

**EVALUACION TÉCNICO – ECONÓMICA DE SISTEMAS EXPANDIBLES PARA
EL COMPLETAMIENTO DE POZOS EN CAMPOS COLOMBIANOS.**



DIANA CAROLINA CAMARGO NIÑO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2011

**EVALUACION TÉCNICO – ECONÓMICA DE SISTEMAS EXPANDIBLES PARA
EL COMPLETAMIENTO DE POZOS EN CAMPOS COLOMBIANOS.**

DIANA CAROLINA CAMARGO NIÑO

**TRABAJO DE GRADO PRESENTADO COMO REQUISITO PARA OPTAR EL
TITULO DE INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Tutor:

M.Sc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZALES

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2011

AGRADECIMIENTOS

El autor desea expresar su agradecimiento a:

La Universidad Industrial de Santander por haberme acogido a lo largo de estos años de aprendizaje.

La Escuela de **INGENIERÍA DE PETRÓLEOS** y a **BAKER HUGHES DE COLOMBIA**, por brindarme la oportunidad de afianzar los conocimientos.

Al ingeniero **FERNANDO CALVETE** quien compartió sus conocimientos y experiencia, dedicando su tiempo para aconsejarme y de esta manera lograr los objetivos planteados.

A los ingenieros **JUAN RAFAEL ACERO, MARCO LOPEZ, IVAN CORONELY FERNANDO CARREÑO** por su colaboración a lo largo de este proyecto, por compartir sus conocimientos en pro de mi aprendizaje.

Y a la compañía **PERENCO COLOMBIA LIMITED**, por suministrarme la información necesaria del pozo La Gloria 17. En especial al ingeniero **MARIO RIVAS**, quien estuvo al tanto del proceso.

A cada una de las personas que aportaron sus conocimientos e hicieron posible la realización del trabajo durante el tiempo ejecutado.

DEDICATORIA

A mi padre por ser una persona tan especial, por enseñarme día a día a ser una mejor persona y por siempre creer en mí.

A mi madre por ser una mujer tan valiente y por siempre luchar por cada uno de mis defectos y cualidades.

A mis 2 grandes amigos de la Universidad, José y Fabián. Porque compartimos momentos increíbles que nunca se olvidaran.

A Lina, quién me aguantó y estuvo ahí en todos los momentos que la necesitaba.

A la Universidad Industrial de Santander y a todos los profesores que compartieron sus conocimientos para convertirme en lo que hoy soy.

Y por último a aquellas personas que hicieron que mi práctica fuera una de las mejores experiencias vividas tanto personal como laboral.

INDICE.

INTRODUCCIÓN.....	17
1. MARCO TEÓRICO.....	19
1.1 SISTEMAS EXPANDIBLES.....	19
1.2 APLICACIONES DE LOS SISTEMAS EXPANDIBLES.....	25
1.2.1 Costo efectivo de la remediación de pozos.....	25
1.3 SISTEMA PARA HUECO ABIERTO (OPEN HOLE)	27
1.3.1 LINEXX (tubería expandible).....	31
1.3.1.1 Zapato empotrado (recessed shoe)	34
1.3.1.2 RNX Zapato Recuperable para Liner.....	35
1.3.1.3 RC9 Herramienta de desplazamiento	36
1.3.1.4 Herramienta de barrido de fluido.....	36
1.3.2 Mallas Expandibles	37
1.4 EXPANDIBLES EN HOYO REVESTIDO.....	44
1.4.1 Expatch.....	46
Colgador para Expatch	48
1.5 COLGADORES EXPANDIBLES (LINER HANGERS).....	50
1.5.1 TORXS.....	52
2 CASO APLICADO LA GLORIA 17.....	57
2.1 LA GLORIA 17	58
2.2 CARACTERIZACIÓN DEL POZO.	60
2.3 DISTRIBUCION CAMPO LA GLORIA 17.....	61
2.4 ESTRATIGRAFÍA.....	62
2.4.1 Columna Estratigráfica de La Gloria 17	64

2.5	CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO.	69
2.6	PRÓNOSTICO DE PRODUCCIÓN	70
2.7	POSIBLES TASAS DE PRODUCCIÓN	70
2.8	ESTADO MECÁNICO DEL POZO	72
2.9	ESQUEMA DE LA TRAYECTORIA FINAL DE PERFORACIÓN	73
2.10	ADVANTAGE TORQUE AND DRAG. (SIMULADOR)	75
2.10.1	Parámetros del Simulador.	77
2.10.2	Resultados	79
2.11	OTROS FACTORES QUE AFECTAN.	84
2.11.1	Estiramiento de tuberías.....	84
2.11.2	Efecto de Abultamiento de tuberías (Balloning)	86
2.11.3	Efecto Buckling.....	87
2.12	PROCEDIMIENTO DE CORRIDA	90
2.12.1	Preparación en el pozo.....	90
2.12.2	Lista del chequeo del Equipo.....	91
2.12.3	Procedimiento de Corrida.	100
2.13	RESUMEN OPERACIONAL.	105
2.14	CONCLUSIONES DE LA OPERACIÓN.	106
2.15	ENSAMBLE DE LA HERRAMIENTA.	107
3	EVALUACIÓN ECONÓMICA	111
3.1	CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL POZO POR MEDIO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.	112
3.2	CORRELACION DE HAGEDORN & BROWN	114
3.2.1	Parámetros de Producción	114

3.3	ANÁLISIS NODA: POZO “LA GLORIA 17”	124
3.3.1	Flujo de Fluidos en el Yacimiento.....	130
3.4	DISEÑO DEL COMPLETAMIENTO	133
3.5	DISEÑO DEL CASING IMPLEMENTADO EN LA GLORIA 17	135
3.5.1	Parámetros que intervienen en el diseño de revestimiento.....	136
3.5.2	Parámetros que intervienen en el diseño de cementación.....	138
3.5.3	Cálculos diseño de Completamiento.	139
3.5.4	Cálculos de Cementación.....	144
3.6	EVALUACIÓN ECONÓMICA	152
3.6.1	Costo por barril producido en La Gloria 17.	153
3.6.1.1	Costos de Levantamiento.	153
3.6.1.2	Costos y Gastos del Sistema Expandible.	155
3.6.1.3	Inversión inicial.	155
3.6.2	Indicadores Económicos	159
3.6.2.1	Flujo de Caja	159
3.6.2.2	Pay-Back.	163
3.6.2.3	Valor Presente Neto	163
3.6.2.4	Tasa interna de Retorno	165
3.6.2.5	Relación Beneficio – Costo (RBC)	166
4	CONCLUSIONES	168
5	RECOMENDACIONES	169
6	BIBLIOGRAFIA	170

ÍNDICE DE FIGURAS.

Figura 1 Cono de expansión en una tubería, en el proceso de expansión del material.	21
Figura 2 Proceso de expansión mediante el cono y la cámara de expansión en la tubería.....	22
Figura 3 Launcher de la herramienta de corrida.	22
Figura 4 Gráfica Stress Vs esfuerzo para tubos sólidos expandibles.	24
Figura 5 Secuencia de Corrida del sistema expandible en hueco abierto	30
Figura 6 Tubería Linexx	
Figura 7 Secuencia para implementación del Cement / Drill Out. (Zapato de Perforación)	32
Figura 8 Secuencia de asentamiento y proceso de corrida del Linexx en hueco abierto. Parte 1.	33
Figura 9 Secuencia de asentamiento y proceso de corrida del Linexx en hueco abierto. Parte 2.	33
Figura 10 Diferencia de los Zapatos para Revestimiento.	35
Figura 11 Base de la tubería Perforada	39
Figura 12 Construcción de la malla y componentes.	40
Figura 13 Fibras enlazadas para permitir filtrado.....	40
Figura 14 Sistema acoplado de mallas expandibles en hueco abierto.	41
Figura 15 Malla expandible (Express) Marca Baker Hughes.	43

Figura 16 Cladding (cobertor) de un liner expandible dentro de un revestimiento de gran diámetro reforzando el revestimiento original	
Figura 17 Secuencia de implementación de sistemas expandibles en huecos revestidos.	46
Figura 18 Esquema técnico del Expatch (Propiedad de Baker Hughes)	47
Figura 19 Gráfica Tabla de Descripción partes del Expatch.	48
Figura 20 Esquema del colgador del Expatch.	49
Figura 21 Proceso de ejecución para la implementación de un Liner Hanger	51
Figura 22 Esquema del Torx (colgador) de Baker Hughes.	53
Figura 23 Gráfica de Tabla dimensiones de las partes del TORX.	54
Figura 24 Mapa ubicación Campo La GLORIA.....	59
Figura 25 Distribución de pozos pertenecientes al Campo La Gloria	61
Figura 26 Columna Estratigráfica de La Gloria 17	64
Figura 27 Estado mecánico del pozo La Gloria 17	72
Figura 28 Trayectoria Final de Perforación.....	73
Figura 29 Pantallazo del Simulador "Advantage Torque & Drag" Datos suministrados . Parte 1	76
Figura 30 Pantallazo del Simulador "Advantage Torque & Drag" Datos de Tubería. Parte 2	77
Figura 31 Pantallazo del Simulador "Advantage Torque & Drag" Datos del Fluido . Parte 3	78

Figura 32 Pantallazo del Simulador "Advantage Torque & Drag" Datos de la Broca de Perforación . Parte 4	78
Figura 33 Grafica de cargas a través de la sarta Vs la profundidad medida.....	79
Figura 34 Arrastre VS Profundidad Medida.	81
Figura 35 Arrastre VS Profundidad Medida.	81
Figura 36 Gráfica Fuerzas Axiales Vs Profundidad.	82
Figura 37 Características del efecto de Abultamiento en tuberías.....	86
Figura 38 Características del efecto de acortamiento en tuberías.....	88
Figura 39 Gráfica carga Levantamiento de la sarta Vs Profundidad.....	89
Figura 40 Grafica carga de empuje de la sarta Vs Profundidad	89
Figura 41 Asiento de Bola.....	107
Figura 42 Asiento de Bola con los Support Dogs.....	107
Figura 43 Stroker.	108
Figura 44 Colgador Expandible.....	108
Figura 45 Ensamble superficial . Camisa.....	108
Figura 46 Cono Expansor.	109
Figura 47 Colgador con Tieback.....	109
Figura 48 Setting Tool. Pack off.....	109
Figura 49 Ensamble del Ancla del sistema	110
Figura 50 Flapper.....	110
Figura 51 Wiper Plug	110

Figura 52 Fundamentos Básicos de Presión	113
Figura 53 Gráfica Coeficiente Número de Viscosidad	120
Figura 54 Factor de Correlación Secundario	121
Figura 55 Gráfica Correlación $\frac{HI}{\psi}$	122
Figura 56 Gráfica de Moody	123
Figura 57 Pérdidas de Presión en el yacimiento.....	125
Figura 58 Pérdidas de energía sistema de producción.....	127
Figura 59 Unidad de Yacimiento.....	128
Figura 60 Modelo de comportamiento de un pozo produciendo con método de inyección de gas.	129
Figura 61 Gráfica Inflow Vs Outflow.....	132
Figura 62 Gráfica Flujo de Caja Libre Sistema Expandible.....	160
Figura 63 Gráfica Flujo de Caja Libre Sistema Convencional.....	162

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Generalidades del campo.....	60
Tabla 2 Profundidades de Formaciones posibles productoras.....	63
Tabla 3 Posibles Datos de Producción en meses.	71
Tabla 4 Posibles Datos de Producción en años.	71
Tabla 5 Resultados Cálculo IPR . (Suponiendo Pwf)	130
Tabla 6 Datos Finales Diseño de Completamiento.	146
Tabla 7 Características del Rendimiento Cemento	147
Tabla 8 Costos de Levantamiento.....	154
Tabla 9 Costos del Torxs	155
Tabla 10 Costos Liner Hanger Convencional.....	156
Tabla 11 Costo tubería diseño-Liner.....	157
Tabla 12 Costo diseño sin usar Liner.....	157
Tabla 13 Costo del cemento del diseño actual.	158
Tabla 14 Costo del cemento sin usar Liner.....	158
Tabla 15 Ingresos y Egresos de Producción de Crudo.	159
Tabla 16 Ingresos y Egresos Producción, Sistema Expandible.	160
Tabla 17 Ingresos y Egresos Producción, Sistema Convencional.	162

RESUMEN

TITULO: EVALUACION TÉCNICO – ECONÓMICA DE SISTEMAS EXPANDIBLES PARA EL COMPLETAMIENTO DE POZOS EN CAMPOS COLOMBIANOS.

AUTOR: Camargo Niño, Diana Carolina **

PALABRAS CLAVES: Sistemas Expandibles, Δ Presión, Análisis Nodal, Tuberías, Diseño de completamiento. Advantage Torque and Drag

DESCRIPCIÓN

Los sistemas expandibles, son una tecnología que se ha implementado tanto en huecos abiertos como revestidos desde hace 10 años. Fueron creados para ser implementados en pozos profundos, pozos horizontales, pozos costa fuera y para reservorios carbonatados con la finalidad de conservar el tamaño de pozo, aislar hidráulicamente zonas seleccionadas, reparar y reforzar el revestimiento, maximizar la vida del yacimiento y por viabilidad económica.

