoncio del Pozo, p12.

Las figuras 13 y 14, muestran como es el desgaste que existe en los pozos en donde una sección de la varilla pega con el tubing haciendo que genere desgaste por causas de fricción y erosión entre el fluido que está presente en contacto con el metal de la varilla de la bomba PCP y del tubing de producción. Generando así grandes pérdidas de tiempo y económicas puesto que si estas secciones se desgastan se deben hacer operaciones de “Pulling” (intervenciones para revisar o cambiar partes dañadas de la tubería) y esto conlleva a que se detengan las operaciones de producción hasta que se resuelva este problema.

Por esto mismo los pozos del campo Diadema implementaron el Sistema de Transmisión lubricado, para disminuir los problemas de desgaste de los materiales. Dando como resultado una mejoría en las operaciones de Pulling como se muestra en la figura 15. Las líneas verdes verticales en la figura 15 muestran las veces que se debía hacer mantenimiento y pulling en los pozos para verificar el estado de las herramientas y se evidencia desde la implementación de STL un cambio entre fechas por años para dichas verificaciones.

Así mismo en los pozos en donde se implementó el sistema de transmisión lubricado se mostró en la figura 16 una caída considerable de Pulling, o las veces que se debían hacer operaciones para verificar si la tubería estaba en óptimas condiciones, a lo que a su vez llevo a

una ganancia de dinero puesto que cada operación para la revisión de estos mismos conllevaba una suma elevada de dinero para la empresa sin mencionar el tiempo en que se debía de parar la producción de hidrocarburo. Así, dio como resultado una buena implementación de un sistema de transmisión lubricado en pozos donde se trabajaba con un sistema de levantamiento artificial por cavidades progresivas.

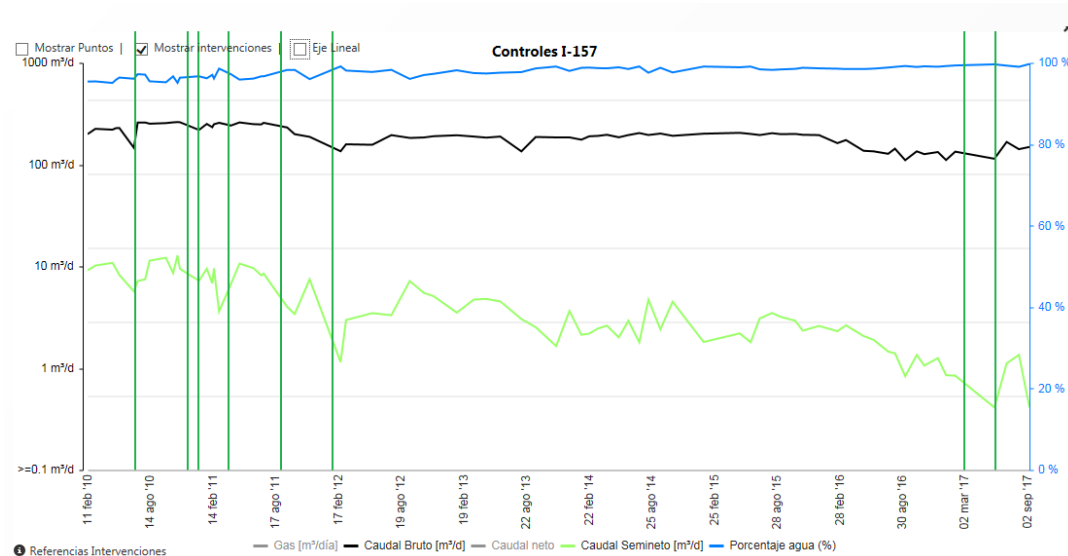


Figura 15. Grafica Impacto del Pulling en los pozos del campo Diadema. Sistema de transmisión lubricado [PDF]. (2013) Modificado por autores.

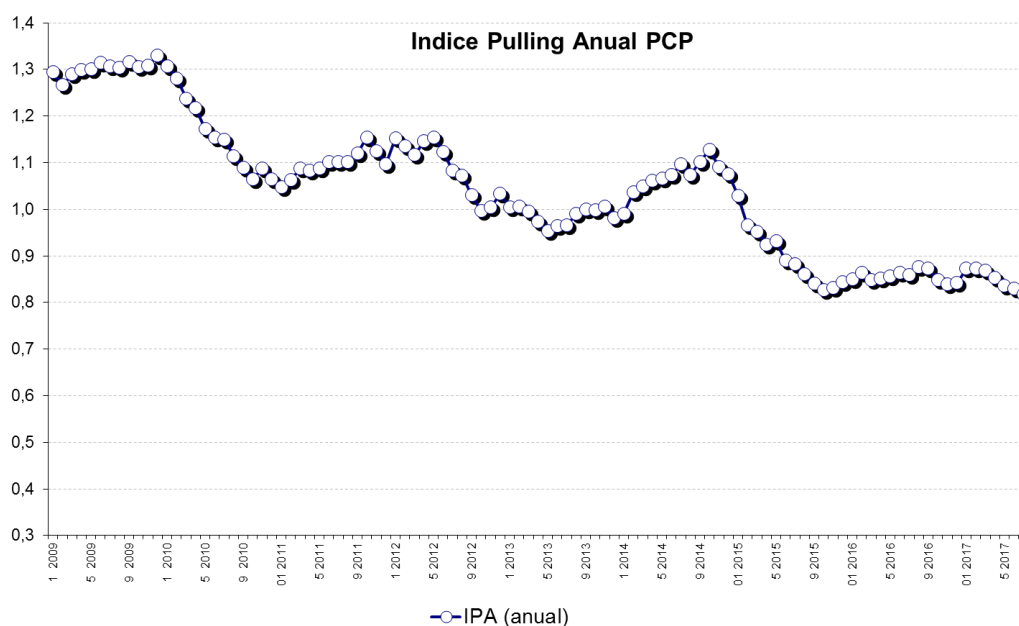


Figura 16. Grafica Impacto en el índice de Pulling PCP. Sistema de transmisión lubricado [PDF]. (2013) Modificado por autores.

En este trabajo de investigación se propone evaluar un caso de éxito extranjero en Argentina. En el campo Diadema se evidencio una serie de componentes y parametros que se utilizaron para llevar a cabo la implementación del sistema de transmisión lubricado (STL) en el sistema de levantamiento artificial por cavidades progresivas (PCP) y continuamente dar una breve comparación entre los pozos colombianos y el mencionado anteriormente. A continuación se mostraran algunos parametros importantes.

2.1. Estado mecanico de un pozo en el campo Diadema en Argentina.

2.1.1. Esquema pozo Ea – 160. Cada pozo tiene su propia referencia de diseño, puesto que se utiliza de forma similar en su instalación pero teniendo en cuenta varios factores que pueden incidir en algun cambio en su propio diseño, esos items dependen del tipo de hueco, tipo de crudo, y presiones que se estan utilizando entre otros aspectos.

A lo largo de este trabajo se estara mostrando cada uno de los esquemas y diseños que se utilizaran como referencia para realizar una breve comparación entre varios puntos de inflexión a los que iremos hablando uno por uno detalladamente.

La instalación bajada y usada para el estado mecanico de dicho pozo fue de: 1 BHD de diametro 2 7/8 in, un TBG + Reducción de 2 7/8 in de diametro y otro de 3 ½ in de diametro, 126 TBG de 2 7 /8 in de diametro de condición D/P y 10 TBG de 2 7/8 in de diametro, con una cabeza de pozo estandar de 5 ½ in de condición D/P.

Un BBA. G-25-200-R XBC-24-4 de diametro 2 in y con identificación WC-271, una Transición + trozo de B/H con diametro de 1in e identificación X4`, un trozo de B/H siderca con diametro de 1 in e identificación de X6`, un NDF siderca de 48 mm de diametro, 132

barras huecas siderca de 48 mm de diametro de condición D/P, Un trozo de B/H siderca de 48 mm de diametro, una Transición Hueca R/SID. A de 1 ½ in de diametro y un Vastago hueco con diametro 1 ½ in y condición D/P e identificación X 30`.

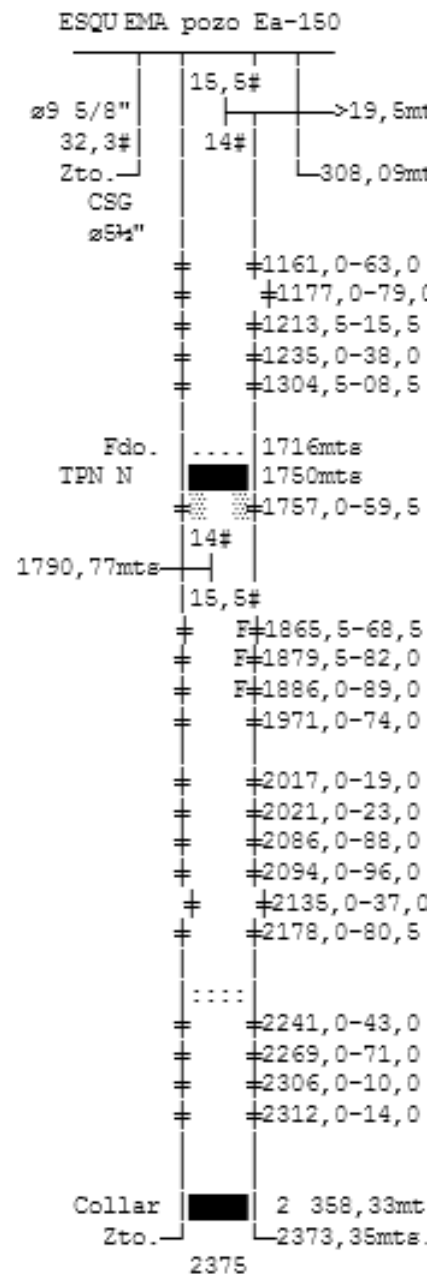


Figura 17. Esquema del estado mecánico en pozo Ea-160 Tomado de Capsa hoja de cálculo de STL 2017

2.1.2. Esquema de pozo E – 200. Se utilizaran 18 TBG S de punta liza con diametro de 2 7/8 in a una profundidad de 1317,53 metros, luego un Ancla de torque con un diametro de 9 5/8 in de identificación AT958-4995456 se encontrara a una profundidad de 1143,81 metros, añadiendo ademas una Platina + Niple (dist) con diametro de 4 in a la misma profundidad, incluyendo un cierto tipo de Estator 400-120-ST50 de diametro 4 in con identificación 1605 X 0188 a 1142,91 metros de profundidad. Tambien 2 TBG S Espaciadores de 2 7/8 in de diametro a una profundidad de 1135,55 metros. Se utilizaron 115 TBG S de 2 7/8 in y 1 TBG S de 3 1/2 in.

Tabla 5.

Instalación bajada en pozo Ea-160.

Instalación Bajada					
Elemento	Diam (")	Identificación (Nº)	Condición	Cantidad	Profundidad (m)
BHD	2 7/8"		I	1	1316,04
TBG+Reducción	2 7/8"		I	1	1315,81
TBG+Reducción	3 1/2"		I	1	1305,98
TBG	2 7/8"		D/P	126	1296,34
TBG	2 7/8"		I	10	95,54
Cab. De pozo estándar 5 1/2"	2 7/8"		D/P	1	
BBA. G-25-200-RXBC-24-4	2"	WC-271	II	1	
Transición + Trozo de B/H	1"	X 4`	D/P	1	
Trozo de B/H SIDERCA	1"	X 6`	D/P	1	
NDF SIDERCA	48mm		I	1	
BARRA HUECA SIDERCA	48mm		D/P	132	
BARRA HUECA SIDERCA	48mm		II		
Trozo de B/H SIDERCA	48 mm		I		
Transición Hueca R/SID. A	1 1/2"		I		
VTGO. HUECO	1 1/2"	X 30`	D/P	1	

Para el diseño del Rotor PCP se utilizaron las siguientes especificaciones. Rotor 400-120-ST50 de identificación 165-M-97, un V/B x 25 de diametro 1 in, 1 NDF de 48 mm de diametro, 115 B/huecas de 48 mm de diametro 2 T Roza S con 48 mm de diametro y por ultimo 1 Vastago hueco x10 de 1 ½ in de diametro. Ademas se coloco un colgador Versaflex 9,5/8"x5,1/2" a 1324,8metros de profundidad y un Zapato Guía 9,5/8" a 1355,6 metros de profundidad. Un Casing 5,1/2" 17# N80 XP BTC ranurado y un Zapato 5,1/2" a 2752 metros.

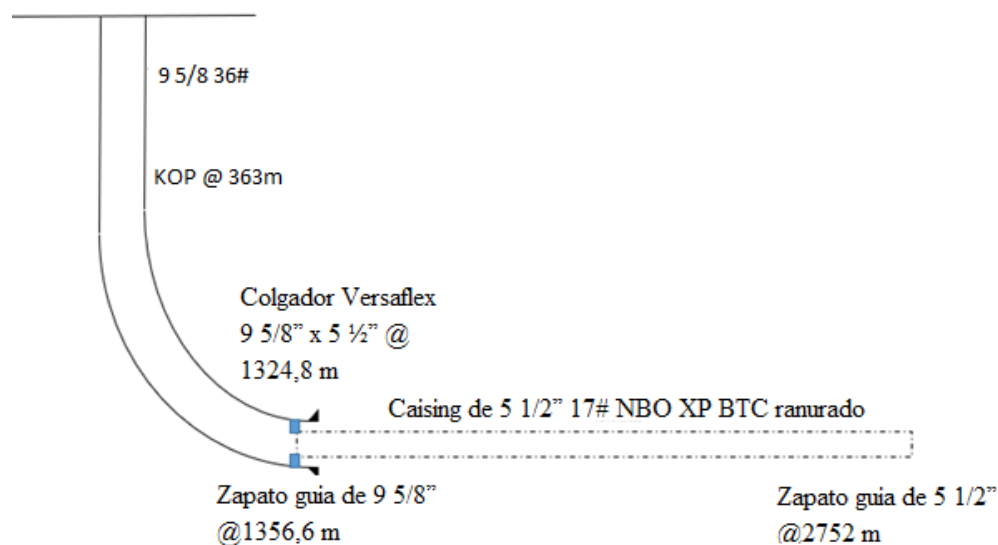


Figura 18. Esquema del estado mecánico en pozo E-200 Tomado de Capsa hoja de cálculo de STL 2017

Tabla 6

Instalación bajada en pozo E 200.