Una breve descripción se presentará de todas las herramientas que existen en este momento, donde serán descritas sus formas de funcionamiento, partes del sistema, esquemas, beneficios y demás información útil para entender la operación de los mismos.

Basados en la información conocida de las herramientas de sistemas de completamiento convencional se hará una comparación entre los dos, con el fin de entender mejor la nueva tecnología y conseguir una mejor visión de las ventajas y desventajas que pueden presentar cada sistema en los diferentes escenarios.

Se realizará un análisis técnico- económico para el pozo La Gloria 17, de la compañía Perenco Colombia Limited, donde se estudiará el caso, se presentarán los resultados de las simulaciones realizadas para su implementación, además se hará un análisis nodal y un diseño del completamiento de los dos sistemas comparados, consiguiendo con estos resultados demostrar las ideas planteadas y las ventajas económicas arrojadas por el sistema.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingeniería Físicoquímicas, Ingeniería de petróleos. Tutores: CALVETE GONZÁLEZ, Fernando Enrique (UIS)

ABSTRACT

TITLE: REVIEW TECHNICAL- ECONOMICAL OF EXPANDABLES SYSTEMS IN WELL COMPLETIONS AT COLOMBIA'S FIELD.

AUTHOR: Camargo Niño , Diana Carolina**

KEYWORDS: Expandaables Sysytems, Solid Expandable Tubulars, Nodal Analyisis. Completion Desing, Advantage torque and Drag simulator

DESCRIPTION

Solid Expandable Tubulars, a revolutionary technology that has been installed in both open-hole and cased-hole wellbores for 10 years ago. It was created for current challenges in deepwater, sub salt environment, carbonate reservoir and horizontal wells for conservation of hole size, hydraulic isolation of selected zones, lateral close-off, repairing and reinforcement casing, maximization of well life and economic feasibility.

A brief description will be presented of all tools that exist in this moment, where will be described its mode of operation, parts of the system, outlines, benefits and other helpful information in order to understand the performance of themselves.

A concise analysis will be made with the information of the tools conventional completion systems where will be compare them, with the intention to better understand the new technology and get a improved view of advantages and disadvantages of each system that can present different wells.

Finally a technical-economic analysis will be made for well, THE GLORIA 17, operated the company Perenco Colombia Limited, the simulation results for the tool implementation in the hole will be presented. Also a nodal analysis of the system will be performed and a design completion with different options for the design of well, in order to demonstrate the hypothesis raised and economic benefits generated by the system.

* Proyect Degree

** Physicochemical Engineering College. Petroleum Engineering School. Director CALVETE GONZÁLEZ, Fernando Enrique

INTRODUCCIÓN

El reacondicionamiento de pozos, es una de las etapas más importantes, ya que, esta es la actividad principal para que el pozo produzca bajo las mejores condiciones y consiguiendo la tasa máxima apropiada, el adecuado diseño de los esquemas de completamiento para cada pozo es específico, se realiza con el fin de no generar daño irreversible a la formación en un tiempo posterior a ejecutado el sistema, por lo cual se convierten en parte decisiva el desempeño operativo, productivo y desarrollo del campo. La eficiencia y seguridad de los diseños de completamiento dependen de la correcta y estratégica disposición de todos los parámetros que lo conforman, es decir, está fuertemente ligado con la productividad del pozo, la cual es analizada en sus condiciones mecánicas y la rentabilidad económica.

Desde los inicios de la perforación de pozos, se han implementado algunas herramientas, para lograr un eficiente levantamiento de fluidos. En principio, los pozos fueron perforados con herramientas de cable en áreas donde las formaciones penetradas eran consolidadas y no se derrumbarían dentro del hueco; la tubería de revestimiento no era comúnmente usada a excepción del tope del pozo. Cuando una zona productora era encontrada, el pozo se llenaba de petróleo inmediatamente. Si había suficiente presión, el petróleo podía fluir hacia la superficie, el cual podría producirse de esa manera.

Cuando la energía del yacimiento empezaba a decaer, el fluido tenía que ser levantado por el '*tubing*' y mediante bombas de succión (*sucker rod pump*) que eran corridas dentro del pozo para elevar los líquidos a la superficie. Si el agua entraba desde una zona superior se volvía un problema, una simple empaquetadura que hacia sello con la pared del hueco se ajustaba a la tubería de producción (*tubing*) para evitar el flujo de agua.

Por otra parte, se implementó la tubería de revestimiento para prevenir la entrada de agua, acción que logró un mejoramiento sobre la empaquetadura a hueco abierto, así esto rápidamente se convirtió en una práctica general para evitar este tipo de problema, junto a este procedimiento llegó la cementación de esta nueva tubería de revestimiento cerca al tope de una zona potencialmente productora. Así el pozo era cañoneado en la zona de interés y completado cuando una producción aceptable era conocida. El método fue satisfactorio debido a la relativa superficialidad de los huecos en ese entonces y fue apropiado para la perforación con cable.

Otro problema empezó a afectar la producción y fue el ocasionado por el arenamiento que taponaba la tubería y aumentaba los problemas de corrosión en el sistema, inicialmente fueron solucionados con una pantalla tipo malla (*screen liner*) o con una simple tubería perforada puesta a hueco abierto. La decisión acerca de cómo un pozo debería ser completado era mucho más simple años atrás. Un pozo fluyendo abundantemente podía a menudo pagarse por sí mismo en cuestión de días. A diferencia de un pozo bombeado que le tomaba un poco más de tiempo, pero en ambos casos, lo relacionado a aspectos económicos era tan simple como lo relacionado a aspectos mecánicos.

A medida que pasaba el tiempo, la industria petrolera comenzó a encontrar pozos con condiciones diferentes, empezaba la época en los que los pozos requerían de mayor análisis y esfuerzos para obtener buenos resultados en la producción.

Los avances en las prácticas de las operaciones de completamiento habían traído a la perforación rotaria muchas de las ventajas de la perforación con cable. Algunos de los procedimientos para trabajos con herramientas con cable son aun empleados, y operaciones con cable para limpieza son a menudo usadas cuando las presiones de formación son bajas.

1. MARCO TEÓRICO

1.1 SISTEMAS EXPANDIBLES

Los sistemas expandibles, fueron creados como una respuesta a los problemas de telescopio que se presentan en pozos muy profundos, lo cual ocasiona mayor dificultad en las operaciones de perforación y completamiento del mismo.

Es por esto, que a comienzos del siglo XXI, se crea la necesidad de encontrar un mecanismo que pudiera contrarrestar estos efectos, empresas como Shell, British Petroleum, Halliburton, Baker Hughes, entre otras. Empiezan un proceso de investigación e implementación de alta tecnología para innovar el mecanismo que pueda compensar los problemas que se presentan.

Y de esta limitación, aparecen los sistemas expandibles que son herramientas diseñadas con materiales especiales, que por un proceso mecánico e hidráulico puedan ser expandidas cuando están ubicadas en su lugar de asentamiento. Estos sistemas, están basados en una tecnología llamada *SETs* “Tubos Sólidos Expandibles” (*Solid Expandable Tubulars*). El principio de funcionamiento se basa en un mandril o cono que es usado para lograr la deformación del material, es decir, lograr una expansión del diámetro original de la tubería. El cono es movido o propagado a través de los tubos por una presión hidráulica diferencial a través del cono o mediante una fuerza de tensión.

La presión es bombeada por medio de tubería interna que está conectada al cono y una fuerza mecánica aplicada desde la superficie de la tubería. La expansión de la tubería es limitada en la región de plasticidad del respectivo material del que haya sido fabricada.

Incluso con el avance de la tecnología, importantes temas con relación a estos problemas continúan desafiando todo lo concerniente a la industria del petróleo y

gas, incluyendo la conservación del tamaño de hueco, aislamiento hidráulico de zonas seleccionadas, maximización de la vida del pozo, y la factibilidad económica.

A pesar de todos los avances que se han desarrollado en el uso de estas tecnologías, manejar las contingencias de tubos convencionales llega a ser más difícil, especialmente con las condiciones de un pozo de gran profundidad y cuando requiere aplicación de diseños complejos por los modelos estructurales y geológicos que presenta el yacimiento, cuando se presentan estas situaciones una opción recomendable es el uso de *Liner Hangers*, por la forma de implementación en el pozo y los procedimientos que se siguen con la instalación del mismo, al reducir considerablemente los costos de las operaciones al eliminar la necesidad de usar un empaque de *Liner Hanger* convencional y proveer una presión superior de sello comparado con la tecnología convencional, como consecuencia generan un grado de confiabilidad más alto.

Ya que la búsqueda de petróleo está siendo centrada en aguas profundas y ambientes exigentes, maximizar la producción de crudo y ultimar el recobro son factores principales para asegurar que el desarrollo de dichos objetivos, generen altos costos para su funcionamiento. La maximización de la producción y el recobro requieren de un trabajo de evaluación y remediación del pozo por medio de registros y estimulaciones con ácido y pruebas en el taladro pueden dar acceso a la situación de derrumbe del hueco.

Por otra parte, cuando el pozo se estima como un pozo maduro en el cual se presenta deterioro de tubería, la solución son los Tubos sólidos expandibles (SET's), los cuales reparan o refuerzan la tubería existente con recubrimientos que se adhieren a las paredes existentes, generando por supuesto, la menor reducción de diámetro interno original.

La pieza básica del equipo principal de la tecnología de tubos sólidos expandibles (SET) es un dispositivo de expansión mecánica conocido como expansión de cono que es propagado a través de la tubería implementada en pozo usando presión hidráulica. El movimiento del cono expande los tubos a los diámetros internos y externos deseados en una deformación plástica proceso conocido como expansión en frío¹.

Figura 1 Cono de expansión en una tubería, en el proceso de expansión del material.

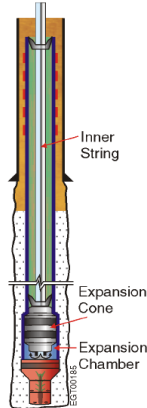


Fuente. DUPAL, Kennet; LOFTON, John E. SPE/IADC 67770. Solid Expandable Tubular Technology-A Year of Case Histories in the Drilling Environment. Drilling conference held in Amsterdam , The Netherlands, 27 February – Marzh 2001.

El cono es movido o propagado por medio de los tubos sólidos por una presión diferencial hidráulica a través del cono mismo y/o por una fuerza mecánica de levantamiento o una fuerza de empuje. La presión diferencial es bombeada a través de la sarta interna conectada al cono y la fuerza mecánica es aplicada por cada levantamiento o movimiento descendente a la sarta.

¹ DUPAL, Kennet; LOFTON, John E. SPE/IADC 67770. Solid Expandable Tubular Technology-A Year of Case Histories in the Drilling Environment. Drilling conference held in Amsterdam , The Netherlands, 27 February – Marzh 2001. Página 1,2

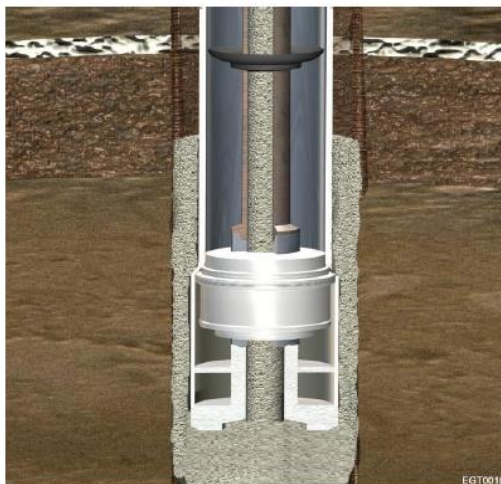
Figura 2 Proceso de expansión mediante el cono y la cámara de expansión en la tubería.



Fuente. DUPAL, Kennet; LOFTON, John E. SPE/IADC 67770. Solid Expandable Tubular Technology-A Year of Case Histories in the Drilling Environment. Drilling conference held in Amsterdam , The Netherlands, 27 February – Marzh 2001.

La parte inferior del sistema, está conformado por un implemento metálico, comúnmente conocido como lanzador (*launcher*), que contiene al cono de expansión. El lanzador está constituido de una pared delgada de acero, de alta resistencia que tiene un espesor más delgado que la cubierta expandible.

Figura 3 Launcher de la herramienta de corrida.



Fuente. DUPAL, Kennet; LOFTON, John E. SPE/IADC 67770. Solid Expandable Tubular Technology-A Year of Case Histories in the Drilling Environment. Drilling conference held in Amsterdam , The Netherlands, 27 February – Marzh 2001.

El lanzador al tener una pared más delgada que el diámetro externo (OD) que en este caso sería el *drift* del *casing* anterior, puede ser viajado dentro del hueco a través del *casing* anterior. La diferencia entre el espesor de pared del lanzador y el elastómero de las juntas del colgador permite la expansión de la tubería para sellar o realizar un “*clad*” (reparación del material).

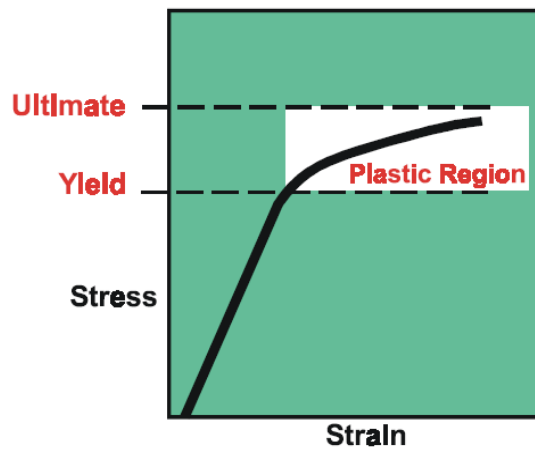
La tubería expandible termina con un diámetro externo, después de la expansión, que es mayor al diámetro externo del lanzador, mientras el diámetro interno de la tubería expande el mismo diámetro del lanzador y de la tubería.²

El progreso del cono a través de la deformación de los tubos de acero se puede observar en la gráfica a continuación, en la que el esfuerzo de la carga aplicada es función de la deformación del material, la región de la expansión se encuentra en la zona plástica y el proceso del material para obtener un buen resultado y conservar las propiedades originales, es resultado que la expansión no exceda y se encuentre entre los límites de elasticidad y cedencia para cada material en particular³.

² RIVENBARK, Mark. SPE 90821. Solid Expandable Tubular Technology: The Value of planned installation Vs Contingency. SPE annual technical conference and exhibition held in Houston, Texas, U.S.A, 26 -29 September 2004. Página 2

³ RIVENBARK, Mark. SPE 90821. Solid Expandable Tubular Technology: The Value of planned installation Vs Contingency SPE annual technical conference and exhibition held in Houston, Texas, U.S.A, 26 -29 September 2004. Página 3

Figura 4 Gráfica Stress Vs esfuerzo para tubos sólidos expandibles.



Fuente. DUPAL, Kennet; LOFTON, John E. SPE/IADC 67770. Solid Expandable Tubular Technology-A Year of Case Histories in the Drilling Environment. Drilling conference held in Amsterdam , The Netherlands, 27 February – Marzh 2001. Página 1,2

Expansiones mayores al 20%, basadas en el diámetro interno de la tubería han sido realizadas, sin embargo, la mayoría de las aplicaciones que utilizan 4-1/4 pulgadas a 13-3/8 pulgadas de expansión tubular han requerido menos del 20%.

1.2 APLICACIONES DE LOS SISTEMAS EXPANDIBLES

Probablemente la ventaja más significativa de los sistemas expandibles es el avance tecnológico. Actualmente, algunos pozos críticos no pueden ser perforados para sus objetivos sin la tecnología SET's (sólidos tubos expandibles), un ejemplo de estos pozos podría ser para pozos en aguas ultra profundas (mayor a 5000 –ft de TD), en donde las operaciones resultan riesgosas y no son una buena alternativa para revestir todo el pozo.

Perforación profunda y más económica, es generada por la tecnología de expandibles que permiten a las compañías tener acceso a las reservas que no pueden ser encontradas con tecnología convencional, generando gastos operacionales más bajos. Esta industria necesita de nuevas tecnologías debido a las condiciones actuales que se presentan y a los desafíos que aquejan las operaciones, así perforar en zonas de altas presiones, ambientes de aguas profundas, pozos desviados y molestas presencias de sal, son viables con SET's.

1.2.1 Costo efectivo de la remediación de pozos

El primer paso en cualquier plan de remediación de pozo es evaluar totalmente y entender las condiciones de ensamble del revestimiento del pozo. A menudo pozos que fueron perforados en los años 40's y 50's tienen muy pocos datos con relación al peso y el grado del revestimiento instalado en esos tiempos. En efecto, ya que las normas API del casing son recientes, la variación de los tamaños del revestimiento (ID's y OD's) y los pesos son bastante considerables con las utilizadas en estos tiempos.

Por consiguiente el material de los revestimientos puede originar erosión ya sea dentro o fuera del casing, registros con cable eléctrico pueden ser corridos y

evaluar las condiciones actuales del mismo. Así, al conocer la situación de la tubería, permite calcular efectivamente la posición adecuada para los sistemas expandibles en hueco revestido.

Cuando se realizan registros eléctricos con cable, debido a que estos son generados por medio de ultrasonido, el revestimiento puede ser evaluado para determinar la integridad exterior e interior, diámetro interior, espesor de pared y posibles óvalos presentes en la sarta. Al mismo tiempo la calidad del cemento bombeada puede ser determinada para decidir si la acción es necesaria para lograr el aislamiento hidráulico requerido en el intervalo. El uso de estos registros genera mejoramientos para los nuevos cambios de las soluciones efectivas de los expandibles. Alternativamente, si las condiciones exteriores del revestimiento son conocidas, un caliper con múltiples medidores puede ser útil para determinar el diámetro interno con 0.05 pulgadas y las condiciones internas del revestimiento.

Perdidas de pozo y/o producción debido al daño significativo del revestimiento causado por el hundimiento de la formación pueden ser un problema considerable, particularmente en reservorios con muy baja o alta porosidad. La tecnología de sólidos tubos expandibles (SET) y *Liner* para hueco revestido (CHL) es un método que está siendo utilizado para aliviar el daño del revestimiento debido al hundimiento de las formaciones. Las técnicas desarrolladas para la remediación podrían también ser utilizada para reparar el revestimiento bajo diferentes condiciones. El hundimiento ha sido reportado en muchos campos alrededor del mundo, ya que presenta dramáticas consecuencias a nivel de las operaciones de producción y en algunas ocasiones pueden completamente cerrar la producción del pozo. El hundimiento es esperado cerca de la zona de producción, en donde el reservorio es más frágil y las condiciones de porosidad y permeabilidad varían. Como los fluidos son extraídos desde el reservorio la roca se compacta; y en pozos someros esta compactación puede alterar las presiones del yacimiento, consiguiendo de esta manera un daño en la formación.

1.3 SISTEMA PARA HUECO ABIERTO (OPEN HOLE)

Estos sistemas proveen una mayor efectividad, bajos costos, soluciones para las contingencias operacionales en hueco abierto, generando al operador del campo trabajar con una sarta de mayor diámetro con lo cual se puede hacer la diferencia entre el éxito y la falla, ganancias o pérdidas.

Incrementar la longitud del revestimiento con una pequeña reducción en el diámetro es especialmente útil cuando los diseños del mismo son muy largos en profundas secciones del hueco, razón que los convierten en opciones poco viables. Por lo tanto, el conjunto de soluciones de expandibles proporciona por el valor de trabajo de 2 sartas, el valor de una, si se utiliza un completamiento convencional en un pozo de situaciones no críticas. Además este sistema permite a los operadores aumentar los diseños de completamiento para pozos exploratorios y así llegar a zonas prometedoras que resultan más profundas de lo esperado; puesto que permite el acceso a zonas profundas y la evaluación con registros convencionales, sin restricciones que requieran herramientas de registro que se ajusten al tamaño del pozo.

El diámetro de la tubería en el total de la profundidad (TD) es la más amplia posible que con un programa convencional y facilita la conversión para la producción en una rata económica adecuada.

Expandibles en hueco abierto proveen soluciones a las contingencias para la pérdida de circulación o aguas someras en zonas de flujo y en otros casos aguas profundas en ambientes con presencia de sal. En campos maduros el re-desarrollo, es una buena opción los sistemas expandibles en hueco abierto ya que

permiten ampliar las zonas de exploración a reservas profundas y aislar zonas de agua que han sido penetradas horizontalmente por las re-entradas de agua.⁴

La tubería expandible para hueco abierto es usada para reducir los problemas operacionales asociados con las inestabilidades del pozo, presiones de poro, gradientes de fractura y los efectos del contenido de sal de las formaciones.

El sistema de expandibles en hueco abierto (*OHL- openhole liners*) es corrido a través del revestimiento existente o *Liner* y posicionado en la ubicación requerida. Este sistema expandible *OHL* es después implementado en pozo operando su mecanismo de expansión desde el fondo hacia arriba. Cuando la expansión del cono llega al límite entre el expandible *OHL* y la sarta existente, el cono expande un elastómero que envuelve la junta del *Liner Hanger* de tal manera que provee un sello permanente entre las dos sartas.

OHL's son expandidos desde el fondo hacia arriba, debido a las limitaciones del *Liner* durante la expansión porque es más fácil generar las fuerzas bombeando a través del levantamiento de la sarta de trabajo, en lugar de suministrar peso por dicha sarta.

Los *Liners* a menudo dificultan conseguir la posición adecuada en su profundidad total y consecuentemente puede ser sentado en cualquier punto diferente al esperado. Es por esto que una expansión de arriba-abajo podría primero anclar el *Liner* expandible en la tubería anterior, y la expansión resultante podría estar limitada en el *Liner* desde el fondo generando de esta manera que la restricción de expansión del *Liner* no puede cubrir un adecuado intervalo en el fondo del hueco. Una expansión de abajo-arriba primero ancla el *liner* expandible en la profundidad más baja, y el limitante de la posterior tubería experimentada

⁴ MACK, Robert. COOK, SPE 56500 Expandable Tubular Solutions. Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, Texas, 3–6 October 1999.

durante la expansión se produce en el resto de la superposición. El cubrimiento del *Liner* en el fondo del hueco queda de esta manera asegurada.

Cuando la sarta de trabajo está siendo sacada del hueco como parte de la operación de expansión, alguna fuerza de tensión adicional puede ser agregada a la sarta de trabajo, si es necesario, con el fin de servir como una fuerza secundaria para manejar la expansión.

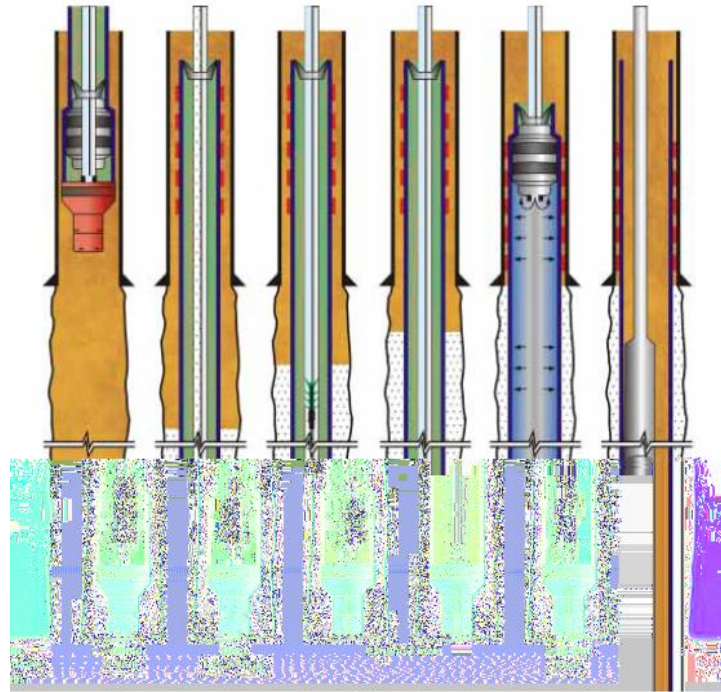
Con una expansión de arriba-abajo, la fuerza hacia abajo o el peso adicional a la sarta de trabajo podría servir como una fuerza de expansión secundaria, re- posicionando la sarta de perforación en compresión. Los *Drill Collars* o collares de perforación y el sobrepeso de la tubería de perforación podrían ser requeridos como parte del equipo de la sarta para compensar el peso adicional. Esto podría solamente incrementar el tiempo para realizar el ensamble de la tubería de perforación con un mínimo de fuerzas de compresión que se añaden en comparación con las fuerzas de tensión disponibles. Por ejemplo, las fuerzas de propagación en las operaciones de expansión, cuando se presenta en tuberías de diámetro 13-3/8 de pulgada pueden acercarse a las 300,000 libras. Para conocer las condiciones referentes al tamaño y las propiedades mecánicas del *casing* determinan la propagación de las fuerzas necesarias para expandir el *Liner*.

Los pasos a continuación describen la secuencia de ejecución para la instalación de un expandible en hueco abierto.

1. Perforar la sección del hueco para facilitar la instalación del expandible.
2. Correr en el hueco con el *Liner* expandible, ensamble de expansión y lanzador.
3. Cementar el *Liner* expandible.
4. Instalar el tapón - *plug* para facilitar la expansión.
5. Expandir el *Liner* del sistema.

6. Expandir la junta del colgador expandible.
7. Perforar el zapato del ensamble.

Figura 5 Secuencia de Corrida del sistema expandible en hueco abierto



Fuente. MACK, Robert. COOK, SPE 56500 Expandable Tubular Solutions. Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, Texas, 3–6 October 1999.