FECHA DE INSTALACION 14/09/2016					
Elemento	Diámetro (inch)	Identificación (Nº)	Condición	Cantidad	Profundidad .
TBGS Punta liza	2 7/8		POZO	8	1317,53
Ancla de Torque	9 5/8	AT958-4995456	I	1	1143,81
Platina + Niple Dist	4		I	1	1143,31
Estator 40 0-120-ST50	4	160 5X0188	I	1	1142,91
TBGS Espaciadores	4		I	2	1135,55
TBGS	2 7/8		I	115	1116,27
TBGS	3 1/2		I	1	
DISEÑO ROTOR PCP					
Rotor R 400-120-ST50		165-M-97	I	1	

V/B X25	1		I	1	
NDF	48MM		I	1	
B/Hueca S	48MM		I	115	
Trozo S Hueco S	48MM	X6 X 4	I	2	
Vástago Hueco x10	1 1/2		I	1	

2.1.3. Esquema pozo K 376 con STL aplicado. El estado mecánico para un pozo en el campo diadema que ya se utilizó el sistema de transmisión lubricado en el PCP fue: pozo K 376, además 8 TBG 2 7/8 in de condición D/P a 769,65 metros de profundidad, una ANCLA LEB de 5 1/2 in con identificación ATL5501391 de condición D/P a una profundidad de 692,77, una Platina + Niple/D de diámetro 4 in condición D/P a una profundidad de 691,97, un Estator 400-150-ST-62 de diámetro 4 in con identificación 1604x0271 de condición D/P a 691,35 metros. Un TBG de 4 in D/P a 680,3 metros. 15 TBG de 2 7/8" de diámetro e identificación J-55 de condición D/P a 670,72 metros, 15 TBG de 2 7/8" de diámetro e identificación J-55 de condición D/P a 526,36 metros, 40 TBG de 2 7/8" de diámetro e identificación J-55 de condición D/P a 381,98 metros.

Para el **ROTOR**

Rotor 400-150-ST-62

V/B de 1 1/8" de diámetro e identificación x 25` en condición D/P

NDF (niple derivador de flujo) de 59 mm de diámetro en condición D/P

70 B/H de 48 mm de condición D/P

1 B/H de 48 mm de condición II

3 TROZOS de 48 mm de diámetro con identificación 1 x 6 + 2 x 4` de condición D/P

1 VASTAGO HUECO de diámetro 1 1/2" e identificación x10` + transición en condición I.

Como se puede apreciar, las herramientas utilizadas en un sistema de levantamiento artificial PCP no difieren mucho con las de uno de sistema de transmisión lubricado, dando como resultado el poder implementarlo con facilidad en pozos colombianos que estén funcionando con PCP.

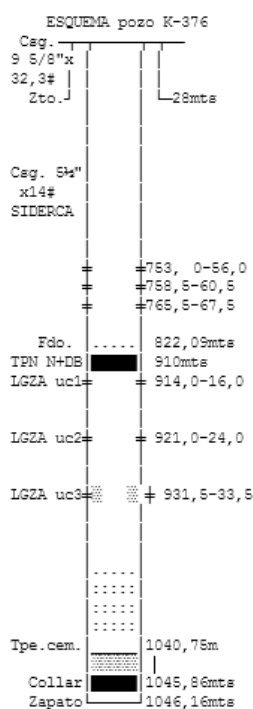


Figura 19. Esquema del estado mecánico en pozo K-376 con STL aplicado. Tomado de Capsa hoja de cálculo de STL 2017

En las figuras 17, 18 y 19, se muestran los estados mecánicos con los que los pozos (Ea 160, E 200 y K 376 con STL aplicado) respectivamente, donde van acompañados con las Tablas 3, 4, 5 y 6 y con ellas evidencian las herramientas que se bajaron en pozo para la aplicación del PCP y del PCP con STL aplicado. Se hace una referencia especial en los elementos, diámetros, identificación del elemento, la condición, cantidad y profundidad a la que están instalados los elementos.

En las tablas 5 y 6 se evidencia un cambio en donde se estaba utilizando el sistema de Bombeo por cavidades progresivas y luego se implementa el sistema de transmisión lubricado STL, mostrando así en las casillas de color amarillo que se ven en la tabla 6, los cambios que se hacen pero manteniendo la naturalidad del sistema de bombeo PCP. Un cambio que no se

debe pasar por alto es el cambio de Rotor, estator y el diametro de la tubería que se utilizó en el pozo K-376 de un campo en Argentina. Todos ellos hacen parte de las condiciones ideales para implementar el STL. Lo que nos servirá para continuar con nuestro siguiente objetivo que es la comparación con pozos colombianos.

Tabla 7.

Instalación bajada en pozo K-376

Elemento	Diám. (inch)	Identificación (N.º)	Cond.	Cant.	Prof. (m)
TBG	2 7/8 inch		D/P	8	769,65
Ancla LEB	5 1/2 inch	AT L5501391	D/P	1	692,77
Platina +Niple/D	4 inch		D/P	1	691,97
Estator 400-150-ST-62	4 inch	1604X0271	D/P	1	691,35
TBG	4 inch		D/P	1	680,3
TBG	2 7/8 inch	J-55	D/P	15	670,72
TBG	2 7/8 inch	J-55	D/P	5	526,36
TBG	2 7/8 inch	J-55	D/P	40	381,98
Rotor 400-150-ST-62			D/P	1	
V/B	1 1/8 inch	X25	D/P	1	
NDF	59 mm		D/P	1	
B/H	48 mm		D/P	68	
B/H	48 mm		D/P	2	
B/H	48 mm		II	1	
Trozos	48 mm	1 X 6 + 2 X 4`	D/P	3	
VTG Hueco	1 1/2 inch	X 10 + Transición	I	1	

Tabla 8.

Instalación bajada en pozo K-376 con STL aplicado.

Elemento	Diám. (inch)	Identificación (Nº)	Cond.	Cant.	Prof. (m)
TBG S PUNTA LIZA	2 7/8"		POZO	8	1317,53
Ancla DE TORQUE	9 5/8"	AT 958-4995456	I	1	1143,81
Platina +Niple DIST	4"		I	1	1143,31
Estator 400-120-ST-50	4"	1605X0188	I	1	1142,91
TBG S ESPACIADORES	4"		I	2	1135,55
TBG S	2 7/8"		I	15	1116,27
TBG S	3 1/2"		I	1	

DISEÑO ROTOR PCP					
Rotor 400-120-ST-50		165-M-97	I	1	
V/B X25	1		I	1	
NDF	48 mm		I	1	
B/Hueca S	48 mm		I	115	
trozos hueco S	48 mm	X6 X4	I	2	
VTG Hueco	1 ½ inch		I	1	

De este modo, se introducirá en la comparación de varias propiedades y características de un pozo en donde ya se implementó la patente “tecnología STL”. Teniendo presente la funcionalidad y los componentes que son fundamentales de dicha herramienta, se harán varias comparaciones y descripciones de varios pozos en el campo Diadema para posterior a esto realizar una comparación con algunos campos colombianos.

3. Parámetros de Selección de pozos en Colombia.

Para esta sección de la investigación, se decidió elegir tres tipos de pozos colombianos con diferentes características para la interpretación, comparación y posterior evaluación de la información adquirida. Pudiendo así dar un análisis técnico para ver si es viable la implementación de un sistema de transmisión lubricado en dichos pozos que están trabajando con un sistema de levantamiento artificial por cavidades progresivas. A estos pozos le daremos el nombre de UIS 01, UIS 02 Y UIS 03 respectivamente por temas de confidencialidad.

Los parámetros para tener en cuenta para la selección de dichos pozos estuvieron evaluados por factores tales como la profundidad, la desviación, la geología y estratigrafía, tipo de fluido etc. Por ejemplo, La geometría es un parámetro muy importante para la selección del sistema de levantamiento artificial, por ejemplo, para el Bombeo por Cavidades Progresivas, en pozos desviados u horizontales el ángulo del hoyo y la severidad de la curvatura gobiernan el contacto

entre la sarta de varillas y la tubería de producción, lo que genera desgaste y esfuerzos adicionales, que en conclusión es viable la implementación de este sistema en pozos de este estilo. Las profundidades de los pozos del campo son un factor relevante para el diseño de las bombas, ya que nos indica la altura total (ft o mt) requerida o necesaria para bombear el caudal de fluido deseado. La eficiencia mostrada en la curva del comportamiento de una bomba electro sumergible permite conocer la zona óptima de operación donde ésta puede operar sin ningún problema y sin ningún empuje axial que afecte su comportamiento.

3.1. Pozos candidatos colombianos:

En seguida se describen los pozos seleccionados, se realiza un análisis de problemas operacionales y la descripción de las características del pozo y propiedades del fluido. A continuación, se darán explicará detalladamente los pozos UIS 01 y UIS 03, el pozo UIS 02 se hablará en el siguiente capítulo.

3.1.1. Pozo UIS 01: toda la información obtenida se da para el 22 de marzo del 2017, a continuación, se mostrarán algunas de sus características y propiedades con las que el pozo UIS 01 hace parte de la selección para su implementación de STL. Tiene gravedad del aceite de 22 API, tiene un GOR de 150 scf/stb, cuenta con una presión de punto de burbuja de 150 psi, la temperatura de cabeza de pozo es de 80 F, gas gravedad de 0.7, sus viscosidades evaluadas en fondo y cabeza son de (viscosidad @BHT: 25 Cp), (Viscosity @WHT: 96.25 Cp), su Flowline press es de 120 psi y su presión del caising es de 0 psi.

En la tabla 3 se muestran propiedades y condiciones de potencia a las cuales el pozo UIS 01 opera, se muestran características tales como presión estática, el índice de productividad, su corte de agua, la tasa de fluidos en superficie y en fondo, la expectativa de lo que se espera producir, la profundidad a la que está la sección de perforados y por último la presión de las bombas que el sistema tiene.

Tabla 9.

Condiciones de potencia del pozo UIS 01.

CONDICIONES DE POTENCIA				
Presión estática (PSIA)	409	En la parte inferior de perforados	3.420	FT-TVD
Índice de productividad	1,38	BFPD/PSI		
Corte de agua	89,7	%		
Tasa de fluidos en Top de perforados	280	BFPD	Pump Intake at Top Perfs & Pwf = 0	
Expectativa de la tasa de fluido	300	BFPD		
Tasa de fluido en Bottom de perforados	562	BFPD	AOF: Absolute Open Flow (flujo absoluto)	

Tabla 10.

Condiciones de potencia pasado un año del pozo UIS 01.

CONDICIONES DE POTENCIA DESPUÉS DE 1 AÑO				
Presión estática (PSIA)	409	En la parte inferior de perforados	3.420	FT-TVD
Índice de productividad	1,38	BFPD/PSI		
Corte de agua	92,5	%		
Tasa de fluidos en Top de perforados	280	BFPD	Pump Intake at Top Perfs & Pwf = 0	
Expectativa de la tasa de fluido	350	BFPD		
Tasa de fluido en Bottom de perforados	535	BFPD	AOF: Absolute Open Flow (flujo absoluto)	

Como se evidencia en las tablas de condiciones de potencia, el crecimiento del corte de agua que paso de 89,7% a 92,5% infiere automáticamente una expectativa alta den la tasa de fluido que paso de 300 BFPD a 350 BFPD, y continuamente se reduce la tasa de fluido en el fondo de perforados que cambio de 562 BFPD a 535 BFPD.

En la figura 15 se muestra el estado mecánico del pozo UIS 01 se mostrará a continuación donde se evidencia la profundidad total del pozo y además se muestra el tipo de tubería y accesorios que se utilizaron para dicho pozo.

Tabla 11

Tipo de casing utilizado en el pozo UIS 01.

CASINGS										
SURFACE CASING										
Nombre componente	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	connection	Nominal ID (in)	Drift (in)	ID
CASING Joint (s)	16	334,6	7	9,625	36	k-55	BTC	8,921	8,765	
FLOAT SHOE	334,6	336	1	9,625		k-55	BTC	0	0	
PRODUCTION CASING										
Nombre componente	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	connection	Nominal ID (in)	Drift (in)	ID
CASING Joint (s)	16	2817,3	71	7	23	N-80	BTC	6,366	6,25	
FLAG JOINT	2817,3	2838,2	1	7	23	N-80	BTC	6,366	6,25	
CASING Joint (s)	2838,2	3690,9	21	7	23	N-80	BTC	6,366	6,25	
FLOAT COLLAR	3690,9	3691,9	1	7	23	N-80	BTC	0	0	
CASING Joint (s)	3691,9	3730,7	1	7	23	N-80	BTC	6,366	6,25	
FLOAT SHOE	3730,7	3732	1	7	23	N-80	BTC	0	0	