1.3.1 LINEXX (tubería expandible)

Es una tubería capaz de ser expandida y de tal manera perder muy poco el diámetro interno que tenía la tubería anterior, cuenta con diversas herramientas para lograr su real funcionamiento, algunas de sus características son:

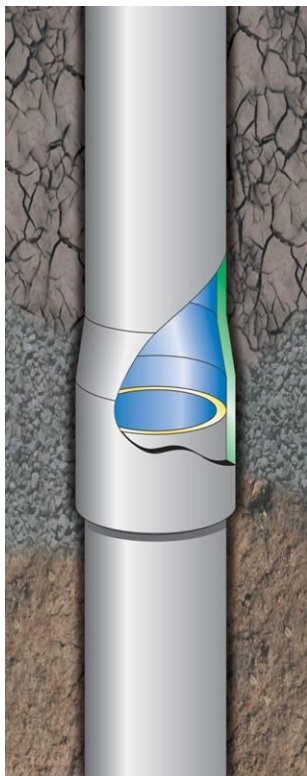


Figura 6 Tubería Linexx

Fuente. MACK, Robert. COOK, SPE 56500 Expandable Tubular Solutions. Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, Texas, 3-6 October 1999.

- Provee un simple y efectivo método para expandir el *Liner Hanger* y la tubería sólida sin depender de peso en la tubería de perforación el cual es particularmente benéfico para pozos desviados y horizontales.

- El sistema requiere de un solo viaje.

- Puede ser utilizado en pozos profundos y horizontales sin reducción de diámetro interno.

- Contiene un sistema de pistón hidráulico que genera fuerzas de empuje para la expansión de los tubos con un cono expansor.

- Permite que la tubería de perforación soporte las presiones generadas necesarias para expandir la tubería en el hueco.

- El anclaje es hidráulicamente activado por medio de un botón insertado que provee un agarre seguro y confiable a la tubería expandible y que está a su vez se obtiene el diámetro del hueco original.

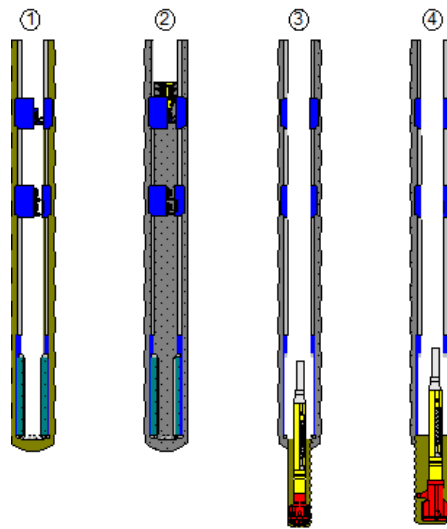
- El anclaje es activado por una fuerza hidráulica aplicada desde superficie, ya que el agarre del ancla es hecho en la tubería, la aplicación continua con la activación del *stroke* de la presión.

- La presión hidráulica es liberada permitiendo el ancla pueda ser cargada y preparada para el próximo

stroke. Esta operación es repetida hasta que la longitud total de la extensión del *Liner* haya sido expandida.

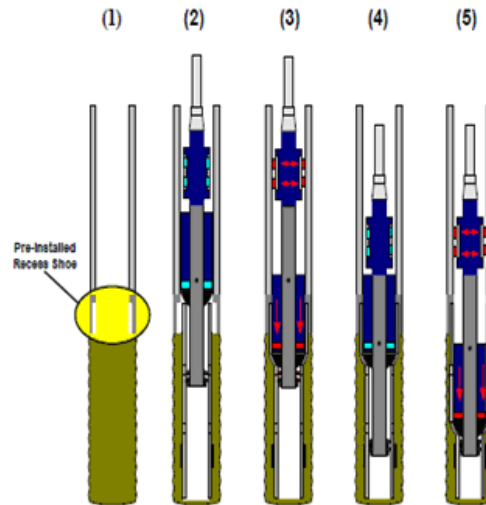
- El ancla permite que la expansión tome lugar sin tener que utilizar las fuerzas de cada junta de la sarta de trabajo en el proceso de expansión.

Figura 7 Secuencia para implementación del Cement / Drill Out. (Zapato de Perforación)



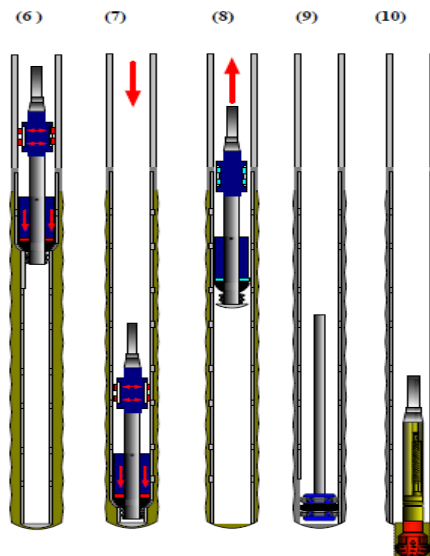
Fuente. Archivo Baker Hughes de Colombia. Manual de Operación de Herramientas.

Figura 8 Secuencia de asentamiento y proceso de corrida del Linexx en hueco abierto. Parte 1.



Fuente. Archivo Baker Hughes de Colombia. Manual de Operación de Herramientas.

Figura 9 Secuencia de asentamiento y proceso de corrida del Linexx en hueco abierto. Parte 2.



Fuente. Archivo Baker Hughes de Colombia. Manual de Operación de Herramientas.

Para la implementación del *Linexx* en el pozo es necesario implementar y utilizar diversas herramientas para su correcto funcionamiento entre estas está las que se mencionan a continuación.

1.3.1.1 Zapato empotrado (recessed shoe)

El zapato empotrado reemplaza el convencional zapato para *casing* que es típicamente corrido en las aplicaciones de Liner Convencional, estos dispositivos son apropiados en 2 configuraciones diferentes cuando la capacidad de circulación es en retorno (RC9-R) y la no circulación (RC9) . El uso de equipos de flotación y prácticas de cementación son estándares.

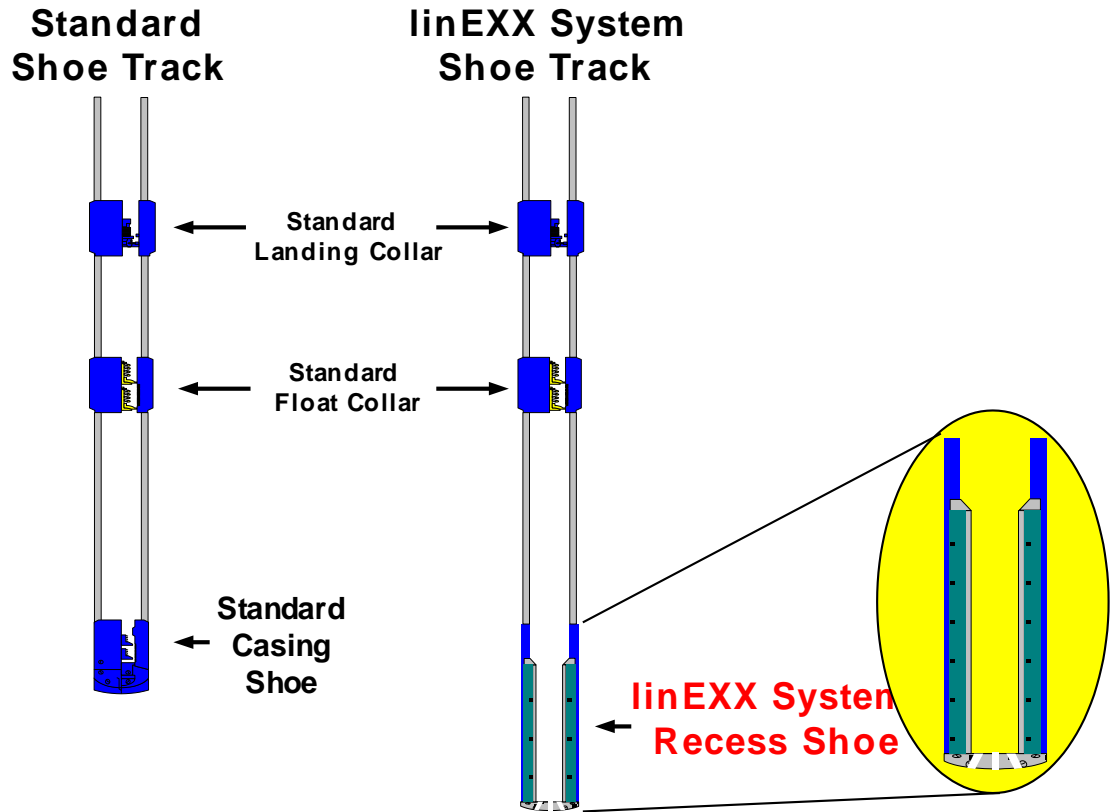
La restricción en el diámetro interno del zapato permite la extensión de colgadores para ser expandido dentro de esta área, además con el liner por debajo de la zona expandida y de esta manera prevenir cualquier restricción entre el diámetro interno y el hueco del pozo por debajo del revestimiento existente. Este zapato permite rápida perforación dejando una estructura interna de protección que aísla el cemento desde la pared del pozo y localiza un perfil para una mejor ubicación cuando se ha terminado la operación. (Este perfil se hace muy útil para indicar en el momento de la expansión de la tubería, dando una ubicación exacta del lugar donde se debe posicionar la sarta de trabajo para trabajos posteriores).

- El zapato empotrado (*recessed shoe*) permite al liner la expansión en su extensión mientras mantiene el drift original del revestimiento.
- La guía de aluminio en el final del zapato permite una fácil perforación.
- El compuesto interno movable del zapato protege las paredes del zapato en el proceso de cementación y viruta que puedan ser generados.
- Flujo interno permite el paso al fluido del anular mientras es expandido el *Linexx* y en el proceso de cementación.⁵

Tech Unit. Baker Hughes. Reccesed Shoe⁵

Figura 10 Diferencia de los Zapatos para Revestimiento.

Cementing Shoe Track



Fuente. Archivo Baker Hughes de Colombia. Manual de Operación de Herramientas.

1.3.1.2 RNX Zapato Recuperable para Liner

El RNX Zapato Recuperable para Liner es un zapato de corrida que es localizado en el final del Linexx (expandible), este zapato permite la habilidad para posicionar el linexx en un hueco abierto proporcionando los mismos beneficios de un zapato para procedimiento convencional.

Sin embargo, el RNX tiene un perfil localizador en el diámetro interno que se acopla a la herramienta de trabajo, con la cual después de ser expandido el

linexx, es posible recuperar este zapato, gracias al perfil que permite el ensamble necesario para recuperar esta herramienta, esta recuperación deja la expansión del linexx sin ninguna obstrucción, es decir, abierto al flujo y sin la necesidad de perforar ningún zapato, lo cual es un ahorro en el costo de operaciones, sin descuidar el debido procedimiento de cementación necesario. ⁶

1.3.1.3 RC9 Herramienta de desplazamiento

La herramienta de desplazamiento para el RC9 es un dispositivo que es usado para abrir y cerrar el retorno del anular situado dentro del RC9-R. La herramienta incorpora un localizador, el cual da una indicación en superficie cuando la herramienta de desplazamiento está en la profundidad y localizada correctamente. La herramienta abre el puerto de retorno de retorno cuando la rotación es aplicado a la tubería de perforación y cierra el puerto por dirigir el movimiento ascendente de la herramienta a través del zapato. ⁷

1.3.1.4 Herramienta de barrido de fluido

La herramienta de flow barrier es posicionada cerca al fondo de la expansión de la sarta de trabajo en el Linexx, la cual por su diseño permite asistir en la limpieza del liner al fondo creando una barrera en el flujo anular entre la herramienta y la tubería expandible al ser corridas en el hueco. La intención no es actuar como un sello definitivo al fluido de circulación directa a través del liner (sin pasar por la expansión del cono/ base del liner) y salir a través del recessed shoe, para facilitar la implementación de los equipos de las 2 secciones, una brida está disponible para las aplicaciones Monoexx (hueco de una zona productora) de manera que el flujo de la barrera de la herramienta se pueden suministrar fuera de la parte superior de la aplicación del colgador.

⁶ Tech Unit . Baker Hughes. RNX Shoe

⁷ Tech Unit. Baker Hughes. RC9 Tool.

Beneficios/ características

- Permite la circulación a través del zapato del liner mientras es corrido los diversos sistemas que comprenden el sistema de tubería expandible.
- Asentamiento de bola puede ser usado como una activación de la bola para el proceso de expansión.
- Empacaduras de tamaños diferentes pueden ser permitidas.
- Los agarres del colgador permiten la expansión de la sarta del Monoexx para ser ensamblado en la mesa rotaria de las 2 secciones.

1.3.2 Mallas Expandibles

Completamientos con mallas expandibles están ganando más aceptación en la industria del crudo y gas alrededor del mundo. Diversos factores han contribuido a su aplicación en diferentes ambientes. La tecnología de mallas expandibles provee el mayor diámetro interno, que es posible con cada malla independiente o diseño con el uso de grava. Por lo tanto, grandes diámetros no solo mejoran la eficiencia del diseño por la reducción de la caída de presión a lo largo de los intervalos horizontales sino además brindan mejores opciones de remediación a los operadores que las tecnología convencionales existentes del control de arenas.

Por proveer un soporte al hueco y reducir los espacios entre las mallas y el anular o el hueco, la frecuencia por erosión y los problemas por pegas son minimizados. En consecuencia a esto, mejora en grandes términos la confiabilidad de las operaciones.