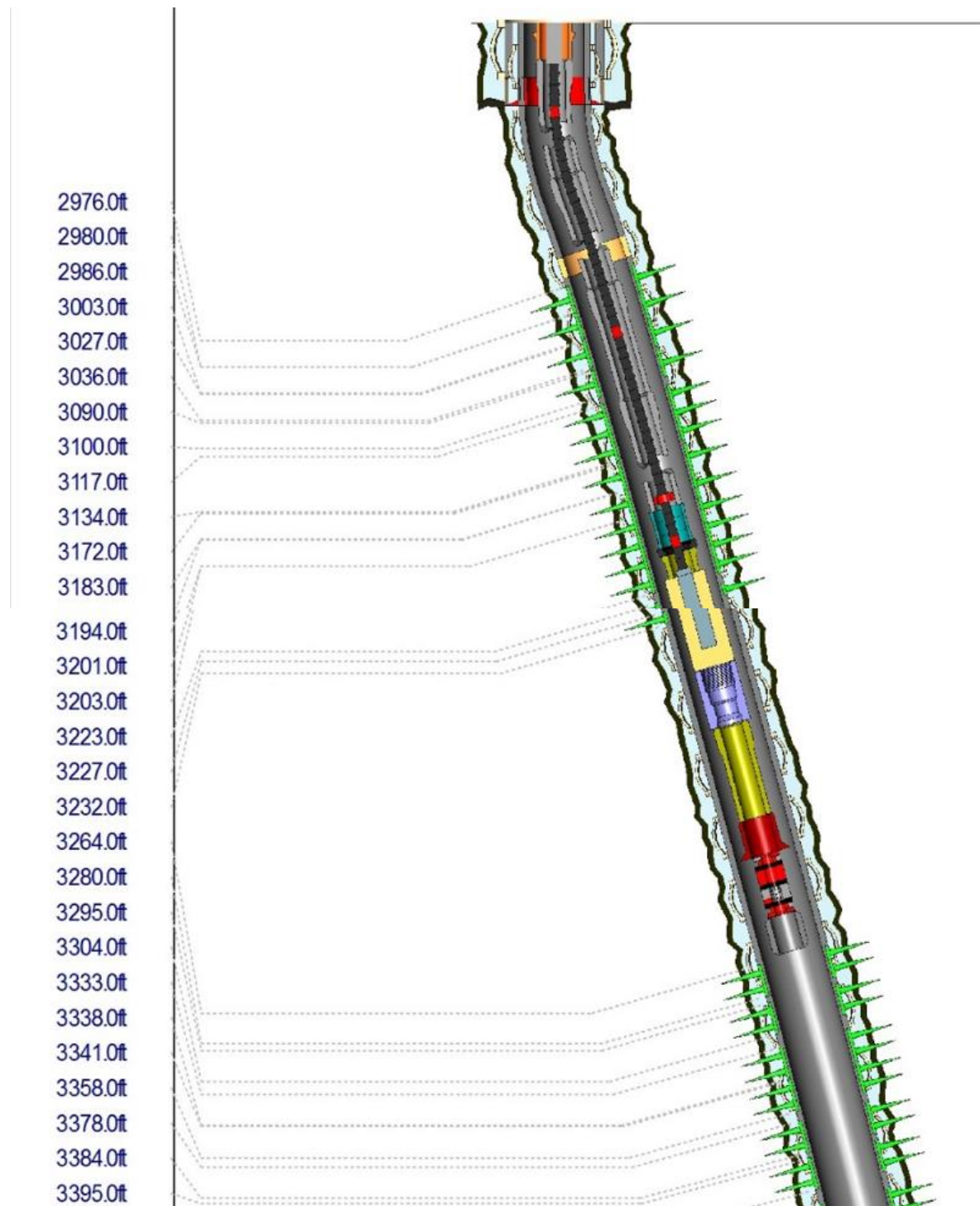


Figura 20. Estado mecánico del pozo UIS 01 Tomado de hoja de diseño Ecopetrol, 2017. Editado por los autores.

Tabla 12.*Equipo utilizado del pozo UIS 01.*

WELBORE EQUIPMENT TUBING STRING									
Nombre componente	Joints	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Nominal OD (in)	Nominal ID (in)	Grade	Connection	Weight (ppf)	Condition
Tubing Hanger (rotating)	1	16	16,8	7,062			3-1/2 in EUE		RERUN
Tubing Joint	10					J-55	3-1/2 in EUE		
	5	16,8	3210	3,5	2,992	55	3-1/2 in EUE	,3	NEW
Seating Nipple	1	3210,4	3211,5	3,5			3-1/2 in EUE		NEW
swivel Joint	1	3211,5	3213,3	5			3-1/2 in EUE		REPAIRED
Pup joint	1	3213,3	3219,4	3,5		J-55	3-1/2 in EUE		USED
Stator 40-1800	1	3219,4	3240,2	4			3-1/2 in EUE		RERUN
No-go	1	3240,2	3242	4			3-1/2 in EUE		RERUN
Pup joint	1	3242	3250	3,5	2,992	J-55	External - Ups	9,3	RERUN
Anchor shoe	1	3250	3251,2	5			3-1/2 in EUE		REPAIRED
Gas separator	1	251	254	5			3-1/2 in EUE		RERUN
Tubing Coupling	1	3254	3254,5	3,5			3-1/2 in EUE		RERUN
ROD STRING									
Nombre componente	Joints	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Nominal OD (in)	Nominal ID (in)	Grade	Connection	Weight (ppf)	Condition
Polished Rod	1	15	45,8	1,5					RERUN
Corod	1	45,8	717,8	1		970 N			NEW
Corod	1	717,8	3116,8	1		970 N			NEW
Shearcoupling	1	3116,8	3117,9	2					NEW
Corod	1	3117,9	3217,9	1		970 N			NEW
Rotor	1	3217,9	3235,4	1,5					INSPECTED

En las Tablas 11 Y 12 se mostrarán con valores y números el estado mecánico con el que el pozo UIS 01 entra a ser candidato y posteriormente evaluado para la funcionalidad

de nuestra investigación para determinar si es viable o no la implementación de un sistema de levantamiento artificial con sistema de transmisión lubricado.

4.1.2. Pozo UIS 03: los datos del pozo UIS 03 son del 3 de enero del 2018 y sus propiedades y características principales son las mismas que las del pozo UIS 01. Solo cambia su completamiento que a continuación será explicado detalladamente. La gravedad del aceite es de 22 API, tiene un GOR de 150 scf/stb, cuenta con una presión de punto de burbuja de 150 psi, la temperatura de cabeza de pozo es de 80 F, densidad de gas 0,7, sus viscosidades evaluadas en fondo y cabeza son de (Viscosity @BHT: 25 Cp), (Viscosity @WHT: 96.25 Cp), su Flowline press es de 120 psi y su casing press es de 0 psi.

En la tabla 15 se muestran propiedades y condiciones de potencia a las cuales el pozo UIS 03 opera, se muestran características tales como presión estática, el índice de productividad, su corte de agua, la tasa de fluidos en superficie y en fondo, la expectativa de lo que se espera producir, la profundidad a la que está la sección de perforados y por último la presión de las bombas que el sistema tiene.

En la tabla 14 se hace una comparación después de un año para ver las condiciones de potencia con las que estos pozos están trabajando.

Tabla 13.

Condiciones de potencia del pozo UIS 03.

CONDICIONES DE POTENCIA				
Presión estática (PSIA)	627	En la parte inferior de perforados	2.982	FT-TVD
Índice de productividad	7,59	BFPD/PSI		

Corte de agua	96,4	%	
Tasa de fluidos en Top de perforados	524	BFPD	Pump Intake at Top Perfs & P _{wf} = 0
Expectativa de la tasa de fluido	1.028	BFPD	
Tasa de fluido en Bottom de Perforados	1275	BFPD	AOF: Absolute Open Flow (flujo absoluto)

Tabla 14.

Condiciones de potencia pasado un año del pozo UIS 03.

CONDICIONES DE POTENCIA DESPUÉS DE 1 AÑO				
Presión estática (PSIA)	627	En la parte inferior de perforados	2.982	FT-TVD
Índice de productividad	7,59	BFPD/PSI		
Corte de agua	96,4	%		
Tasa de fluidos en Top de perforados	524	BFPD	Pump Intake at Top Perfs & P _{wf} = 0	
Expectativa de la tasa de fluido	1.028	BFPD		
Tasa de fluido en Bottom de perforados	1275	BFPD	AOF: Absolute Open Flow (flujo absoluto)	

Como se evidencia en las tablas de condiciones de potencia muestra las mismas condiciones después de un año operándolo.

En la figura 16 se muestra el estado mecánico del pozo UIS 03 donde se evidencia la profundidad total del pozo y además se muestra el tipo de tubería y accesorios que se utilizaron para dicho pozo, teniendo en cuenta la profundidad y distancia a la que cada herramienta esta puesta en el sistema.

En las Tablas 10, 11, 12, se mostrarán con valores y números el estado mecánico con el que el pozo UIS 03 entra a ser candidato y posteriormente evaluado para la funcionalidad de nuestra investigación para determinar si es viable o no la implementación de un sistema de levantamiento artificial con sistema de transmisión lubricado.

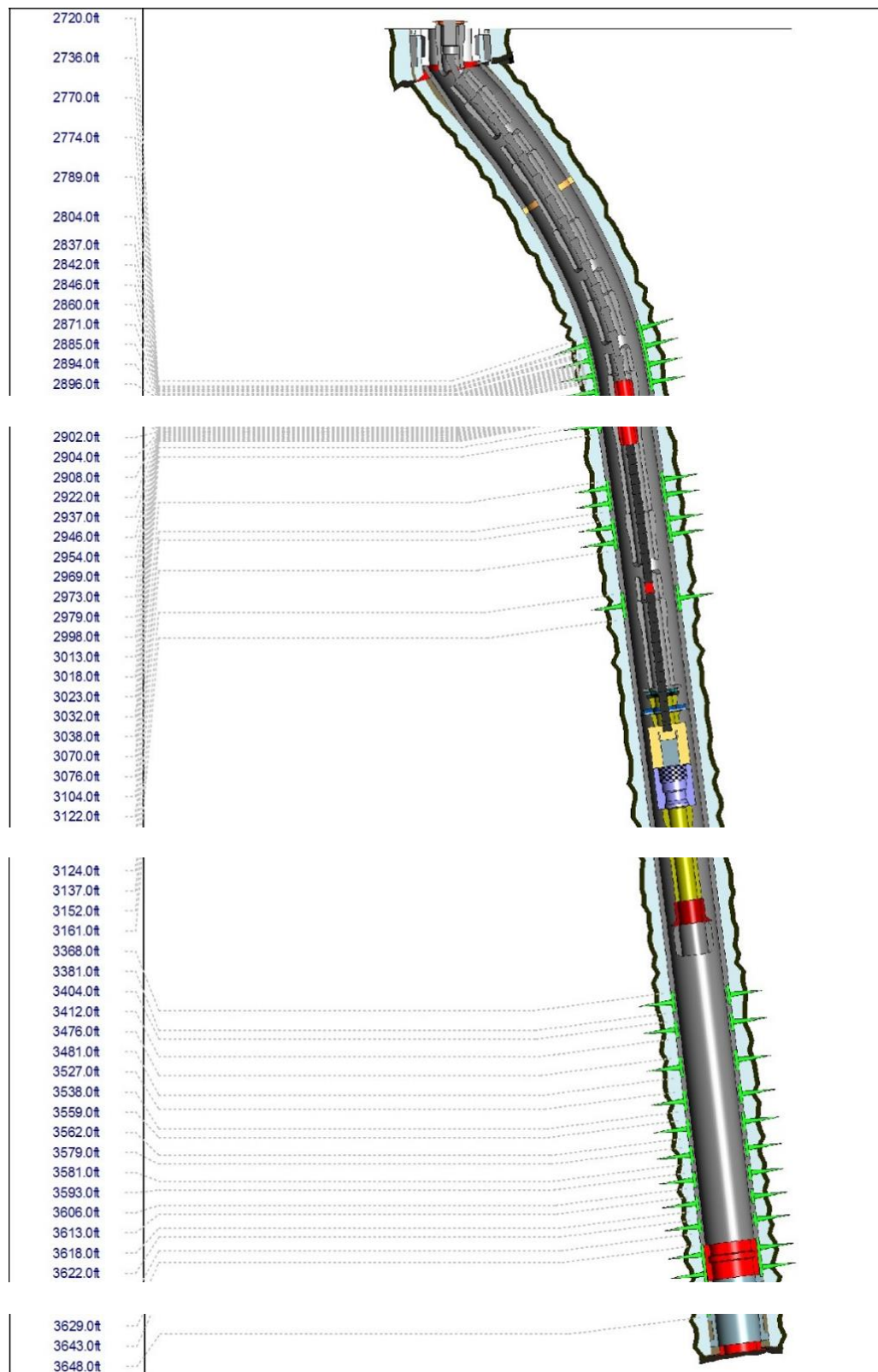


Figura 21. Estado mecánico del pozo UIS 03. Tomado de hoja de diseño OXY Andina 2018.

Tabla 15.*Tipo de Casing utilizado en el pozo UIS 03.*

CASINGS									
SURFACE CASING									
Nombre componente	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
Pup Joint	16	22,1	1	9,625	36	K-55		8,921	8,765
Casing Joint	22,1	316,4	8	9,625	36	K-55		8,921	8,765
Float Shoe	316,4	317,9	1	9,625	36	K-55		8,921	8,765
PRODUCTION CASING									
Nombre componente	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
Pup Joint	16	24,6	1	7	26	N-80		6,276	6,151
Casing Joint	24,6	2352,1	61	7	26	N-81		6,276	6,151
Flag Joint	2352,1	2373,4	1	7	26	N-82		6,276	6,151
Casing Joint	2373,4	3643,7	33	7	26	N-83		6,276	6,151
Float collar	3643,7	3644,7	1	7	26	N-84		6,276	6,151
Shoe Joint	3644,7	3682,8	1	7	26	N-85		6,276	6,151
Float Shoe	3682,8	3684,3	1	7	26	N-86		6,276	6,151

En las tablas de la 5 hasta la 16, se explica el tipo de perforación, completamiento y sistema de producción que tienen los pozos seleccionados para el estudio y comparación de la implementación del sistema de transmisión lubricado.

Estos datos son de gran ayuda puesto que permiten realizar una comparación más detallada a la hora de evaluar la similitud de los pozos colombianos con el pozo del campo Diadema de Argentina, y así minimizar el rango de inexactitud a la hora de poner en marcha la posible implementación del Sistema de Transmisión Lubricado, además de verificar y tener una guía clara y tangible de los costos de la implementación que es lo más importante a la hora de realizar o poner en marcha un proyecto.