Beneficios

La estabilidad del hueco del pozo y las fallas de las mallas son las mayores consideraciones en cualquier completamiento, en el cual las mallas fueron

instaladas, un factor importante es el colapso de la formación que pone en riesgo los completamientos del control de arenas de dos formas , la primera es la liberación de arena a la zona productora, esta liberación de arena conectará la pantalla , la cual tendrá una gran tendencia a aumentar su posicionamiento e incrementara la velocidad del influjo de la producción en cada lado de la conexión. Aumentar la velocidad del influjo maneja las fallas de erosión de la pantalla.

La arena libre podrá conectar la pantalla, que o bien lleva a un aumento de pegarse a la tubería o aumenta la velocidad de flujo de la producción en ambos lados del asentamiento de las mallas. El aumento de velocidad de flujo conduce a fallas de erosión de la pantalla o malla. Por otra parte, el colapso de la formación es la principal causa del posicionamiento incompleto de la grava en los diseños de completamiento con grava.

Por la expansión la pantalla que es ubicada en el contacto más cerca de la formación, el hueco es soportado y por lo tanto elimina potencialmente estos problemas. Esto conduce a la formación de 'Scrubbing' , erosionando a un mas el pozo, y de esta manera liberando previamente las partículas inmóviles a invadir la parte superior de las mallas, gracias a que estas pantallas minimizan el anular, como resultado a esto se puede disminuir este efecto.⁸

Tiempo y dinero son gastados en la perforación de pozos horizontales. Sin embargo, debido a los grandes diámetros internos y externos que comúnmente se presentan en los tradicionales trabajos de control de arenas, la mayoría de la contribución de la producción es hecha por estos sistemas, el ineficiente resultado del completamiento se complica aún más por el dinero invertido para perforar un sector relativamente no productivo del pozo.

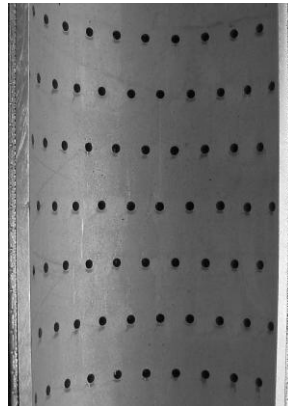
⁸ SIMONDS, Randy. Expandable Sand Screen Technology Offers Improved Completion Efficiency and Reliability- Texas drilling Technology conference and exhibition – Dec. 2006

El incremento del diámetro interno disponible en las mallas expandibles proveen dos beneficios adicionales, el primero es la remediación del control de arenas en donde es posible sin sacrificar el diámetro interno del completamiento. En el caso en que las mallas fallen se puede usar un “clad” (tubería de revestimiento), como una sección de expandibles que serviría como contingencia, siempre y cuando esta sección no esté abierta al flujo, el control de arena se mantiene. Además hay suficiente diámetro interno disponible para permitir la instalación del equipo de control de flujo y así cerrar la producción de agua o el intervalo no productor.

Las cuatro características importantes del sistema son:

- *Constituido por tubería sólida perforada*, la cual aumenta la resistencia al colapso, permite una instalación más flexible de la herramienta, y mejora las opciones de remediación.

Figura 11 Base de la tubería Perforada



Fuente. SIMONDS, Randy. Expandable Sand Screen Technology Offers Improved Completion Efficiency and Reliability- Texas drilling Technology conference and exhibition – Dec. 2006

- *Utiliza tecnología novedosa de filtrado*

Figura 12 Construcción de la malla y componentes.

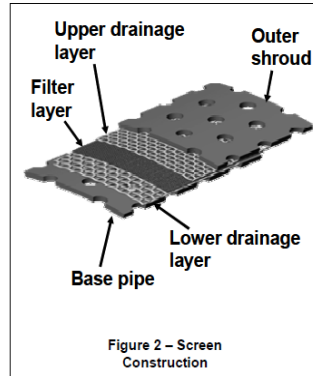
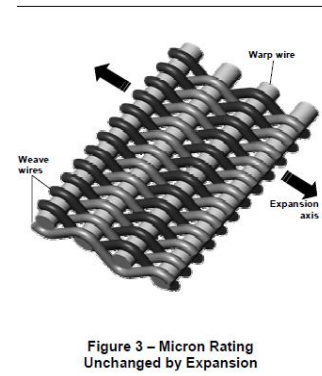


Figura 13 Fibras enlazadas para permitir filtrado.

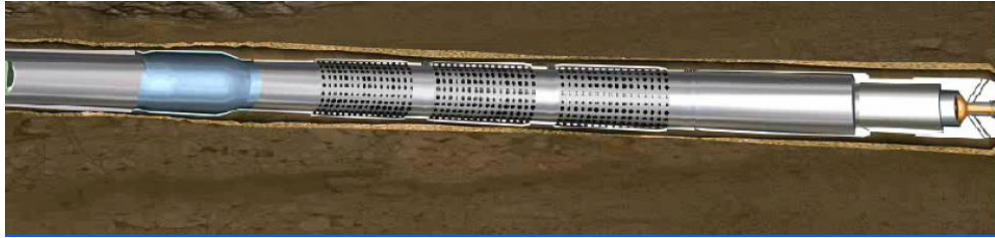


Fuente. SIMONDS, Randy. Expandable Sand Screen Technology Offers Improved Completion Efficiency and Reliability

Fuente. SIMONDS, Randy. Expandable Sand Screen Technology Offers Improved Completion Efficiency and Reliability

- *Presenta conexiones por medio de roscas, permite la rotación durante el procedimiento de corrida, mantiene la integridad después de la expansión.*
- *Dilatación hidráulica del cono expansor, por lo cual es ideal para pozos desviados y de altas profundidades.*

Figura 14 Sistema acoplado de mallas expandibles en hueco abierto.



Fuente. SIMONDS, Randy. Expandable Sand Screen Technology Offers Improved Completion Efficiency and Reliability- Texas drilling Technology conference and exhibition – Dec. 2006

El uso de tubería perforada, provee tres importantes beneficios al sistema: alta resistencia a colapsos cuando ocurren pegas con la tubería. El alto régimen de las propiedades de arrastre de las partículas asociadas con la pega de las mallas al pozo, se convierten en importantes para la confiabilidad del sistema de completamiento y mantener el diseño del diámetro interno para el mayor período posible con al menos la cantidad de la deformación.

La base de la tubería perforada también puede permitir gran libertad para trabajar en el fondo de las mallas, cuando la base de la tubería de este tipo es sentada en compresión, ella no tiende a expandirse como un trabajo de las mallas a través de los puntos clave del hueco abierto. Este tipo de tubería, cuando es combinada con un cono expansor, provee la oportunidad de instalar más dispositivos de control de flujo en el intervalo de la expansión, por ejemplo, cuando la penetración de agua ocurre es posible instalar un tapón para cerrar el flujo de agua producida. En el momento que una malla falle, la base de la tubería sólida hace posible revestir la sección fallida de las mallas, manteniendo el control de arenas, ya que evita que los costos de operación sean mayores y no reduce el diámetro del hueco cuando se realiza el programa de arreglo de la falla con un EXPATCH (revestimiento expandible). Esto posiblemente es el mayor beneficio desde la perspectiva de los grandes avances relacionados con los diseños de completamiento, además con este sistema se puede implementar zonas productoras sacando ramificaciones, de la perforación principal.

El uso de juntas integradas con conexiones de rosca, presenta 2 beneficios. Primero, permite que el sistema se pueda implementar como cualquier tubería en pozo, permitiendo el uso de una setting tool (herramienta de corrida) convencional y de esta manera admite que las mallas puedan ser viajadas en el pozo rotando y reciprocando la herramienta.

Como actualmente los pozos son altamente desviados y la búsqueda de pozos en condiciones profundas llega a ser más común, cuando se quiere implementar este sistema de mallas en zonas profundas, cuando se aplica peso en el fondo de la herramienta para expandir mecánicamente esta provee más dificultades para realizarlo. Algunos procedimientos sugieren que los operadores deben estar preparados cuando se levante la sarta de trabajo desde el pozo para lograr el punto de equilibrio para permitir el suficiente peso que puede ser transferido a la expansión del ensamble.

En consecuencia, el potencial del daño del buckling a la sarta de trabajo existe durante la expansión mecánica. Por esta razón este sistema trata de trabajar mediante una expansión hidráulica como primera opción. Una vez en la profundidad, la expansión del cono es posicionada en el lugar adecuado, se suministran acerca de 2,000 psi para lograr el asentamiento. Como la presión aplicada en la sarta, las cuñas se agarran al lugar específico, esto elimina el peso de la sarta en el proceso de expansión.

Incrementar la presión en un promedio de aproximadamente 3,400 PSI extiende el mandril en la expansión de la herramienta, la cual está conectada a la base de la tubería. , esta base y las mallas están conectadas simultáneamente para expandir, el final del stroke realizado por presión en la sarta de trabajo, es llevado a cero para liberar las cuñas.

Figura 15 Malla expandible (Express) Marca Baker Hughes.



Fuente. Archivo Baker Hughes.Sistemas de Completamiento Expandibles

1.4 EXPANDIBLES EN HOYO REVESTIDO.

El sistema es usado para reparar o reforzar revestimientos existentes, es mecánicamente similar al sistema en hueco abierto excepto que el elastómero envuelve las juntas de los Liners las cuales pueden ser localizadas tanto arriba como abajo del ensamble.

El sistema ofrece ahorro en costos, soluciones de alta tecnología para diferentes desafíos de huecos revestidos, la habilidad de expandir el casing en el hueco permite a la compañía operadora reparar el revestimiento existente ya sea por daños o corrosión en el mismo ocasionados por la profundidad de perforación o por aplicaciones de contingencia.

Estos sistemas hacen posible la actualización del grado de exploración de las tubería del revestimiento en relación con la tubería de producción - aplicando siempre el concepto fundamental de esta tecnología, conseguir el mínimo de reducción en el diámetro interno final del completamiento después de implementar un cladding (tubería que se expande adhiriéndose a la tubería inicial del revestimiento). El diámetro interno resultante todavía presenta un tamaño apropiado para correr el equipo necesario de producción.

EL diseño de casing es realizado para controlar las contingencias de las zonas de aislamiento. Inconvenientes con presiones, problemas de pozo y fluidos indeseables todos necesitan ser revestidos para permitir el éxito del completamiento del pozo.

Estos sistemas ofrecen un proceso de reacondicionamiento de pozos más económico, mayor cantidad de posibles re-entradas al pozo, y pueden prevenir abandonos prematuros del hueco.

Además pueden servir como un perfil de control de pozos inyectores y productores ya que puede cerrar los fluidos de producción de agua o gas indeseada por el reemplazo de los fluidos correctos.

Figura 16 Cladding (cobertor) de un liner expandible dentro de un revestimiento de gran diámetro reforzando el revestimiento original



Fuente. MACK, Robert. COOK, SPE 56500 Expandable Tubular Solutions. Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, Texas, 3–6 October 1999.

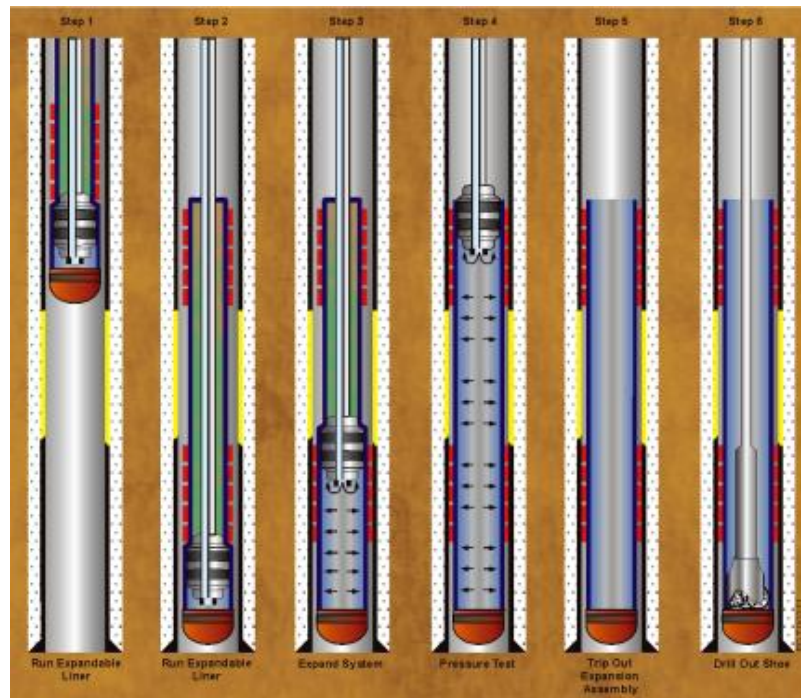
La figura muestra cuando un casing es corrido en un revestimiento existente, en donde es expandido y recubre la pared interna de la tubería. El proceso forma un sello y minimiza las pérdidas del diámetro del hueco.

Los siguientes pasos, enumeran el procedimiento de corrida para la instalación del sistema expandible en huecos revestidos.