Tabla 16.*Equipo utilizado del pozo UIS 03.*

WELBORE EQUIPMENT										
TUBING STRING										
Nombre componente	Joints	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	MD	Nominal OD (in)	Nominal ID (in)	Grade	connection	Weight (ppf)	condition

Tubing Hanger (rotating)	1	16	16,8	7,062	2,992		3-1/2 in EUE		RERUN	
Tubing Joint	100	16,8	3062,4	3,5	2,992	J-55	3-1/2 in EUE	9,3	NEW	
Tubing Joint	2	3062,4	3124,9	3,5	2,992	J-56	3-1/2 in EUE	9,3	NEW	
Tubing Joint	2	3124,9	3186	3,5	2,992	J-57	3-1/2 in EUE	9,3	NEW	
Tubing Coupling	1	3186	3186,5	4,5	2,992	J-58	3-1/2 in EUE	9,3	USED	
Seating Nipple	1	3186,5	3187,1	3,75	2,75		3-1/2 in EUE		REPAIRED	
swivel Joint	1	3187,1	3188,8	5	3		3-1/2 in EUE		NEW	
Pup joint	1	3188,8	3193	3,5	2,992	J-55	3-1/2 in EUE	9,3	NEW	
Expansion Joint	1	3193	3195	6	3		3-1/2 in EUE		NEW	
Pup joint	1	3195	199,4	3,5	2,992	J-55	3-1/2 in EUE	9,3	NEW	
Stator 113-1200	1	3199,4	237,2	4,5			3-1/2 in EUE		NEW	
No-go	1	3237,2	3239	4,5			3-1/2 in EUE		NEW	
Pup joint	1	3239	3242,7	3,5	2,992	J-55	3-1/2 in EUE	9,3	NEW	
Anchor shoe	1	3242,7	3243,8	5	3		3-1/2 in EUE		REPAIRED	
Tubing Coupling	1	3243,8	3244,3	4,5	2,992	J-55	3-1/2 in EUE	9,3	USED	
Nombre componente	Joints	Top MD (ft)	Btm (ft)	MD	Nominal OD (in)	Nominal ID (in)	Grade	connection	Weight (ppf)	condition
Polished Rod	1	15	50	1,5						RERUN
Coupling	1	50	50,4	2,25						NEW
Rod	1	50,4	1475,4	1,125			970 N			NEW
Rod	1	1475,4	3100,4	1,125			970 N			NEW
Shearcoupling	1	3100,4	3101,5	2,25						NEW
Corod	1	3101,5	3201,5	1,125			970 N			NEW
Coupling	1	3201,5	3202	2,25						NEW
Rotor	1	3202	3236,5	2						NEW

5. Procedimiento de diseño

El estudio de viabilidad técnica del proyecto busca determinar si una bomba PCP con un sistema de transmisión lubricado podría ser instalado en los pozos candidatos mediante la realización de unos diseños con el fin de determinar si es o no técnica y financieramente, el

procedimiento a seguir consistió en realizar las simulaciones de los tres pozos con las condiciones actuales y luego realizar los cambios en correspondientes en los equipos y realizar de nuevo las simulaciones a los tres pozos ya con el sistema de transmisión lubricado y comparar los resultados técnicos entre sí.

Se realiza una breve descripción del simulador utilizado (PC- PUMP) y de las consideraciones que se tuvieron en cuenta para realizar cada uno de los tres escenarios de simulación que se harán con el fin de demostrar que el sistema de transmisión lubricado permitirá aumentar la producción reduciendo el tamaño de la bomba y prolongando la vida útil de las tuberías y sarta de varillas.

Con el avance y desarrollo del capítulo, se describen y definen los valores de entrada del simulador para realizar los diseños, se explican los procedimientos de diseño y finalmente se muestran los resultados de las simulaciones para cada uno de los pozos.

5.1. Software pc-pump

Para la elaboración del diseño del sistema de cavidades progresivas con sistema de transmisión lubricado (STL) la herramienta software seleccionada fue PC-PUMP de C-FER TECHNOLOGIES ya que es el simulador líder a nivel mundial para el análisis, diseño y evaluación de aplicaciones del bombeo de cavidades progresivas en pozos productores de petróleo y arenas bituminosas. Posee una extensa base de datos actualizada constantemente por los proveedores de equipos y accesorios para PCP haciendo que sea el simulador más completo al momento de querer evaluar el desempeño de un diseño PCP desde los componentes de fondo hasta superficie.

Es un simulador el cual se especializa en aplicaciones de bombeo de cavidades en el fondo de pozo (PCP y ESPCP). Ningún otro software es capaz de proporcionar el nivel de análisis

detallado y en profundidad de las unidades de superficie y los conjuntos de fondo de pozo que se pueden realizar utilizando PC-PUMP en el cual se ingresa los datos conocidos del campo a simular en los cuales se especifica características de fluido, condiciones de operación y geometría del pozo así mismo como los equipos que se implementan tubing, sarta de varillas y bombas para de esta manera dar resultados gráficos y valores numéricos relevantes como producción, cargas en los equipos y presión en la bomba. El simulador posee las siguientes secciones:

5.2. Secciones de simulador

Al iniciar el programa la primera pestaña que se debe dirigir es la de “*Wellbore geometry*” que permite ingresar los datos de desviación del pozo como dogleg por cada 100ft, azimuth y ángulo de desviación el cual al final genera un modelo 3D que permite corroborar la información ingresada.

En la siguiente pestaña a la derecha aparece “*Equipment configuration*” en la cual se debe seleccionar la clase de equipos con los que se va a trabajar como lo es la bomba (PCP o ESPCP), y los intervalos perforación y la profundidad a la cual va a estar ubicada la bomba también aparecen las secciones Pump, *Rod String*, *tubulars* y *Surface Drive equipment* el software PC-PUMP cuenta con gran variedad de equipos de todas las marcas y capacidades:

- **Pump:** En esta sección se permite seleccionar la clase de bomba que se desea implementar.
- **Rod String:** Permite la selección de la clase y diámetro de la sarta de varillas a implementar.
- **Tubulars:** En esta sección se ingresaran los valores del casing y tubing de producción.

- **Surface Drive Equipment:** En esta sección se modifica los valores y dimensiones del motor en superficie así como su potencia de trabajo.

Todas estas secciones se evidencian más adelante (**Figura 22**)

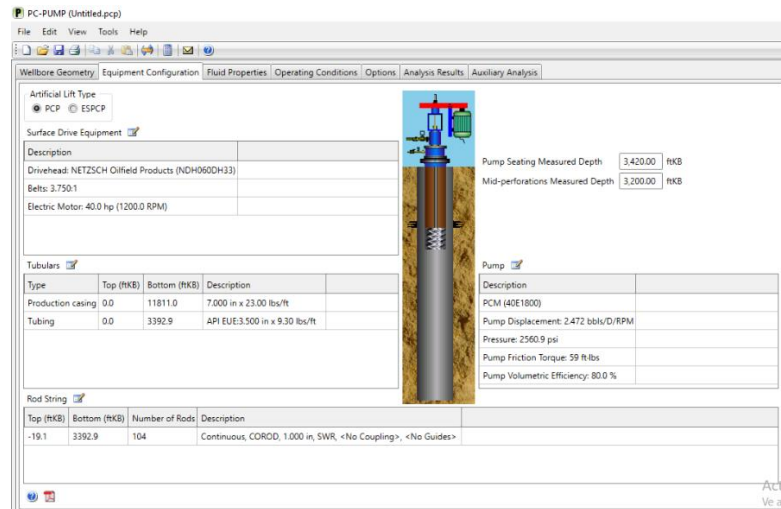


Figura 22. PC-PUMP Equipment configuration, Modificado por autores “Software PC-Pump, Equipment Configuration”.

En la siguiente pestaña a la derecha aparece la sección “*Fluid Properties*” la cual permite ingresar valores como Gravedad API del aceite, salinidad del agua, BSW, Gravedad específica y GOR adicionalmente tipo de fluido generalmente multifase (Petróleo, agua y gas) (**Figura 22**).

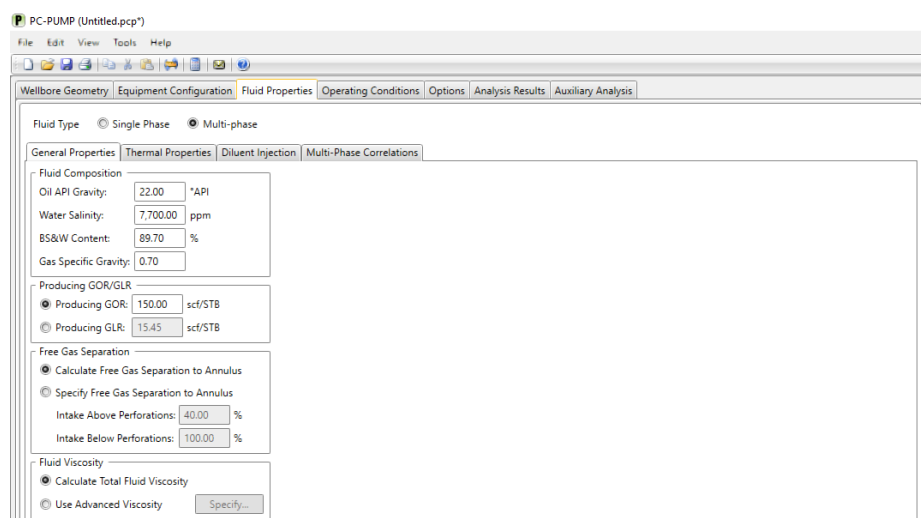


Figura 23. PC-PUMP, Fluid Properties. Modificado por autores “Software PC-Pump, Fluid Properties”.

En la siguiente pestaña a la derecha aparece la sección “*Operating Conditions*” en la cual como su nombre lo indica se ingresarán los valores actuales de operación como producción, sumergencia, frecuencia del motor, nivel de fluido y presión en fondo y del grupo anterior solo uno se puede seleccionar como variable el resto será calculado por el simulador y en este trabajo se seleccionó como variable la velocidad de la bomba.

Posteriormente aparecen secciones de presión en superficie (Casing y Tubing) y temperatura en fondo y cabeza de pozo, finalmente en esta sección también se puede modificar o ingresar el valor del índice de productividad (IPR) ó se puede dejar que se calcule por el simulador, en el caso de este estudio se ingresó el valor del IPR puesto que se conocía. (Figura 23)

Y finalmente después de ingresar todos los datos correspondientes a las secciones anteriores se procede a calcular el pozo respectivo por el cual el simulador genera en la sección de “*Analysis Results*” la información detallada de los resultados de la simulación de los cuales destacan la producción, sumergencia, nivel de fluido, carga en el motor, carga en el tubing y carga estructural. (Figura 25)

PC-PUMP (Untitled.pcp*)

File Edit View Tools Help

Wellbore Geometry Equipment Configuration Fluid Properties Operating Conditions Options Analysis Results Auxiliary Analysis

☒ Specify IPR data Specify...

Operating Information

☐ Produced Fluid Flow Rate (surface): 487.30 bbls/D

☒ Pump Speed: 250.00 RPM

☐ Motor Operating Frequency: 60.00 Hz

☐ Fluid Level: 0.00 ftKB

☐ Submergence (measured): 3,420.00 ft

☐ Bottomhole Pressure: 55.88 psi

Surface Pressure Information

Tubing Head Pressure: 120.00 psi

Casing Head Pressure: 0.00 psi

Temperature Information

☒ Specify Temperature

Bottomhole Temperature: 112.00 °F

☐ Temperature Gradient: 1.00 °F/100ft

☒ Flowing Wellhead Temperature: 80.00 °F

☐ Specify Temperature Profile Specify...

Figura 24. PC-PUMP, Operating conditions. Modificado por autores “Software PC-Pump, Operating Conditions”.

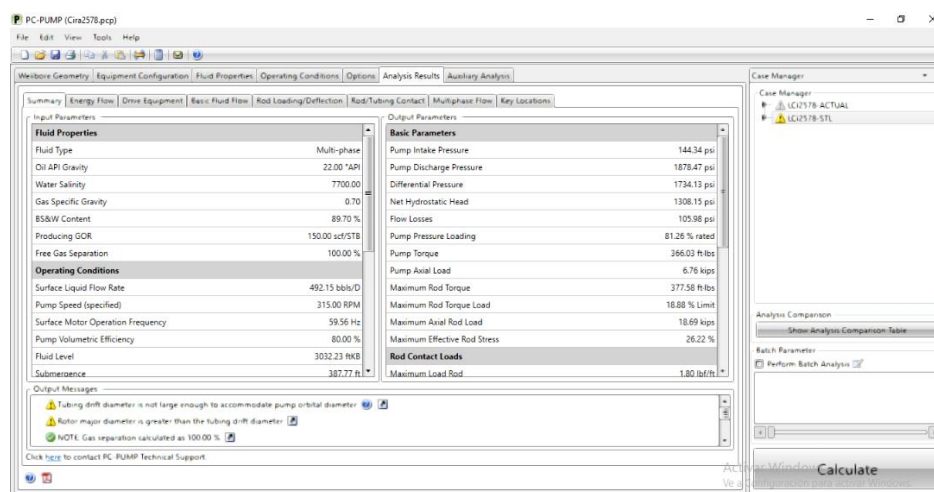


Figura 25. PC-PUMP, Analysis Results. Modificado por autores “Software PC-Pump, Analysis Results”.

Se realizaron tres simulaciones en total, una para cada uno de los pozos colombianos a evaluar (UIS 01, UIS 02 y UIS 03) que fueron seleccionados a partir de la información actual de cada uno de los pozos la cual para el desarrollo exitoso de este proyecto de grado debían ser pozos desviados que implementaran actualmente el sistema de cavidades progresivas.

5.3. Diseño pozo uis 01 a condiciones actuales

La primera de las simulaciones fue para el pozo UIS 01 el cual poseía las siguientes características al momento de la simulación, un crudo acorde a las exigencias básicas a la hora del diseño de sistema de cavidades progresivas.

Tabla 17.

Propiedades fluido pozo UIS 01

Propiedades del fluido		
Grados API:	22	API
GOR:	150	Scf/Stb

Presión de burbuja:	150	Psi
Gravedad específica:	0,7	
Viscosidad@BHT:	25	Cp
Viscosidad@WHT:	96,25	Cp
Salinidad del agua:	7700	Ppm

5.3.1. **Propiedades del fluido pozo UIS 01.** Un crudo con una Gravedad API que cumple los parámetros operativos de las bombas por cavidades progresivas porque una gravedad alta afecta al elastómero, pero si presenta valores altos de salinidad. (Tabla 17)

5.3.2. **Estado mecánico pozo UIS 02.** Respecto al estado mecánico del pozo a condiciones actuales son las siguientes. (Tabla 18).

Tabla 18.

Estado mecánico pozo UIS 01

EQUIPOS DE POZO	Especificaciones	Cantidad
Tubing producción	API EUE 3.1/2 in X 9.30 lbs/ft, Grado J-55	105 tubing joints
Varillas	COROD continuous, 1.000 in SRW, Grado 970 N sin guías, sin conexiones	104 varillas
DRIVE EQUIPMENT		
Drivehead: NETZSCH	NDH075DH33	1
Bomba:	PCM 40E1800	1
CASINGS	Especificaciones	Cantidad
Superficie	OD 9.625 in, Grado K-55, Conexión BTC	7 Casing Joints
Producción	7.00 in x 23 lbs/ft	93 Casing Joints

5.3.3. Desviación y Dogleg pozo UIS 01 El pozo UIS 01 presenta una desviación y un dogleg representativos especialmente en los intervalos de profundidad de 500ft - 690ft, 760ft-820ft y 1700ft-1750ft siendo el primer intervalo el más amplio y curvado como se evidencia en la siguiente Figura 26 (Anexo A)

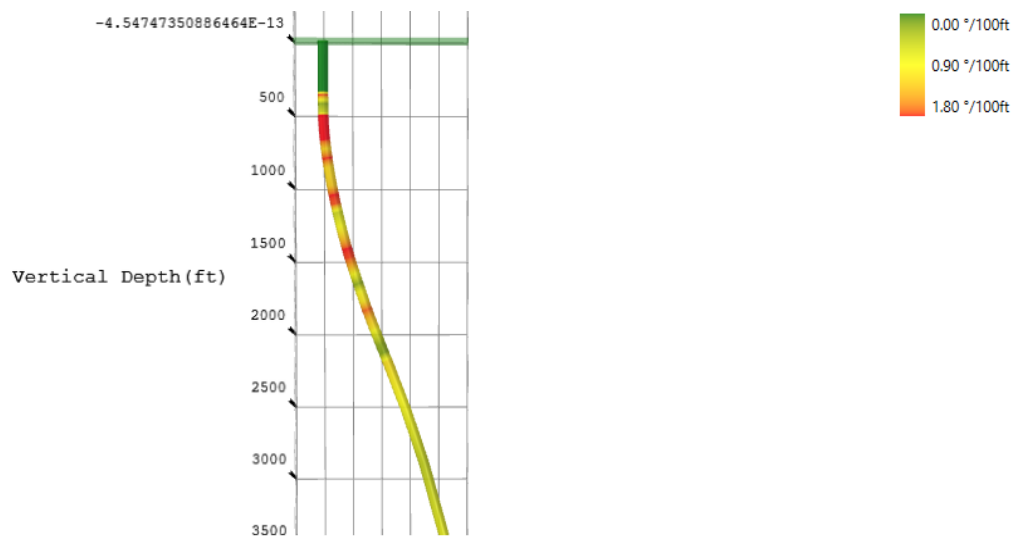


Figura 26. Geometría 3D del pozo UIS 01 adaptado y modificado “Software PC-Pump, Wellbore Geometry”.

5.3.4. Condiciones de Operación pozo UIS 01 Finalmente, la información de las condiciones de operación ingresadas al simulador fueron las siguientes de las cuales la velocidad de la bomba es la variable en el simulador. (Tabla 19)

Tabla 19.

Condiciones de operación pozo UIS 01.

Condiciones de operación	
Velocidad de la bomba	250 RPM
Presión en le tubing (THP)	120 psi
Presión en el casing (CHP)	0 psi
Temperatura en superficie	80 F
Presión en fondo (BHP)	62,10 psi
Temperatura en fondo (BHT)	112 F
Presión estatica	409 psia
Nivel de fluido	3014,75 ft

Sumergencia de la bomba	405,25 ft
Ubicación de la bomba	3420 ft
IPR	1,38 BFPD/psi

5.3.5. Resultados simulación pozo UIS 01 a condiciones actuales. Los resultados obtenidos del pozo UIS 01 a condiciones actuales fueron las siguientes:

Tabla 20.

Resultados pozo UIS 01 condiciones actuales.

Bomba actual	PCM 40E1800
Velocidad de la bomba	250 RPM
Sumergencia	711,24 ft
Presión de carga de la bomba	51,42%
Máxima tensión efectiva de varillas	35,29%
Carga estructural Drivehead	42,99%
Carga del motor en superficie	59,98%
Producción	478,73 Bbls/d

5.3.6. Análisis de resultados pozo UIS 01. De dicha información es posible afirmar que se posee un pozo productivo con unas condiciones bastante buenas de trabajo ya que sus valores operativos son inferiores al 60% lo cual indica que se está operando sin una gran exigencia a los equipos debido a que el límite fijado fue de 80% adicionalmente la velocidad límite de la boba se estableció en 250 RPM como capacidad máxima de la bomba. Estos valores son el punto de partida para realizar las respectivas analogías que determinaran si es o no técnicamente viable debido a que con el sistema de transmisión lubricado al menos la producción sea de 500 barriles 22 barriles más que el modelo actual.

5.4. DISEÑO POZO UIS 01 CON SISTEMA DE TRANSMISIÓN LUBRICADO

Una vez obtenidos los resultados actuales del pozo **UIS 01** se procedió a la elaboración del sistema de transmisión lubricado el cual consistió en cambiar la sarta de varillas y el tubing de producción con base en áreas de flujo análogas a las implementadas actualmente, en cuanto al criterio de selección de la nueva bomba fue una bomba de menor tamaño que produjera a una mayor tasa aprovechando que el cambio de tubing y varillas permite aumentar la velocidad de la bomba y así la producción, se estimó un mínimo de 350 RPM para la velocidad mínima de la bomba como dato de entrada al simulador y de tener una bomba PCM 40E1800 paso a ser una bomba PCM 32E2200. (**Tabla 21**)

Tabla 21.

Conversión pozo UIS 01

	Caso actual	Pasa a	Caso STL
Tubing de producción:	API EUE 3.1/2 in X 9,30 lbs/ft, Grado J-55		API EUE 2.3/8 in X 4,70 lbs/ft
Varillas:	COROD continuous, 1,000 in SRW, Grado 970 N sin guías, sin conexiones		COROD continuous, 1,156 in SWR sin guías, sin conexiones

5.4.1. Condiciones operacionales pozo UIS 01 con sistema de transmisión lubricado.

Adicionalmente hubo una modificación en la parte de “*condiciones operacionales*” en la cual se incrementa en 200 psi la presión en el tubing (tubing head pressure) debido a los tipos de uniones implementados que son internas, incrementando el peso y por ende la presión en el tubing. (Tabla 22)

Tabla 22.

Condiciones operacionales pozo UIS 01 con STL

Condiciones de operación STL	
Velocidad de la bomba	357,5 RPM

Tubing head pressure (THP)	320 psi
Casing head pressure (CHP)	0 psi
Temperatura en superficie	80 F
Presion en fondo (BHP)	1,16 psi
Temperatura en fondo (BHT)	112 F
Presion estatica	409 psia
Nivel de fluido	3320 ft
Submergencia de la bomba	100 ft
Ubicación de la bomba	3420 ft

5.4.2. **Resultados pozo UIS 01 con sistema de transmisión lubricado** Los resultados obtenidos del pozo UIS 01 con el sistema de transmisión lubricado fueron los siguientes (Tabla 23).

Se muestra la velocidad de la bomba, presión de carga de la bomba, la máxima tensión efectiva de las varillas, la carga del motor en superficie, carga estructural drivehead, sumergencia y la producción.

Tabla 23.

Resultados pozo UIS 01 con STL.

Bomba STL	PCM 32E2200
Velocidad de la bomba	357,5 RPM
Sumergencia	100 ft
Presión de carga de la bomba	74,62%
Máxima tensión efectiva de varillas	32,64%
Carga estructural Drivehead	61,34%
Carga del motor en superficie	61,95%
Producción	550 Bbls/d

5.4.3. Análisis de resultados pozo UIS 01 con sistema de transmisión lubricado. Según los resultados obtenidos para el pozo UIS 01, resulta positivo técnicamente la implementación de un sistema de transmisión lubricado debido a que se aumentó la producción en 72 barriles diarios 50 más de los 500 barriles que se tenían como expectativa y se disminuyó el tamaño de la bomba y adicionalmente se fijaron parámetros operacionales límites de un 80% en los cuales el sistema fue inferior evidenciando su viabilidad técnica en los cuales el más alto es de 74% que es la carga de la bomba.

Tabla 24.

Comparación entre los dos sistemas, (sin STL vs con STL) UIS 01.

Bomba actual	PCM 40E1800	PCM 32E2200
Velocidad de la bomba	250 RPM	357,5 RPM
Sumergencia	711,24 ft	100 ft
Presión de carga de la bomba	51,42%	74,62%
Máxima tensión efectiva de varillas	35,29%	32,64%
Carga estructural Drivehead	42,99%	61,34%
Carga del motor en superficie	59,98%	61,95%
Producción	478,73 Bbls/d	550 Bbls/d

5.5. Diseño pozo uis 02 a condiciones actuales

Tabla 25.

Propiedades fluido pozo UIS 02.

Propiedades del fluido		
Grados API:	39	API
GOR:	40	Scf/Stb
Gravedad específica:	0,7	
Salinidad del agua:	500	Ppm

5.5.1. Propiedades del fluido pozo UIS 02. El siguiente pozo por simular fue el pozo UIS 02 que poseía al momento de la simulación un crudo con las siguientes características de las cuales resalta su bajo contenido de sal y que es un crudo altamente liviano lo cual es perjudicial para el elastómero:

5.5.2. Estado mecánico pozo UIS 02. Respecto a las condiciones del estado mecánico del pozo actuales son las siguientes:

Tabla 26.

Estado mecánico pozo UIS 02.

EQUIPOS DE POZO	Especificaciones	Cantidad
Tubing producción	API EUE 3.1/2 in X 9.30 lbs/ft, Grado J-55	5669,7ft
Varillas	Alberta Oíl Tool Standard, 1.1/8 in grade 97, conexión: API slimhole (std1-1/8 in x 3-1/2inx4.5 in)	227 varillas
Guías de varillas	Opt:0 x R&MES NEPG (1.125in x 3.5in) (UHMW-PE)	
DRIVE EQUIPMENT		
Drivehead:	NDH075DH33	1
NETZSCH		
Bomba:	NETZSCH NTZ 400*200DT66 (SH) (ML)	1 a 5700ft
CASINGS:	Especificaciones	Profundidad
Producción	7.00 in x 23 lbs/ft	6300ft

5.3.1. Desviación y Dogleg pozo UIS 02 El pozo UIS 02 presenta una desviación representativa especialmente en el intervalo de profundidad de 1200ft a 2450ft siendo el único, pero con una gran desviación como se representa en la siguiente figura (Figura 27) Anexo B.

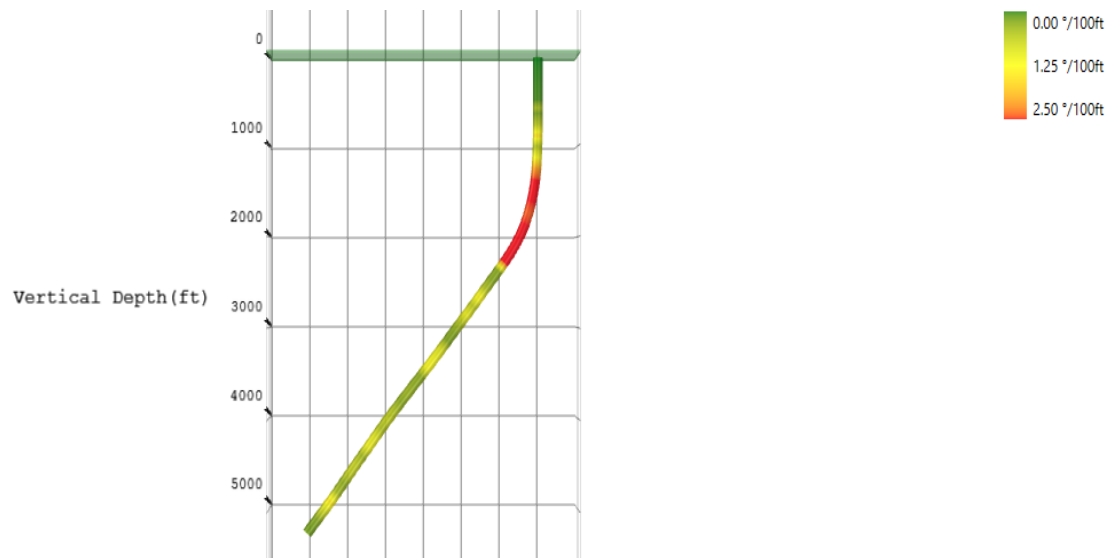


Figura 27. Geometría 3D del pozo UIS 02. Tomado “Software PC-Pump, Wellbore Geometry”.

5.3.2. Condiciones de Operación pozo UIS 02. Finalmente, la información de las condiciones de operación ingresadas al simulador fueron las siguientes de las cuales la velocidad de la bomba es la variable en el simulador:

Tabla 27.

Condiciones de operación pozo UIS 02.

Condiciones de operación	
Velocidad de la bomba	309,82 RPM
Tubing head pressure (THP)	150 psi
Casing head pressure (CHP)	10 psi
Temperatura en superficie	100 F
Presion en fondo (BHP)	150 psi

Temperatura en fondo (BHT)	185 F
Presion estatica	936 psi
Nivel de fluido	5256,13 ft
Submergencia de la bomba	443,87ft
Ubicación de la bomba	5700ft
IPR	0,6 BFPD/psi

5.3.3. **Resultados simulación pozo UIS 02 a condiciones actuales.** Los resultados obtenidos de la simulación del pozo UIS 02 a condiciones actuales fueron las siguientes:

Tabla 28.

Resultados pozo UIS 02 condiciones actuales.

Bomba actual	NTZ 400*200DT66 (SH) (ML)
Velocidad de la bomba	309,82 RPM
Sumergencia de la bomba	443,87ft
Presión de carga de la bomba	58,02%
Máxima tensión efectiva de varillas	81,44%
Carga estructural Drivehead	81,37%
Carga del motor en superficie	100 %
Producción	471,60Bbbls/d

5.3.4. **Análisis de resultados pozo UIS 02 a condiciones actuales.** De acuerdo con la información producto de la simulación a condiciones actuales se posee un pozo con una alta producción pero que se encuentra al límite de sus capacidades operativas dado que sobrepasa el 80% en la mayoría de los ítems expuestos previamente, y la carga del motor en superficie está a su tope máximo 100 % lo que indica que el motor está a su máxima capacidad adicionalmente la bomba está trabajando a 309.82 RPM el cual es un valor operacional alto.

5.4. DISEÑO POZO UIS 02 CON SISTEMA DE TRANSMISIÓN LUBRICADO

Una vez obtenidos los resultados a condiciones actuales del pozo **UIS 02** se procedió a la elaboración del sistema de transmisión lubricado el cual consistió en cambiar la sarta de varillas y el tubing de producción con base en áreas de flujo análogas a las implementadas actualmente.

En cuanto al criterio de selección de la nueva bomba fue una bomba de menor tamaño que produjera a una mayor tasa aprovechando que el cambio de tubing y varillas permite aumentar la velocidad de la bomba incrementando la producción, se estimó un mínimo de 350 RPM para la velocidad mínima de la bomba como dato de entrada al simulador y de tener una bomba NTZ 400*200DT66 (SH) (ML) paso a ser una bomba NTZ 350*240DT33 (ML)).