1. Correr con el ensamble de broca y del raspador para limpiar el revestimiento de viruta y corrosión.
2. Evaluar el revestimiento y determinar su integridad, diámetro interno, espesor de pared.
3. Viajar con el sistema expandible, ensamble de expansión y lanzador.
4. Instalar el *latch-down plug* para facilitar la expansión.

5. Expandir el sistema.
6. Realizar pruebas de presión para el casing expandido.
7. Perforar el zapato del sistema expandible.

Figura 17 Secuencia de implementación de sistemas expandibles en huecos revestidos.



Fuente. MACK, Robert. COOK, SPE 56500 Expandable Tubular Solutions. Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, Texas, 3–6 October 1999.

1.4.1 Expatch

El ancla, de la herramienta de corrida y el stoker son los principales componentes del sistema de expansión hidráulica usados para correr y expandir el Expatch e la tubería.

El ancla es hidráulicamente activada y usa un botón inserto que provee un seguro y confiable agarre en el revestimiento (cladding) que está empezando a desarrollar así como el original revestimiento del pozo.

El ancla es activada por aplicación de presión hidráulica desde la superficie. Como el ancla es extendida, la continuidad de la aplicación de la presión activa hidráulicamente el stoker, empujando el cono a través del colgador expandible y el revestimiento de la longitud total del stroke. Presión hidráulica es liberada permitiendo para ser bajado y empezar el nuevo stroke. Esta secuencia es repetida hasta que la operación es completada. El ancla permite que la expansión tome lugar sin tener que utilizar fuerzas aplicando peso de la tubería de trabajo para el proceso de expansión.

Características / Beneficios.

- Provee un simple y efectivo método para expandir el colgador y el cladding sin utilizar peso en la tubería.
- Aislar la tubería desde la fuerzas generadas de expansión.
- Puede ser usada en aplicaciones muy largas horizontales.
- Botones en la activación hidráulica del ancla provee seguridad, confiable agarre o caminos tubulares durante la operación de asentamiento.

Figura 18 Esquema técnico del Expatch (Propiedad de Baker Hughes)



Fuente. Archivo Baker Hughes.

Figura 19 Gráfica Tabla de Descripción partes del Expatch.

Dim	Description	Size (in.) and Material No.
		3.875
		H293-28-0004
A	Overall Length With Bull Nose	74.308
B	Makeup Length Without Bull Nose	68.308
C	Top Sub Length	9.384
D	Piston Housing Length	12.100
E	Slip Interval	15.786 (retracted)
		18.305 (extended)
F	Spring Cage Length	5.000
G	Bottom Sub Length	12.250
H	Lower Adapter Length	8.000
J	OD over Carbide Buttons at Maximum Extension	5.112
K	Nozzle ID	0.683
L	Bottom Sub OD	3.890
M	Bull Nose OD	3.391
N	Top Sub OD	3.890
P	ID	0.548
Q	OD over Carbide Buttons in Run-In Position	3.890
X	Top Thread	2.032 OD Stub Acme Box
Y	Bottom Thread	2-3/8 IF (NC-26) Pin Thread / Bull Nose

Fuente. Archivo Baker Hughes.

Colgador para Expatch

El colgador para el sistema de Expatch es utilizado para colgar y sellar el expandible en el revestimiento en el casing.

El sistema es usado para la remediación del casing como un sello para las secciones corroídas del casing o perforaciones. En el lugar en que el sistema es expandido el ofrece el máximo diámetro interno.

Características /Beneficios.

- Provee un simple y efectivo método para colgar y expandir el sello del expandible del parche revestidor.
- Permite asentar el colgador y la expansión del parche del revestimiento en un viaje.
- Gran diámetro interno después de la expansión.

Figura 20 Esquema del colgador del Expatch.



Drawing No. 761-972-00P01

Fuente. Tech Unit. Expatch . Baker Hughes.

El *stroker* hidráulico es uno de los 4 componentes más importantes del *Expatch*. Los otros principales componentes son: Ancla, Herramienta de Corrida y *Swage*. EL *expatch Hydraulic stroker* tiene doble pistones usados para proveer las fuerzas hueco abajo necesarias para la expansión del metal del parche revestidor. El parche (*cladding*) es utilizado para corregir problemas del revestimiento como corrosión, perforaciones o partes del mismo.⁹

⁹ Expatch Training Guide. Baker Hughes.

1.5 COLGADORES EXPANDIBLES (*LINER HANGERS*)

Proveen a operaciones más simples, es alternativamente menos costosa a los colgadores y empacaduras.

Este sistema combina los requerimientos funcionales de un colgador y un sello independiente que se ubica en la parte superior del colgador, mientras elimina las posibles fugas del anular durante la instalación y la vida del colgador. Una vez que el colgador expandible es sentado, el mínimo perfil del anular incrementa el interior disponible para el flujo cruzado en la sección establecida.

El sistema de colgadores expandibles es son implementados cuando un liner convencional es usado. Mecanizados desde una barra de acción sencilla, las juntas del colgador no tienen roscas, cuñas, agarres en forma de J, y se asentara en el pozo con igual seguridad que un sistema convencional. Un tapón de limpieza (wiper plug) o un equipo de tapón de liberación de subsuelo que es armado al final de la junta. Dentro de la junta, una expansión del cono se levanta en el mandril y viaja la longitud de la junta. El collet asegura al mandril al fondo de la tubería, soportando el peso de la tubería y permitiendo que pueda ser rotada y reciprocada durante la instalación. Algunas pruebas han indicado que el sistema de colgadores expandibles provee el mejor sello a presión cuando es comparado con un colgador de tecnología convencional que vengan incorporados con empacaduras.

Ventajas y Beneficios.

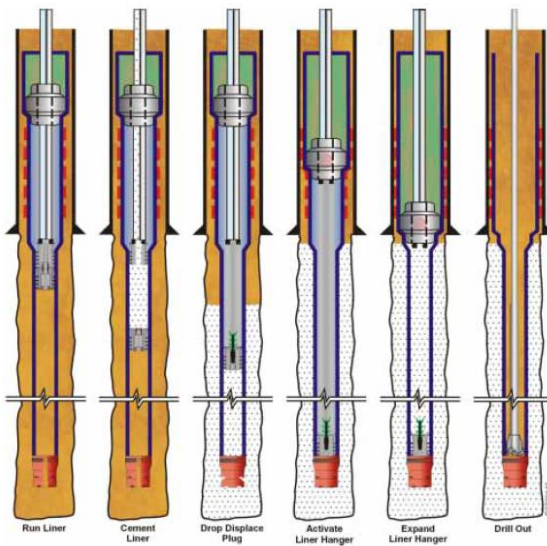
- Diseños con construcciones sólidas eliminan las fugas por espacio entre el colgador y el anular.
- Proveen un mejor sello en el tope del colgador (ya que viene incorporado).
- Presenta una mayor flexibilidad el dis4eñod el completamiento final.

- Elimina la necesidad de un viaje por separado para instalar una empacadura arriba y para probar el sello del colgador a la tubería.

Los siguientes pasos son los necesarios para la instalación de un colgador expandible:

1. Perforar la sección, y así facilitar la instalación del liner.
2. Correr en el hueco con un Liner convencional y realizar las conexiones necesarias para unir el colgador expandible.
3. Cementar el Liner.
4. Instalar el Latch-down plug para facilitar la expansión.
5. Expandir el colgador.
6. Remover la herramienta de corrida del sistema expandible.
7. Perforar el zapato del Liner .

Figura 21 Proceso de ejecución para la implementación de un Liner Hanger



Fuente. MACK, Robert. COOK, SPE 56500 Expandable Tubular Solutions.

1.5.1 TORXS

Torxs es un sistema de colgador robusto, que provee alta capacidad de torque, mejor área de flujo en el anular, equilibrio de fuerzas hidráulicas mientras es corrido en el pozo y la cementación, no hay activación de mecanismos en el anular y puede ser utilizado en amplios rangos de de aplicación. A diferencia con otros tipos de de colgadores expandibles, el Torxs no confía el tapón bombeado para cada método de activación ya sea secundario o primario y permite para el colgador ser ajustado y liberar la herramienta de trabajo antes de desplazar el cemento. Esto es un ideal candidato para:

- Longitudes largas y cortas de Liners.
- Pozos profundos y someros.
- Pozos desviados, sin desviación y en desarrollo.
- Completamientos Mono bore.
- La mayoría de las aplicaciones en colgadores normales, rotar el liner durante la cementación no es requerida.
- Con el sistema de colgadores Torxs es diseñado como un sistema unitario con pequeñas variaciones. El incorpora el colgador, la empacadura, extensión (tieback) y una provisión para el pack-off incorporado en un sistema que se adecua a la configuración del tamaño según sea el caso.

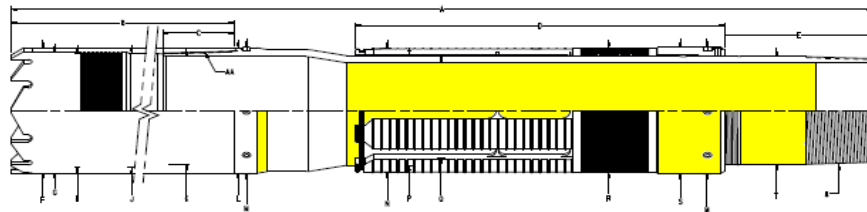
El sistema expandible opera con la carga del colgador y el dispositivo de sello de presión que puede ser expandido dentro del lugar.

El proceso de expansión es controlado por la herramienta de trabajo , al hacer esto , los mecanismos de asentamiento son eliminados del conducto anular dejando más espacio, es decir , mas área anular para el fluido de circulación y los mecanismos pueden ser obstruidos por cortes o sólidos del sistema de

circulación (lodo). La herramienta de trabajo esta constituida de 3 importantes componentes: stoker, ancla y válvula (flapper). El stoker es la parte superior de la herramienta y consiste de múltiples pistones acoplados que trabajan hidráulicamente, los cuales manejan una “swage” (objeto metálico parecido a una bala) para expandir el colgador y después expandir el empaque. El ensamble del ancla esta posicionado entre la herramienta de trabajo y el Liner y selectivamente activado con hidráulica solamente cuando el colgador o el empaque puedan ser asentados. Contiene un asiento de bola que es utilizado para la expansión del colgador.

El ensamble de la flapper provee una barrera temporal de aumento de presión en la parte baja de la parte baja de la herramienta. Es activada con la manipulación de la tubería anterior a la de expandir el packer. Conectado al fondo del ensamble de la herramienta esta el tapón y el liner.

Figura 22 Esquema del Torx (colgador) de Baker Hughes.



Fuente. Torx Brochure. Baker Hughes

Figura 23 Gráfica de Tabla dimensiones de las partes del TORX.

TORXS™ Liner Hanger Packer
Dimensional Data
Refer to Drawing No. 799-338-00.

Material No.		H293370010	H293370013	H293370004	H293370009
Liner Size/Weight		5" 15-18#		7" 26-35#	7.625" 29.7-39#
Casing Size/Weight		7" 26#	7" 29#	9.625" 47-53.5#	
Material Type		Hanger Body		Extension	
		80 KSI MYS		125 KSI MYS	
Dim	Description	Units			
A	Overall Length	-			
B	Extension Length	293.6	290.6	296.1	296.1
C	Makeup Length	243.8	241.8	24.2	24.2
D	Hanger Packer Length	2.700	3.700	8.100	8.100
E	Length from Bottom to Ring	25.120	25.120	30.350	30.350
F	Extension OD	16.200	15.748	16.249	16.249
G	Extension Entry ID	5.908	8.156	8.250	8.250
H	Dog Thread Bore	5.500	7.637	7.887	7.887
J	Extension Sealbore ID	5.325	7.447	7.697	7.697
K	Hanger Body Entry ID	5.250	7.375	7.625	7.625
L	Hanger Body Entry OD	5.030	7.050	7.575	7.575
M	Button OD	5.760	8.156	8.250	8.250
N	Slip Ring OD	5.810	8.250	8.344	8.344
P	Hanger Body Pre-expanded OD	5.750	8.125	8.220	8.220
Q	Hanger Body ID	5.125	7.125	7.721	7.721
R	Seal OD	4.325	6.188	6.820	6.820
S	Adjustment Ring OD	5.750	5.650	8.125	8.220
T	Hanger Body Bottom OD	5.770	8.156	8.250	8.250
U	Hanger Body Bottom Connection	5.020	7.000	7.721	7.721
U	Hanger Body Top Connection	-			
AA	Top Connection Torque Rating	Hydril 511		Gandy Zebra II	
		(ft-lb)	17,200	50,000	45,000
	Top Connection Tensile Rating	(lb)	304,000	530,000	650,000

Fuente. Torx Brochure. Baker Hughes

Características y Beneficios.

- **Sistema expandible integrado (colgador, empaque y extensión tieback)**

Puede ser utilizado para un amplio rango de aplicaciones de liner incluye perforación, direccional, pozos exploratorios, pozos convencionales, cortos y largos liners, pozos someros y profundos, completamientos monobore, sistemas de mallas, liner cementados o sin cementar, Scab liners y demás.

- **Sin mecanismos en el anular**

Reduce el riesgo de malfuncionamiento debido a los cortes y viruta del proceso de circulación en el anular.