Tabla 29.

Conversión pozo UIS 02.

		Caso actual	Pasa a	Caso STL
Tubing de producción:		API EUE 3.1/2 in X 9,30 lbs/ft, Grado J-55		API EUE 2.3/8 in X 4,70 lbs/ft

Varillas:	Alberta Oil Tool Standard, 1.1/8 in grade 97	COROD continuous, 1,156 in SWR sin guías, sin conexiones
------------------	--	--

5.4.1. Condiciones operacionales pozo UIS 02 con sistema de transmision lubricado.

Adicionalmente hubo una modificacion en la parte de “*condiciones operaciones*” en la cual se incrementa en 200 psi la presion en el tubing (tubing head pressure) debido a los tipos de uniones implementados que son internas aumentando el peso y por ende la presion en el tubing.

Tabla 30.

Condiciones operacionales pozo UIS 02 con STL.

Condiciones de operación STL	
Velocidad de la bomba	309,82 RPM
Tubing head pressure (THP)	350 psi
Casing head pressure (CHP)	10 psi
Temperatura en superficie	100 F
Condiciones de operación STL	
Presion en fondo (BHP)	150 psi
Temperatura en fondo (BHT)	185 F
Presion estatica	936 psi
Nivel de fluido	5256,13 ft
Submergencia de la bomba	443,87ft
Ubicación de la bomba	5700ft

Tabla 31.

Resultados pozo UIS 02 condiciones actuales

Bomba STL	NTZ 350*240DT33 (ML)
Velocidad de la bomba	359,96 RPM
Sumergencia	50 ft
Presión de carga de la bomba	70,28%

Máxima tensión efectiva de varillas	45,96%
Carga estructural Drivehead	82,19%
Carga del motor en superficie	69,17%
Producción	508 Bls/d

5.4.2. Resultados simulación pozo UIS 02 con el sistema de transmisión lubricado. Los resultados obtenidos del pozo UIS 02 con el sistema de transmisión lubricado fueron los siguientes:

5.3.1. Análisis de resultados pozo UIS 02 con sistema de transmisión lubricado. Según los resultados obtenidos para el pozo UIS 02, técnicamente la implementación de un sistema de transmisión lubricado resultó en un aumento de la producción en 37 barriles diarios y disminución del tamaño de la bomba, adicionalmente de acuerdo a los parámetros operacionales límites de un 80% en los cuales el sistema fue inferior con los valores más altos en el 70% evidenciando su viabilidad técnica.

Tabla 32

Comparación entre los dos sistemas, (sin STL vs con STL) UIS 02.

	NTZ 400*200DT66 (SH) (ML)(Actual)	NTZ 350*240DT33 (ML)(STL)
Velocidad de la bomba	309,82 RPM	359,96 RPM
Sumergencia de la bomba	443,87ft	50 ft
Presión de carga de la bomba	58,02%	70,28%
Máxima tensión efectiva de varillas	81,44%	45,96%
Carga estructural Drivehead	81,37%	82,19%
Carga del motor en superficie	100 %	69,17%

Producción	471,60Bbls/d	508 Bbls/d
-------------------	--------------	------------

5.4. Diseño pozo uis 03 a condiciones actuales

5.4.1. Propiedades del fluido pozo UIS 03

El ultimo pozo a simular fue el pozo **UIS 03** el cual poseía las siguientes características al momento de la simulación:

Tabla 33.

Propiedades del fluido pozo UIS 03.

Propiedades del fluido		
Grados API:	22	API
GOR:	150	Scf/Stb
Propiedades del fluido		
Presión de burbuja:	150	psi
Gravedad especifica:	0,7	
Viscosidad@BHT:	25	Cp
Viscosidad@WHT:	96,25	Cp
Salinidad del agua:	7700	ppm

5.4.2. Estado mecánico pozo UIS 03. Respecto a las condiciones del estado mecánico del pozo UIS 03 actuales son las siguientes:

Tabla 34.

Estado mecánico pozo UIS 03.

EQUIPOS DE POZO	Especificaciones	Cantidad
Tubing producción	API EUE 3.1/2 in X 9,30 lbs/ft, Grado J- 55	104 tubing Joints

Varillas: Alberta Oil Tool	Standard, 1,250 in Grado 97, API slimhole (std 28,6mmx88,9mmx1 14mm) sin conexiones	115 varillas
DRIVE EQUIPMENT		
Drivehead: NETZSCH	NDH040DH33	1
Bomba:	Weatherford 113- 2100	1
CASINGS	Especificaciones	Cantidad
Superficie	OD 9,625 in, Grado K-55	8 Casing Joints
Producción	7,00 in x 26 lbs/ft N 80	94 Casing Joints

5.4.3. Desviación y Dogleg pozo UIS 03. El pozo UIS 03 presenta una desviación y un dogleg representativos especialmente en los intervalos de profundidad de 300 ft a 1250 ft y 1550 ft a 2500 ft como se representa en la siguiente Figura 28 (Anexo C):

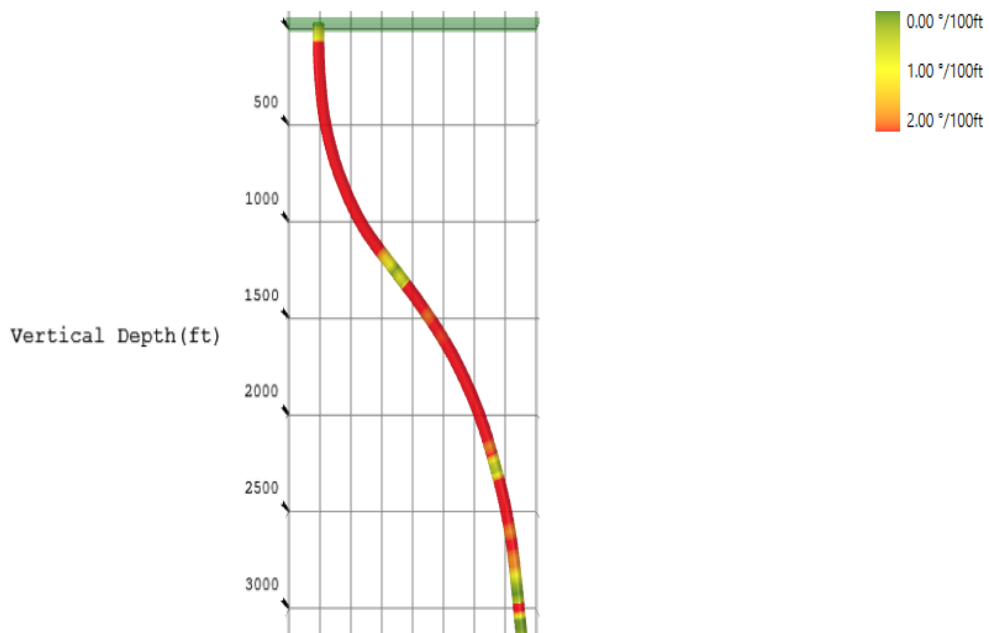


Figura 28. Geometría 3D pozo UIS 03. Tomado “Software PC-Pump, Wellbore Geometry”.

5.4.4. Condiciones de Operación pozo UIS 03. Finalmente, la información de las condiciones de operación ingresadas al simulador fueron las siguientes de las cuales la velocidad de la bomba es la variable en el simulador a 250 RPM:

Tabla 35.

Condiciones de operación pozo UIS 03

Condiciones de operación	
Velocidad de la bomba	250 RPM
Tubing head pressure (THP)	120 psi
Casing head pressure (CHP)	0 psi
Temperatura en superficie	80 F
Presión en fondo (BHP)	626,76 psi
Temperatura en fondo (BHT)	122 F
Presión estática	627 psi
Nivel de fluido	2482ft
Ubicación de la bomba	2982ft
IPR	7,59 BFPD/psi

5.4.5. Resultados simulación pozo UIS 03 a condiciones actuales. Los resultados obtenidos de la simulación del pozo UIS 03 a condiciones actuales fueron las siguientes:

Tabla 36.

Resultados pozo UIS 03 condiciones actuales.

Bomba actual	Weatherford 113 2100
Velocidad de la bomba	250 RPM
Sumergencia de la bomba	500 ft
Presión de carga de la bomba	49,48%
Máxima tensión efectiva de varillas	16,21%
Carga estructural Drivehead	33,80%
Carga del motor en superficie	49,87%

Producción	197,08 Bbls/d
-------------------	---------------

5.4.6. Análisis de resultados pozo UIS 03 a condiciones actuales. De dicha información se concluye que posee un pozo productivo con unas condiciones de trabajo bastante positivas debido a que se encuentran en un valor inferior al 80% del cual se destaca el bajo porcentaje de la máxima tensión efectiva de las varillas con un 16,21% lo cual es bastante bajo para un pozo con la desviación que este presenta.

Una vez obtenidos los resultados actuales del pozo **UIS 03** se procedió a la elaboración del sistema de transmisión lubricado el cual consistió en cambiar la sarta de varillas y el tubing de producción con base en áreas de flujo análogas a las implementadas actualmente y cambio de bomba.

5.5. DISEÑO POZO UIS 03 CON SISTEMA DE TRANSMISIÓN LUBRICADO

Respecto a la selección de la nueva bomba el objetivo era una bomba de menor tamaño que produjera a una mayor tasa aprovechando que el cambio de tubing y varillas permite aumentar la velocidad de la bomba y así incrementar la producción, se estimó un mínimo de 350 RPM para la velocidad mínima de la bomba como dato de entrada al simulador y de tener una bomba Weatherford 113-2100 paso a ser una bomba Weatherford 82-5100.

Tabla 37.

Conversión pozo UIS 03.

	Caso actual	Pasa a	Caso STL
Tubing de producción:	API EUE 3.1/2 in X 9.30 lbs/ft, Grado J-55		API EUE 2.3/8 in X 4,70 lbs/ft

Varillas:	Alberta Oil tool Standard, 1,250 in Grado 97		COROD continuous, 1,156 in SWR sin guías, sin conexiones
------------------	---	--	---

5.5.1. Condiciones operacionales pozo UIS 03 con sistema de transmisión lubricado.

Hubo una modificación en la parte de “*condiciones operaciones*” en la cual se incrementa en 200 psi la presión en el tubing (tubing head pressure) debido a que los tipos de uniones implementados son internas incrementando el peso por ende la presión en el tubing.

Tabla 38.

Condiciones de operación pozo UIS 03 con STL.

Condiciones de operación STL	
Velocidad de la bomba	411,16 RPM
Tubing head pressure (THP)	320 psi
Casing head pressure (CHP)	0 psi
Temperatura en superficie	80 F
Presión en fondo (BHP)	0,89 psi
Temperatura en fondo (BHT)	122 F
Presión estática	627 psi
Nivel de fluido	2882ft
Ubicación de la bomba	2982 ft

5.5.2. Resultados simulación pozo UIS 03 con el sistema de transmisión lubricado. Los

resultados obtenidos del pozo UIS 03 con el sistema de transmisión lubricado fueron los siguientes:

Tabla 39.

Resultados pozo UIS 03 con STL.

Bomba STL	Weatherford 82-5100
Velocidad de la bomba	411,16 RPM
Sumergencia	100 ft

Presión de carga de la bomba	70,84%
Máxima tensión efectiva de varillas	24,81%
Carga estructural Drivehead	46,26%
Carga del motor en superficie	65,16%
Producción	250 Bbls/d

5.5.3. Análisis de resultados pozo UIS 03 con sistema de transmisión lubricado

Según los resultados obtenidos para el pozo **UIS 03**, técnicamente la implementación de un sistema de transmisión lubricado cumplió debido a que se aumentó la producción en 53 barriles diarios, se disminuyó el tamaño de la bomba, adicionalmente los parámetros operacionales límites de un 80% en los cuales el sistema fue inferior evidenciando su viabilidad técnica.

Tabla 40

Comparación entre los dos sistemas, (sin STL vs con STL) UIS 03.

	Weatherford 113-2100 (Actual)	Weatherford 82-5100 (STL)
Velocidad de la bomba	250 RPM	411,16 RPM
Sumergencia de la bomba	500 ft	100 ft
Presión de carga de la bomba	49,48%	70,84%
Máxima tensión efectiva de varillas	16,21%	24,81%
Carga estructural Drivehead	33,80%	46,26%
Carga del motor en superficie	49,87%	65,16%
Producción	197,08 Bbls/d	250 Bbls/d

6. ANÁLISIS FINANCIERO.

El sistema de levantamiento artificial de bombeo por cavidades progresivas es uno de los

sistemas de levantamiento artificial más económico por su instalación y su funcionamiento recomendado para crudos pesados con presencia de sólidos.

Una vez obtenidos resultados positivos en el diseño técnico, se debe verificar la viabilidad financiera mediante el uso de los principales indicadores de rentabilidad los cuales son Valor Presente Neto (VPN) y Tasa Interna de Retorno (TIR), a los diseños de Bombeo por Cavidades Progresivas con sistema de transmisión lubricado que determine si es o no aplicable este proyecto.

Para evaluar el proyecto se deben estimar inversiones y gastos (costos operacionales, mantenimiento y cambios de equipos por fallas, etc.) adicionalmente la estimación de ingresos que permita realizar un flujo de caja para dicho proyecto y los únicos ingresos que se reportan son las ganancias por venta de barriles fiscalizados diarios (BFPD) de los cuales es un estimado de la producción calculada previamente con el simulador PC-PUMP, el flujo de caja se realizara de manera mensual.

El método de evaluación del proyecto será una inversión a 3 años, pero en la cual todos los cálculos financieros serán manejados en meses adicionalmente la moneda en la que se dan todos los resultados es el dólar estadounidense (USD).

6.1. EGRESOS

Sacrificio económico con el fin de cumplir un objetivo. Son todas las salidas líquidas de dinero necesarias para la ejecución y operación del proyecto, en este caso son costos asociados al proyecto, costos de operación y costos de mantenimiento. Ecuación (7).

$$\text{Egresos} = \text{OPEX}_v + \text{OPEX}_f + \text{CAPEX} \quad (7)$$

Donde:

$OPEX_v$: Costos Operativos variables

$OPEX_f$: Costos Operativos fijos

$CAPEX$: Costos de Inversión

6.1.1. Capex. Los costos de inversión o costos de capital (CAPEX, Capital Expenditure), son todos los costos únicos relacionados con la adquisición o mejora de equipos o instalaciones que permitan mejorar el funcionamiento de la actividad de la empresa, en este caso están representados en los cambios de tubing, sarta de varillas y bomba debido a que el resto de los equipos del sistema de bombeo por cavidades progresivas se pueden reutilizar.

A continuación, se evidencia el Capex por reconversión tecnológica el cual sucede una única vez y es al inicio del proyecto (**Tabla 38**).

Tabla 41.

Costo de la reconversión tecnológica.

Capex	UIS 01		UIS 02		UIS 02	
Reconversión tecnológica						
Bombas	\$	19.400	\$	15.600	\$	20.138
Tubing y varillas	\$	3.339	\$	5.559	\$	2.910
Barril de aceite lubricante	\$	-	\$	-	\$	-
Instalación y transporte	\$	3.000	\$	6.000	\$	3.000
Total	\$	25.739	\$	27.159	\$	26.048

6.1.2. OPEX. Los costos de operación o costos operativos (OPEX, Operating Expense), son todos los costos permanentes relacionados con el mantenimiento de los equipos, costos de insumos y otros costos necesarios para el correcto funcionamiento de la actividad de una empresa. Por ejemplo, el costo para intervenir un pozo entra en la categoría de OPEX, así como el costo de la energía para mantener el sistema de levantamiento artificial en funcionamiento. El sistema de transmisión lubricado permite aumentar el tiempo de vida útil de las varillas por lo tanto estos beneficios se verán representados en una forma de ahorro que se expresara más adelante, adicionalmente aspectos como el tiempo no operativo por cambios de equipos afectan la producción y por ende disminución en los ingresos.

6.1.3. OPEX Fijo. Son los desembolsos independientes de la producción, cada uno depende de variables particulares como la cantidad de clústeres, cantidad de pozos, área del campo, cantidad de instalaciones de superficie y otros. (Tabla 35)

Tabla 42

OPEX fijo.

Opex Fijos	Valor	UIS 01	UIS 02	UIS 03
Pulling	Movilización de equipo y operación por 4 días.			
Intervenciones	70.000 usd	1 cada 2 años sistemas STL		
Monitoreo			\$15000	
Personal Operador			\$ 15000	
Total		\$ 100000	\$ 100000	\$ 100000

Tabla 43

OPEX variable

Opex Variable	UIS 01	UIS 02	UIS 03
	Valor USD	Valor USD	Valor USD
Energía (USD/KWH)	\$ 0.2	\$ 0.2	\$ 0.2

Potencia sistema (KW)	29,1792	39,4774	25,6521
Tiempo funcionando	24 h	24h	24h
Costo diario	\$ 140	\$ 189	\$ 123
Costo mensual	\$ 4.342	\$ 5.874	\$ 3.817
Producción (BFPD)	550	508	250
Tiempo no operativo (días)	4	4	4
Barriles no producidos	2200	2032	1000
Aceite lubricante por mes	0.00	0.00	0.00
Costos por barril tratado	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Total, Mensual	\$ 4.341,86	\$ 5.874,24	\$ 3.817,03

6.1.4. OPEX variable: Son los dineros gastados que se relaciona directamente con la cantidad de unidades producidas para este estudio son los dineros relacionados con la producción de cada barril de petróleo como su tratamiento y consumo de energía.

6.2.Ingresos

Es todo el dinero que recibe una empresa por prestación de servicios o productos vendidos en el caso de este proyecto los únicos ingresos son producto de la venta de barriles de petróleos fiscalizados multiplicados por el valor del barril.

$$\text{Ingresos} = \text{Producción(BOPD)} \times \text{Costo Crudo} \left(\frac{\text{USD\$}}{\text{BBL}} \right) \quad (8)$$

El precio de venta del hidrocarburo que usa la empresa operadora como referencia es el Brent, usado principalmente para crudos livianos de alta calidad con gravedad API de 38,06° y azufre en 0,39%. Debido a que dos de los tres pozos estudiados producen un crudo mediano de 22° API se debe castigar el precio, dicha reducción que efectúa la empresa al precio es de Brent-10%. Además, para realizar la evaluación financiera se realiza una proyección del precio de venta del crudo durante los 37 meses, donde se llevará de un precio actual de USD\$ 70 hasta un precio de USD\$ 80 con un aumento mensual del 0,277%.

6.3. Flujo de caja

Es la diferencia entre la cantidad de ingresos y egresos, Ecuación 9, que tiene una empresa para cada período específico de tiempo el cual puede ser semana, mes, año, etc. Normalmente se considera anual a efectos de evaluación de proyectos, sin embargo, existen casos particulares donde es conveniente reducir el tiempo de los períodos de los flujos a semestres, meses o semanas; por tal motivo para el caso de estudio se implementará un período mensual.

$$FC_t = \text{Ingresos} - \text{Egresos} \quad (9)$$

6.4. Principales parametros de evaluación del proyecto.

El correcto ingreso de los valores al realizar el flujo de caja nos da paso para implementar parámetros como la Tasa interna de oportunidad (TIO) el Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa interna de Retorno (TIR) los cuales con el adecuado análisis permitirán dar una correcta toma de decisiones respecto a la viabilidad o no del proyecto.

6.4.1. **Tasa Interna de Oportunidad (TIO).** Es la tasa de interés más baja que la compañía ofrece con el objeto de realizar el proyecto. Para este caso se usa una TIO de 10%, es decir, que por debajo de este porcentaje la compañía no ve rentable el proyecto.

6.4.2. **Valor Presente Neto.** Ofrece información del monto monetario a valor presente que rinde un negocio después de recuperar la inversión, mediante la Ecuación 10. Este indicador debe estar relacionado a una tasa de descuento determinada, en ese caso esa tasa de descuento es la TIO.

Ecuación 1. Valor Presente Neto.

$$VPN = \sum \frac{FC_t}{(1 + i)^t}$$

Fuente: MOIX, Rigoberto. Evaluación Económica De Proyectos Petroleros. 2014.

p. 26

Donde:

VPN: Valor Presente Neto

FC_t: Flujo de caja del año corriente.

i: Tasa de descuento

t: Año corriente

6.4.3. **Tasa Interna de Retorno (TIR).** Ofrece información sobre el rendimiento económico del proyecto expresado en forma porcentual. Es el porcentaje o rendimiento económico que produce un VPN cero a través de la Ecuación 11.

Ecuación 2. Tasa Interna de Retorno.

$$0 = VPN = \sum \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t}$$

Fuente: MOIX, Rigoberto. Evaluación Económica De Proyectos Petroleros, 2014.

p. 26.

Donde:

VPN: Valor Presente Neto

FC_t : Flujo de caja del año corriente.

TIR : Tasa Interna de Retorno

t : Año corriente

6.5. Resultados de la evaluación financiera

El flujo de caja y resultados obtenidos con los indicadores económicos VPN, TIR se presentan a continuación, para cada pozo con su nuevo sistema de transmisión lubricado se dejó un valor promedio del barril de petróleo de USD \$ 65 y una tasa interna de oportunidad de 5%, nos basamos en estos valores puesto que en la empresa ECOPETROL se tiene una TIO de 10% para los proyectos.

Para la implementación del Sistema de Transmisión Lubricada en el pozo UIS 01, se obtuvieron resultados positivos, se observan ingresos mayores a los egresos en la **figura 29**. El VPN resultante para este sistema es de USD \$ 713,641.15 con una TIR del 280%, estos valores evidencian una rentabilidad alta de la implementación del rediseño en este pozo.

De la misma forma, el flujo de caja en la **figura 29** muestra una entrada mayor de dinero que las salidas. Para el mes 1 o inicio de proyecto se muestra una cantidad mayor de egresos, pero es porque se pone en marcha el proyecto y los costos iniciales siempre serán superiores en este punto.

A medida que avanza el tiempo se muestran los incrementos potencialmente positivos a favor de la empresa dando como resultado la viabilidad financiera de implementar el Sistema de Transmisión lubricado en el pozo UIS 01.

6.5.1. Pozo UIS 01.

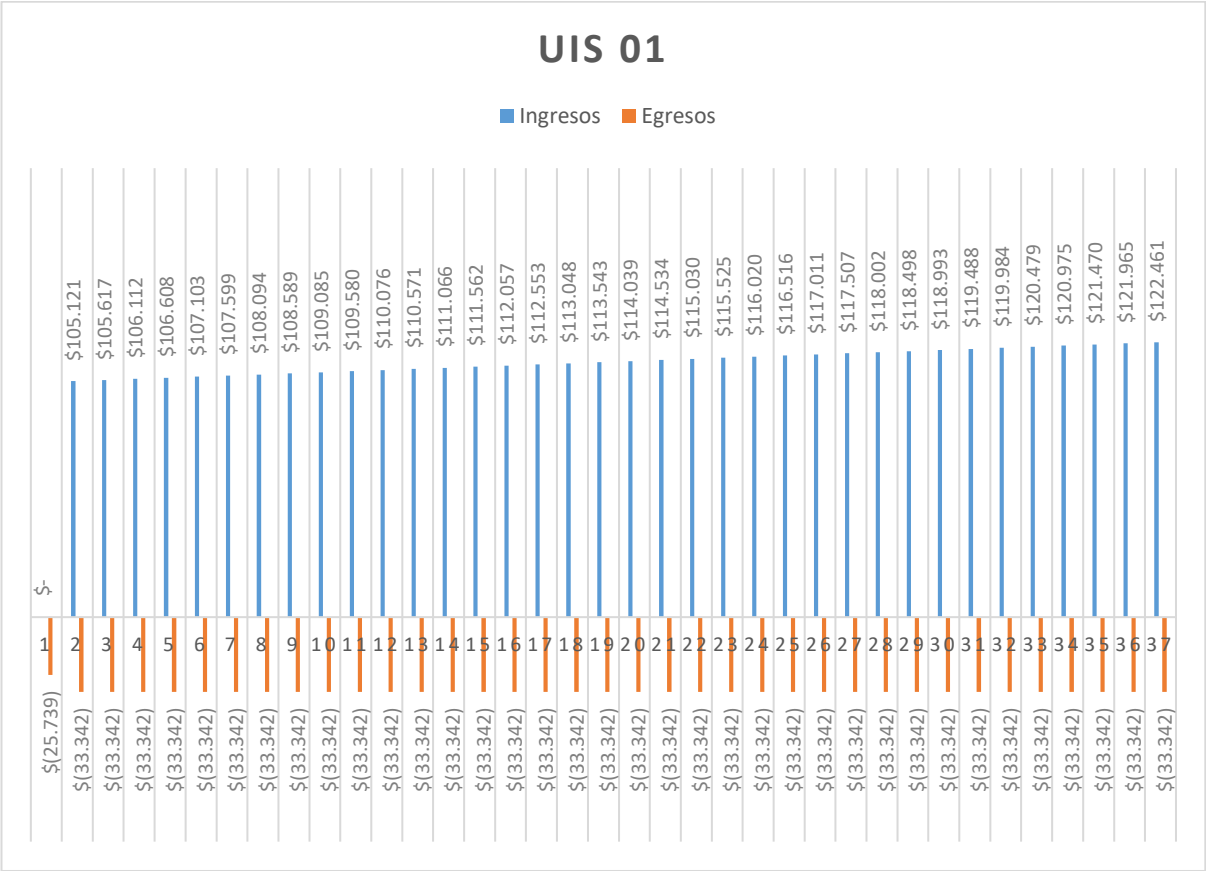


Figura 29. Grafica de Flujo de Caja UIS 01.

Para la implementación del Sistema de Transmisión Lubricado en el pozo UIS 02 se obtuvieron resultados positivos, se observan ingresos mayores a los egresos en la **figura 30**. El VPN resultante para este sistema es de USD \$ 186.046,01 con una TIR del 82%, estos valores evidencian una rentabilidad alta de la implementación del rediseño en este pozo.

Se muestra en la gráfica 5 el flujo de caja y evidencia que los egresos son mayores que los ingresos en el mes uno puesto que es el inicio de proyecto, posteriormente a eso los ingresos incrementan y dando como resultado que el pozo UIS 02, también es económicamente rentable para la implementación del proyecto.

6.5.2. Pozo UIS 02

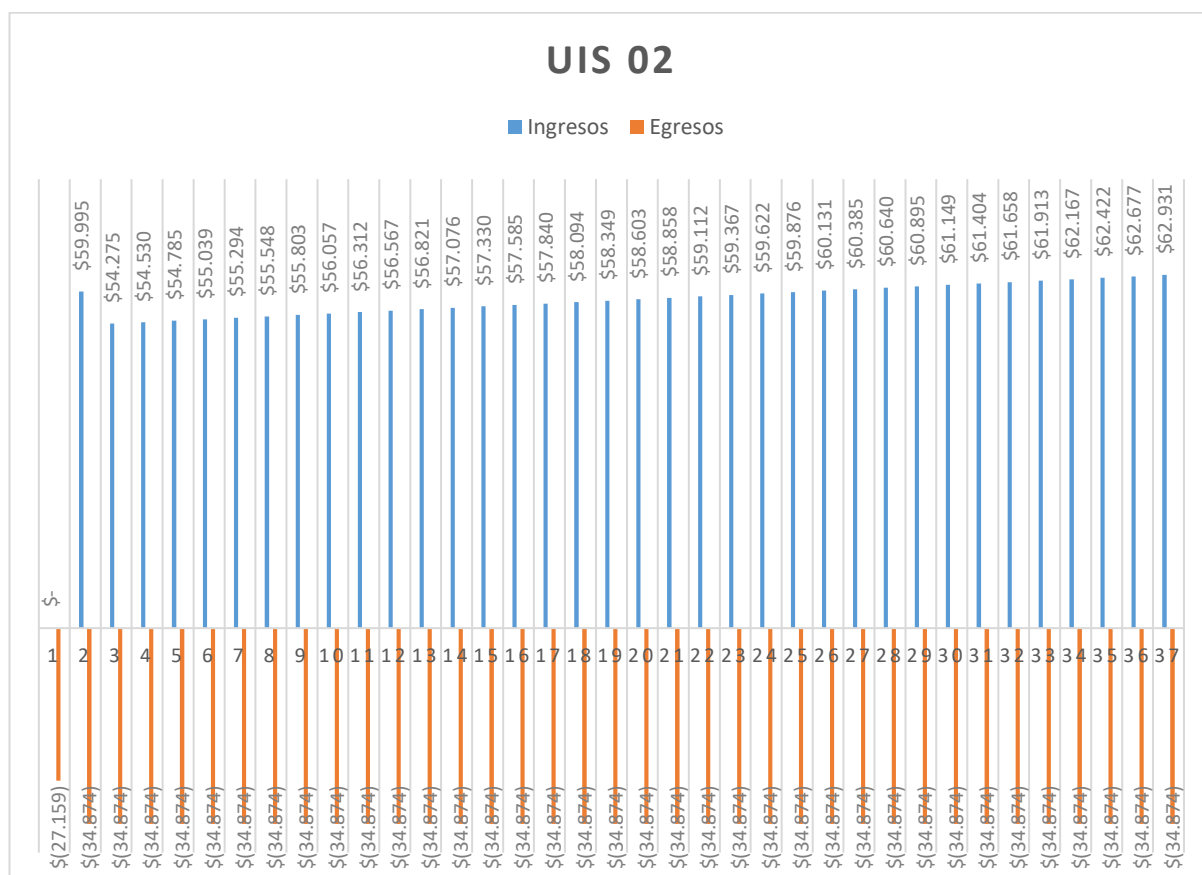


Figura 30. Grafica Flujo de caja UIS 02.