- **No tiene asentamiento de cilindro hidráulico en el colgador**

Elimina el potencial de fuga en los o-rings en el colgador.

- **Pequeña o no existe reducciones en el área de circulación anular con el colgador.**

Minimiza la caída de presión a través del colgador durante la circulación y cementación.

- **Maximiza el área total de circulación en el anular**

Permite más fácil y rápido la corrida del liner y provee menor restricción en el camino del lodo y cemento.

- **Capacidad de alta torsión**

Capaz de hacer trabajos de perforación o un trabajo robusto a través de difíciles secciones del pozo.

- **Cuñas metálicas con dientes bidireccionales.**

Permite al colgador ser firmemente anclado al casing, resistiendo movimientos de desplazamiento arriba – abajo.

- **Utiliza sello anular metal a metal en el anular.**

Proveen un desempeño en más de 25,000 instalaciones sin presentar riesgos en fallas de sello debido a altas tasas de circulación.

Capítulo 2. Caso Aplicado

2 CASO APLICADO LA GLORIA 17.

A continuación se presentará el estudio de la implementación de un *Liner Hanger TORX*, para el pozo La Gloria 17 operado por la Compañía Perenco. Con el fin de demostrar el proceso operativo previamente ejecutado, para la implementación de esta herramienta.

Se darán a conocer las diversas condiciones y características del yacimiento con las cuales se hará el diseño del completamiento y se escogerá el sistema de levantamiento artificial del pozo.

Por último se mostrarán los resultados obtenidos en las simulaciones previamente ejecutadas antes de la operación realizando una comparación con los datos reflejados al finalizar las operaciones en pozo. De esta manera se podrán evidenciar los beneficios y contingencias de esta herramienta en particular.

2.1 LA GLORIA 17

El campo La gloria es parte del contrato de asociación Casanare “A1a” , el cual ha sido desarrollado en 9 pozos productores: La Gloria-3, 4,5,7,8,11,14,15 y 16, los cuales producen bajo con sistemas de bombeo electro sumergible(LGL-8,14,15 y 16) y Gas lift (los demás), el agua asociada pertenece a los pozos LGL-2 y LGL-10 .

Basados en las actualizaciones de los modelos de simulaciones numéricas, las reservas estimadas para Mirador son 44,7 MMSTB, y la producción acumulativa es 21,3 hasta Diciembre de 2009, lo cual presenta un factor de recobro de 47,7%

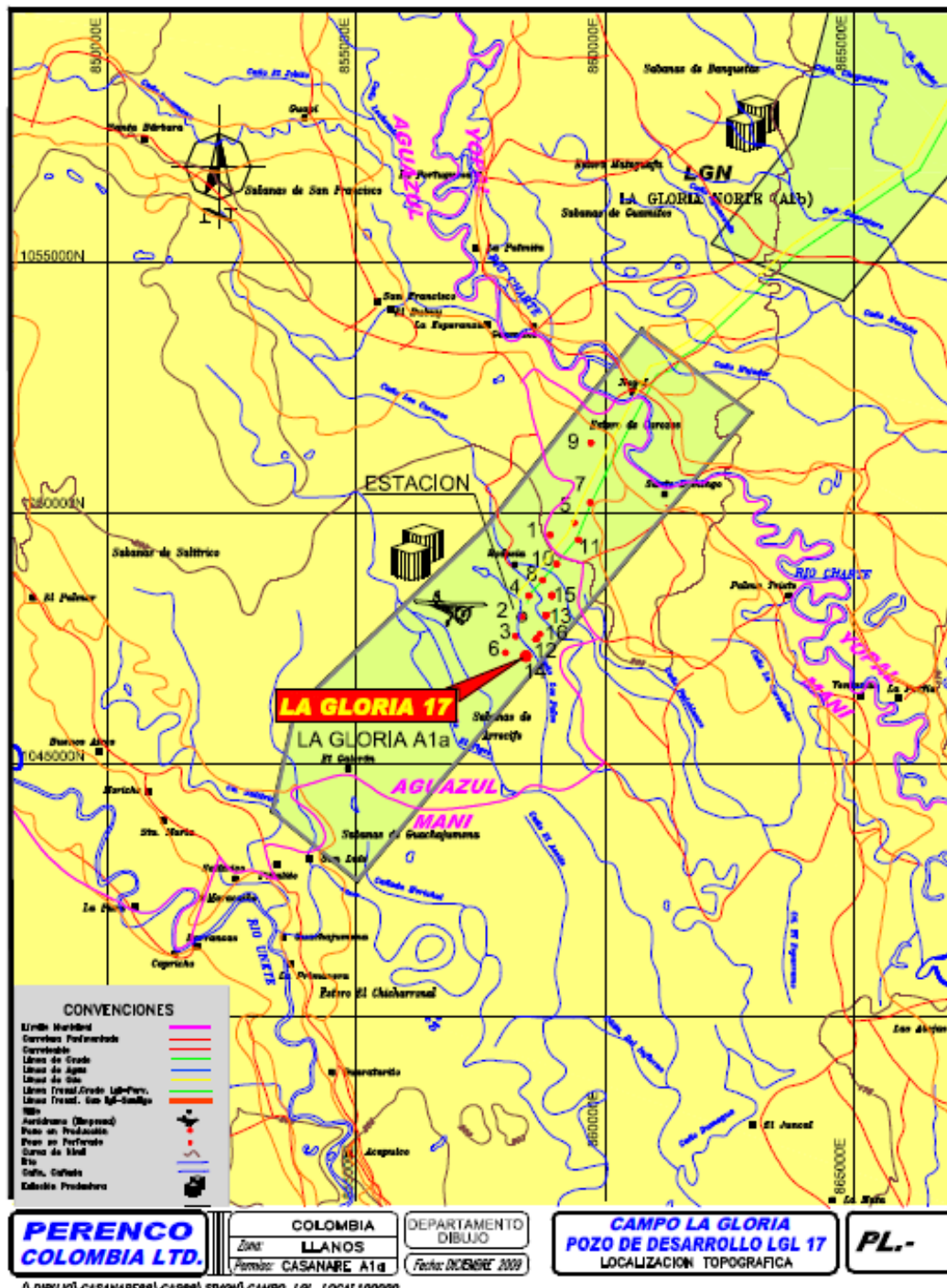
La perforación del pozo La Gloria 17 está diseñado pensando en las reservas remanentes en la formación Mirador ene l sur del campo, reemplazando el pozo LG-6, el cual fue convertido en un inyector por las necesidades de producción del campo.

LA predicción para este pozo es de 2500 BFPD en gas lift produciendo desde Intermedio – Alto Mirador. Se espera que el factor de recobro incremente a 65,1% a finales del 2018.

La siguiente figura muestra la ubicación geográfica del pozo. ¹⁰

¹⁰ Datos a continuación son propiedad de Perenco , quienes permitieron la utilización de los mismos con fines educativos.

Figura 24 Mapa ubicación Campo La GLORIA.



Fuente. CENDALES, Eduardo. MARTINEZ, Juan. Well Proposal La gloria 17. Perenco

2.2 CARACTERIZACIÓN DEL POZO.

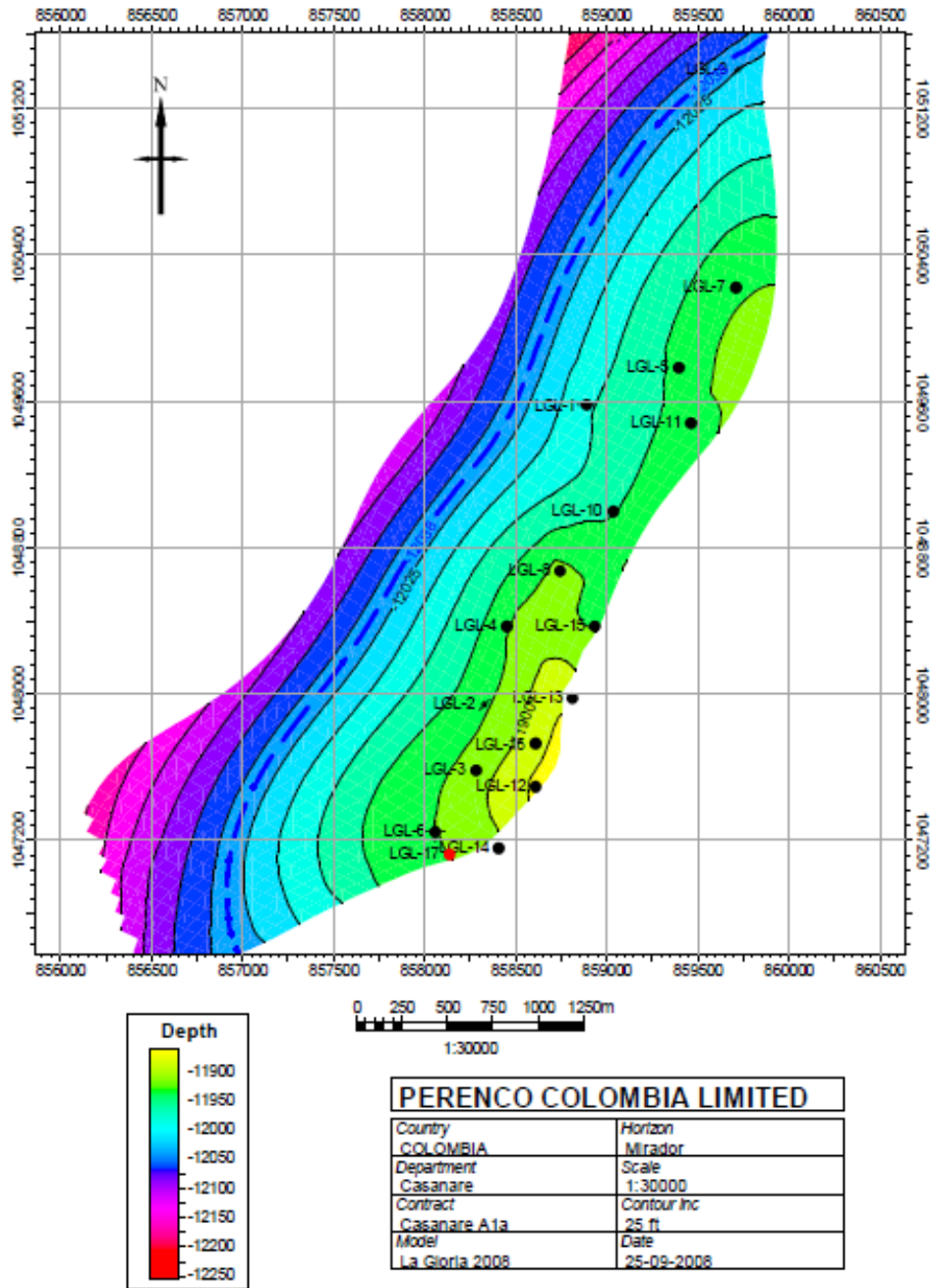
Tabla 1 Generalidades del campo.

Pozo	LA GLORIA 17
Cuenca	Llanos Orientales
Departamento	Casanare
Municipio	Aguazul
Contrato	Asociación Casanare A1a
Estructura	Monoclinal Fallado
Objetivo Primario	Formación Mirador
Clasificación	Desarrollo
Profundidad Final	13000´(MD); 12907(TVD).

Fuente. CENDALES, Eduardo. MARTINEZ, Juan. Well Proposal La gloria 17. Perenco

2.3 DISTRIBUCION CAMPO LA GLORIA 17

Figura 25 Distribución de pozos pertenecientes al Campo La Gloria



Fuente. COLOMBIA, CASANARE PERMIT, La Gloria 17 Well Proposal LGL-17. Mirador depth structural map

2.4 ESTRATIGRAFÍA

La columna estratigráfica atravesada durante la perforación del pozo **LA GLORIA # 17**, se correlaciona con las formaciones ya establecidas para esta área de la cuenca de los Llanos Orientales. Los análisis litológicos aquí presentados, están fundamentados en los resultados de la descripción de muestras al microscopio, las cuales se hicieron cada 30' desde 8800' hasta 10000' y cada 10' desde 10000' hasta la profundidad total 13000'.