Para la implementación del Sistema de Transmisión Lubricado en el pozo UIS 03, también se obtuvieron resultados positivos, se observan ingresos mayores a los egresos en la **figura 31**. El VPN resultante para este sistema es de USD \$ 437.914,24 con una TIR del 172%, estos valores evidencian una rentabilidad alta de la implementación del rediseño en este pozo.

En la figura 31 se muestra el flujo de caja que muestra como es el análisis financiero del pozo UIS 03, dando como resultado un aspecto positivo económicamente para la empresa.

6.5.3. Pozo UIS 03.

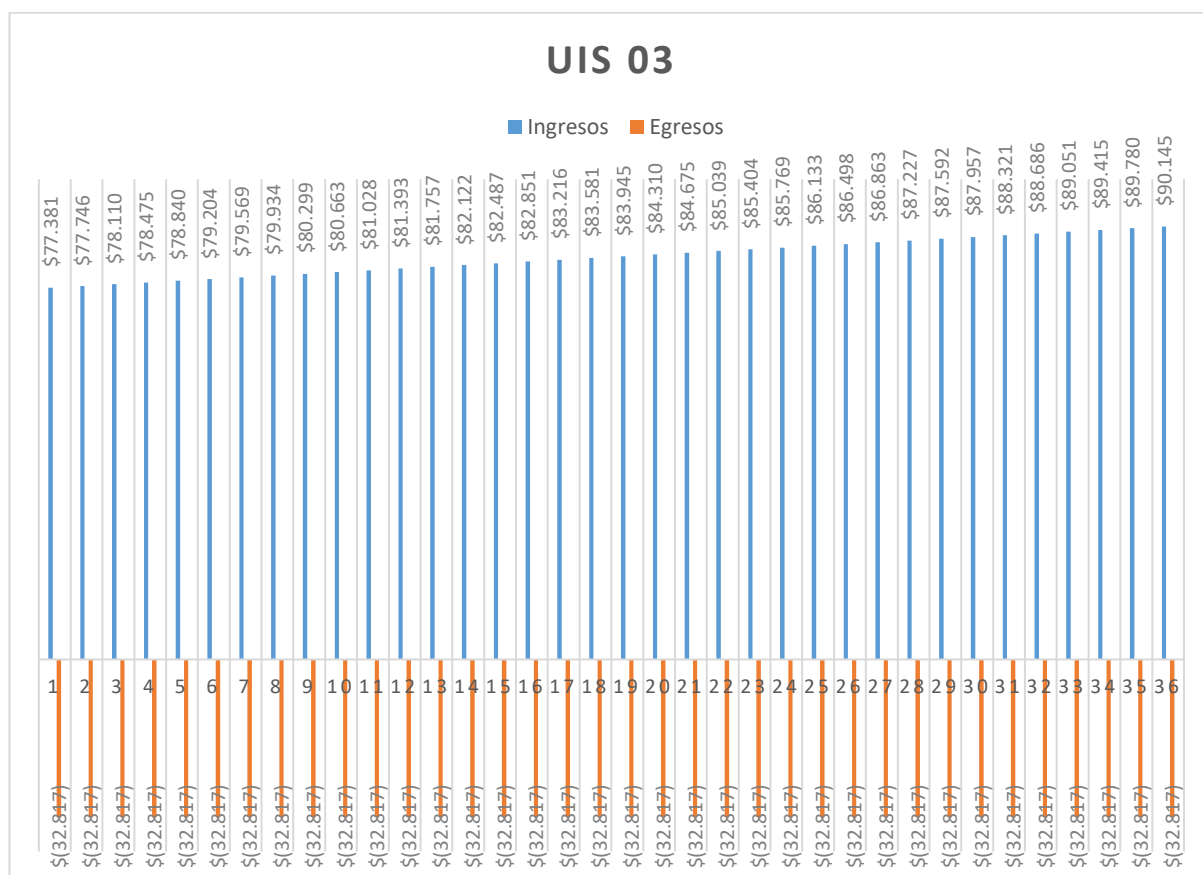


Figura 31. Grafica Flujo de caja UIS 03.

Finalmente, se puede concluir que el proyecto es viable financieramente debido a que la inversión que se hace es totalmente recuperada después del tiempo que se dio para el análisis del proyecto.

Se concluye que la aplicación del sistema de transmisión lubricado para los pozos propuestos en este trabajo de investigación es viable tanto financiera como técnicamente.

Todos los datos puestos se hacen con un aproximado a los valores actuales del mercado, así que los resultados pueden variar con respecto al cambio de valor de las herramientas que se utilizan en el sistema.

7. Conclusiones.

- ✓ El sistema de Bombeo por cavidades progresivas con sistema de transmisión lubricado, el cual se evaluó en este proyecto, reúne las ventajas del Sistema convencional de cavidades progresivas y elimina limitaciones e inconvenientes causados por la varilla en pozos desviados.
- ✓ La selección de los pozos candidatos fue realizada de forma satisfactoria ya que se tuvieron en cuentas todos los parámetros fundamentales a la hora del diseño de una bomba. Es importante para el estudio de cualquier proyecto piloto de nuevas tecnologías seleccionar de manera adecuada la muestra de pozos para la evaluación, con el fin de obtener resultados positivos, de tal forma que no se rechace una nueva técnica debido a que pueden causarse resultados negativos por mala implementación y no por mal funcionamiento.
- ✓ Los tres pozos evaluados resultaron viables técnicamente a las condiciones requeridas, que es aumento de producción, ya que el sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas con sistema de transmisión lubricado se ajusta a las condiciones operacionales de los tres pozos. Se destacan los resultados logrados en cada uno de los tres pozos, el UIS 01 porque aumento significativamente su producción (73 barriles diarios), el pozo UIS 02 disminuyo en gran cantidad el porcentaje de sus valores operacionales.
- ✓ Para la implementación del STL, se hace necesario realizar cuatro cambios principales en los componentes de una PCP convencional, unión rotatoria, barra lisa hueca, sarta para transmisión de movimiento y conexión ranurada. Así mismo, obliga a adicionar un sistema que pueda bombear el lubricante al fondo del pozo.

8. Recomendaciones.

- ✓ Realizar un análisis, más detallado de los elementos que sufren rotura o fallas en pozos que utilizan bombeo de cavidades progresivas, teniendo en cuenta el grado de inclinación del pozo.
- ✓ Hacer un estudio sobre el efecto del cambio de área por donde se produciría con el sistema de transmisión lubricado, en la producción del pozo.
- ✓ Simular el comportamiento de pozos productores, utilizando varilla hueca y variando la configuración de los equipos, como bombas, motores, etc.
- ✓ Definir las condiciones óptimas del equipo de producción, teniendo en cuenta el sistema de transmisión a implementar para un pozo en el que se incluya un sistema de transmisión lubricado.
- ✓ Realizar la implementación del estudio como prueba piloto en los pozos UIS-01 y UIS-02 para verificar su viabilidad y si se obtienen los resultados esperados, poder tenerlo como modelo para aplicar en otros pozos.
- ✓ Realizar el estudio del empleo de la Bomba por Cavidades Progresivas con Motor en fondo de Imanes Permanentes a una mayor muestra de pozos en el campo para obtener resultados significativos.
- ✓ Realizar el estudio de la implementación del sistema PMM-PCP a pozos nuevos para evitar desde un inicio intervenciones innecesarias.
- ✓ Se sugiere tener en cuenta todos los parámetros que influyen en la selección del sistema de levantamiento artificial, como el estado mecánico y el índice de productividad, con eso poder implementar la mejor bomba posible evitando intervenciones innecesarias que conlleven a un aumento de tiempos no productivos e incremento de costos operativos.

9. Bibliografía

BACCA CURREA, Guillermo. Ingeniería Económica. Sexta edición. 2000. Pág. 217

C-FER Technologies. User Guide C-FER: PC-PUMP Software. Mayo 2019.

Disponible desde internet en: <http://www.pc-pump.com/pc-pump-software>.

DEL POZO, Leoncio. Sistema de Transmisión Lubricado. [En línea]. Aclinar. Venezuela. (19 de julio de 2016).

Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización, 1 ed. Bogotá: ICONTEC, 2008. 33 p.

HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual De Bombeo De Cavidades Progresivas. 2008.

IBAÑEZ, Silvia; PULIDO, Eliana; ORTIZ, William. Bombeo por Cavidades Progresivas. Proyecto de métodos de producción. Proyecto de investigación. Bucaramanga, Santander. Universidad Industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos, 2011.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. JUAREZ, David; BALART, Rafael; FERRANDIZ, Santiago; GARCIA, David. Estudio, Análisis y Clasificación de Elastómeros Termoplásticos [En línea]. En: Revista de Investigación Ciencias. Agosto, 2012.

MOIX, Rigoberto. Evaluación Económica De Proyectos Petroleros. 1 ed. Bogotá, Colombia: HIPERGRAPH 2014, 2014.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos De Ingeniería De Yacimientos. 1 ed. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A., 2010.

Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613. 1 ed. Bogotá: El instituto, 2008. 38 p.

Referencias documentales para fuente de información electrónicas. NTC 4490. 1 ed. Bogotá: El instituto, 2008. 23 p.

SCHLUMBERGER. Barra pulida; vástago de bombeo. Glosario de Términos Petroleros. [En línea]. Oilfield Glossary. Schumberger. 1998.

TENARIS COLOMBIA, Varillas convencional y varilla hueca.

WEATHERFORD INTERNATIONAL y RUBIO, Claudia. Sistemas De Levantamiento Artificial Por Bombeo De Cavidades Progresivas. Bogotá, Colombia.

10. Anexos

Apéndice A. Survey de desviación pozo UIS 01.

MD (ft)	Inc. (°)	Dleg (°/100ft)
0	0	0
338.2	0	0
362	0.51	0.14
482	0.71	0.61
500	1.21	2.8
542	2.38	2.79
603	4.35	3.23
666	6.48	3.41
729	7.18	1.25
792	8.53	2.2
854	9.24	1.21
1,042.00	11.9	1.86
1,166.00	13.11	0.38
1,292.00	14.38	1.17
1,355.00	15.24	1.37
1,417.00	16.38	1.89
1,543.00	18.35	1.37
1,667.00	18.75	0.36
1,728.00	18.74	2.16
1,791.00	19.23	0.78
1,854.00	20.26	1.65
1,917.00	21.07	1.37
1,980.00	21.75	1.21
2,043.00	21.89	0.26
2,168.00	21.86	0.61
2,263.00	22.54	0.32
3,600.00	13.18	0.78

Nota: Adaptado de *Estudio de desviación Ecopetrol, 2017*.

Apéndice B. Inclinación y Dogleg pozo UIS 02.

MD (ft)	Inc (°)	Dleg (°/100ft)
0.00	0.00	0.00
475.00	0.31	0.07
750.00	0.83	0.62
873.00	2.66	1.54
994.00	3.18	0.55
1,118.00	4.71	1.23
1,246.00	7.41	2.11
1,374.00	11.55	3.29
1,501.00	14.33	2.70
1,629.00	18.83	3.62
1,757.00	19.31	2.39
1,890.00	24.63	4.30
2,015.00	29.18	3.80
2,140.00	33.47	3.75
2,268.00	36.93	2.73
2,395.00	40.37	2.72
2,522.00	40.35	0.31
3,033.00	40.69	0.66
3,161.00	42.13	1.13
3,545.00	40.99	0.25
4,056.00	42.48	0.33
4,184.00	42.33	0.34
4,312.00	42.79	0.41
4,697.00	41.11	0.70
4,825.00	40.46	0.53
5,333.00	39.67	0.71
5,846.00	40.53	1.50
6,300.00	41.36	0.21

Nota: Adaptado de *Estudio de desviación Ecopetrol, 2017*.

Apéndice A. Inclinación y Dogleg pozo UIS 03

MD (ft)	Inc. (°)	Dleg (°/100ft)
100	0	0
202	3.14	2.36
333	6.76	2.31
340	6	2.5
395	7.86	4.26
425	9.17	4.87
670	19.3	4.28
700	20.81	5.25
731	22.33	4.91
762	23.71	4.5
807	25.53	4.25
852	26.75	2.9
897	27.7	2.32
1,077.00	35.87	4.87
1,122.00	38.39	5.61
1,167.00	40.65	5.04
1,212.00	42.92	5.22
1,257.00	43.78	1.91
1,392.00	43.7	0.31
1,499.00	43.02	0
1,572.00	42	3.43
1,618.00	41.27	1.7
1,888.00	36.39	3.32
1,933.00	35.02	3.07
2,023.00	32.17	3.26
2,068.00	30.98	2.66
2,113.00	29.98	2.24

MD (ft)	Inc. (°)	Dleg (°/100ft)
2,158.00	28.63	3
2,383.00	22.92	2.49
2,428.00	21.53	3.22
2,443.00	19.5	2.5
2,474.00	19.95	3.44
2,519.00	19.4	1.23
2,699.00	17.18	3.19
2,744.00	15.98	2.86
2,789.00	14.52	3.27
2,834.00	13.59	2.14
3,104.00	8	2.15
3,285.00	7.33	0.58
3,330.00	7.22	0.44
3,465.00	7.03	0.45
3,600.00	7.02	0.53
3,695.00	6.81	0.16

Nota: Adaptado de *Estudio de desviación Ecopetrol, 2017*.