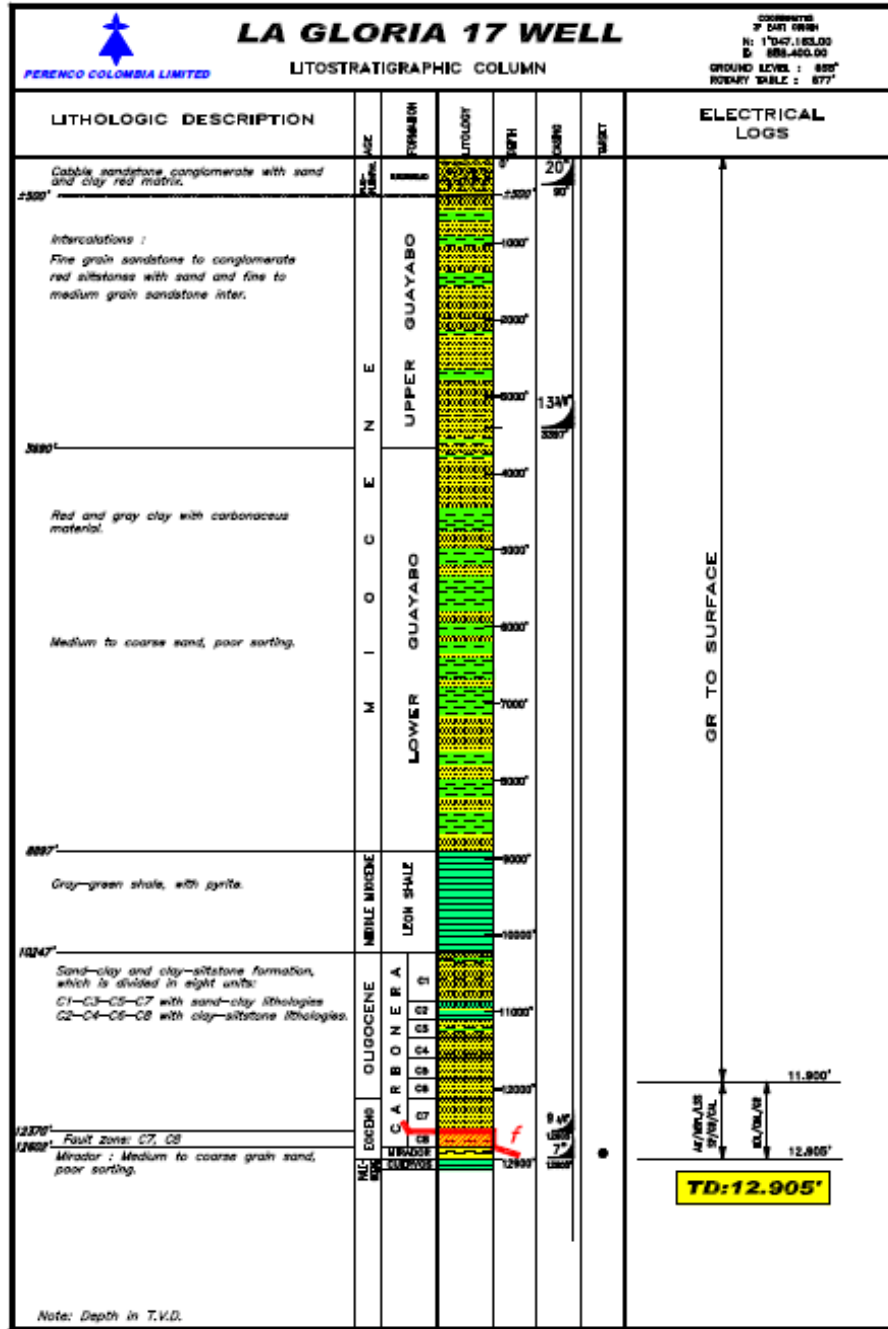
A continuación se presenta un cuadro donde se muestra las distintas formaciones encontradas, con sus respectivos topes y espesores aparentes; elaborados con base en los análisis de muestras de zanja.

Tabla 2 Profundidades de Formaciones posibles productoras.

FORMACION		TOPES POR			ESPESOR	
		REGISTRO REGISTROS			MD	TVD
		MD	TVD	TVDss		
GUAYABO		SUPERFICIE		686'	9024'	8938'
LEON		9024'	8938'	-8252'	1270'	1270'
CARBONERA	Miembro C1	10294'	10208'	-9522'	742'	742'
	Miembro C2	11036'	10950'	-10264'	151'	150'
	Miembro C3	11187'	11100'	-10414'	273'	273'
	Miembro C4	11460'	11373'	-10687'	57'	57'
	Miembro C5	11517'	11430'	-10744'	477'	477'
	Miembro C6	11994'	11907'	-11221'	202'	202'
	Miembro C7	12196'	12109'	-11423'	327'	325'
	Miembro C8	12523'	12434'	-11748'	153'	152'
MIRADOR		12676'	12586'	-11900'	212'	219'
CUERVOS		12897'	12805'	-12119'	59'	59'
BARCO		12956'	12864'	-12178'	44'	43'
PROFUNDIDAD TOTAL		13000'	12907'	-12221'	---	---

2.4.1 Columna Estratigráfica de La Gloria 17

Figura 26 Columna Estratigráfica de La Gloria 17



Fuente. COLOMBIA, CASANARE PERMIT, La Gloria 17 Well Proposal LGL-17. Mirador depth structural map

Las siguientes formaciones, según los estudios realizados son las de mayor probabilidad para extracción de hidrocarburos, por los resultados arrojados. Por tal motivo se presentará la caracterización de ellas, las cuales son de alta importancia.

- **CARBONERA MIEMBRO C7 (12196'-12434')**

Este nivel se caracteriza por la presencia de venas de calcita hacia el techo y de delgados mantos de carbón hacia la parte media y basal de la sección, con intercalaciones de arcillolitas, areniscas y limolitas; a lo largo del miembro se encuentran delgados estratos de lutita.

La arcillolita es de color gris claro, de firme a blando; subblocosa; ocasionalmente sublaminar, arcillosa; no calcárea. A la base las arcillolitas son blancas, menos gris claro; firme a blanda; subblocosa, sublaminar; ocasionalmente arcillosa; no calcárea.

La lutita al techo es parda pálida, ocasionalmente gris verdosa; sublaminar; ocasionalmente astillosa; no calcárea. En el intermedio del nivel se observa verde claro, menor gris medio; firme; físil; laminar; ocasionalmente astillosa; micropiritica; no calcárea

La limolita pardo claro a oscuro, ocasionalmente gris claro; blocosa, firme, menor blanda, ocasionalmente arenosa, inclusiones carbonosas; no calcárea.

El carbón es pardo oscuro, negro; blocoso, ocasionalmente sublaminar; firme; con micropirita

Se registraron dos manifestaciones de gas de formación, las dos a la base, el primero entre 12416' y 12422' con valores de gas total de 157 ppm, C1 de 124

ppm y C2 de 9 ppm, C3 de 5 ppm. El segundo entre 12483' y 12493', con un valor de gas total de 146 ppm, C1 121 ppm, C2 9 ppm C3 4 ppm de metano.

- **CARBONERA C8 (12434'-12523')**

Este miembro está constituido predominantemente por lutita y escasos niveles de limolita a la base. Con presencia de trazas en menor proporción de carbón y pirita.

La lutita gris medio, ocasionalmente pardo pálido, gris verdoso, gris claro; subblocoso a sublaminar, firme; algo astillosa, no calcárea. En la mitad del nivel se observan lutitas grises parduzcas claras, menor gris claro, ocasionalmente gris medio, gris verdoso. Ya en la base Predominantemente gris parduzco claro, menor gris claro, alguna parda media, ocasionalmente gris medio, gris verdoso.

A la base se observa unos niveles de limolita pardo pálido a moderado, ocasionalmente pardo oscuro; blocosa; firme; menor blanda; textura terrosa; ocasionalmente micro carbonosa; no calcárea.

Se registraron manifestaciones de gas de formación en la base del intervalo entre 12665' y 12676', con valores no mayores a 203 ppm de C1, 19 ppm de C2, 11 ppm de C3, 1 ppm de IC4 y 4 ppm de NC4.

- **FORMACIÓN MIRADOR (12676' - 12897')**

Esta formación corresponde al objetivo primario del pozo y se caracteriza por ser predominantemente arenosa, sin embargo hacia la parte superior se determinaron algunos niveles de limolitas y de lutitas, formando así un paquete esencialmente arenoso con escasas intercalaciones de lutita y limolita.

La lutita es de color pardo claro, menor gris claro; firme; físil; laminar; ocasionalmente astillosa; pirítica; no calcárea.

Las arenas son cuarzosas; grano fino a grueso, menor grano muy grueso; translucido; angular, menor subredondeado; pobre selección. Desde 12687' hasta 12780'. Manchamiento de aceite: 10%, pardo, en parche. Fluorescencia natural, 20%, amarillo pálido, débil, en puntos. Corte: Blanco lechoso, amarillo opaco, rápido, en corrientes, moderadamente fuerte. Anillos residuales: Amarillo pálido (Luz ultravioleta), pardo claro (Luz natural). Manifestación de aceite pobre. Desde 12785' hasta 12793'. Manchamiento de aceite: Trazas, pardo claro, parches. Fluorescencia natural: 20%, Amarillo pálido, débil, en puntos. Corte: Blanco lechoso, amarillo opaco, rápido, en corrientes, moderadamente fuerte. Anillos residuales: Amarillo pálido (Luz ultravioleta), pardo claro (Luz natural). Manifestación de aceite muy pobre.

Se registraron tres manifestaciones de gas de formación, una en el tope entre 12663' y 12682' con valores de gas total de 287 ppm, C1: 203 ppm, C2: 19 ppm, C3: 11 ppm, IC4: 1 ppm y NC4: 4 ppm. Se observa otro intervalo entre 12702' y 12756', con un valor de gas total de 290 ppm, C1: 185 ppm, C2: 27 ppm, C3: 12 ppm, IC4: 3 ppm, NC4: 3 ppm, IC5: 1 ppm, NC5: 2 ppm y por ultimo uno entre 12757' y 12807' con un valor de gas total de 108 ppm, C1: 38 ppm, C2: 16 ppm, C3: 8 ppm, IC4: 0.9 ppm, NC4: 3 ppm, IC5: 0.8 ppm, NC5: 1 ppm. A través de esta formación se observó un gas de background con un gas total de 28 ppm, C1: 23 ppm y C2: 3 ppm.

- **FORMACIÓN CUERVOS (12897' - 12956')**

Esta formación está constituida principalmente de limolita con intercalaciones hacia la parte superior de arena y pequeños paquetes de arcillolita. Hacia la parte basal con un escaso paquete de arenisca.

La limolita es de color gris medio a claro, parda clara, parda, gris verdosa; blocosa, firme a moderadamente dura, localmente gradando a arenisca de grano muy fino; con inclusiones carbonosas; localmente pirita; no calcárea.

La arcillolita es de color gris claro; blanda; blocosa, subblocosa; localmente limosa; no calcárea.

La arena es cuarzosa; grano medio, menor grano grueso; translucido; angular, menor subredondeada; buena selección; no manchamiento de aceite.

Se registro una manifestación de gas de formación, en el tope entre 12897' y 12904' con valores de gas total de 42 ppm, C1: 38 ppm, C2: 2 ppm. A través de esta formación se observó un gas de background en cantidades que oscilaron entre 5 ppm y 13 ppm, compuesto de metano únicamente.

- **FORMACIÓN BARCO (12956' - 13000)**

Esta formación está constituida principalmente de arena con intercalaciones hacia la parte superior de arenisca y pequeños paquetes de limolita y arcillolita.

La arenisca es cuarzosa, gris claro, grano fino, local grano medio; subredondeado, subangular; friable; buena selección, subblocosa; matriz arcillosa; localmente con inclusiones negras; no manchamiento de aceite.

La arena es cuarzosa; gris claro a medio; grano fino a medio, ocasionalmente grano fino; translucido; angular, subredondeado; media selección; no manchamiento de aceite.

La arcillolita es de color gris clara; blocosa, subblocosa; blanda; localmente limosa; no calcárea.

Se registro manifestación de gas de formación, en el tope entre 12956' y 12966' con valores de gas total de 120 ppm, C1: 94 ppm, C2: 7 ppm, C3: 16 ppm. Durante toda la formación se manifestó gas de background en cantidades que oscilaron entre 15 ppm y 65 ppm, compuesto de metano únicamente.¹¹

11 COLOMBIA, CASANARE PERMIT, La Gloria 17 Well Proposal LGL-17. Mirador depth structural map

2.5 CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO.

Formación MIRADOR

- Porosidad 15 %
- Permeabilidad 235 md
- Espesor >16'

Las características del fluido promedio son:

- Densidad del crudo 17.0 °API a 60 °F
- Presión 5200 psi
- Temperatura 244 °F
- GOR 460 SCF/STB

2.6 PRÓNOSTICO DE PRODUCCIÓN

Con el fin de cubrir el rango de incertidumbre que La Gloria 17 tendría si se perfora en una zona que no ha sido barrida en el parte baja de la formación Mirador la cual fue definida por la simulación de reservorio, en 3 escenarios evaluados con DCA basados en el desarrollo de la producción de los pozos vecinos. (LGL-2 y LGL-6)

2.7 POSIBLES TASAS DE PRODUCCIÓN

1er Caso: Tasa inicial de 1000 bpd desde la zona superior de Mirador, activado por Gas Lift. Este caso asume que el área de La Gloria 17 podría haber sido barrida por los pozos vecinos encontrando altas saturaciones de agua por lo tanto los cortes de agua inicialmente serian altos.

Qt= 1000 bfpd, Qoi= 172 bopd, WCi%= 83% EUR = 0.050 MMstb at December 2018, 24% A.e. Exponencial.

2do Caso:Tasa inicial de 2500 bpd desde la zona alta e intermedia de Mirador, activada por Gas lift, Comportándose de manera similar a la producción de los pozos LGL-6 y LGL-3

Qt= 2500 bfpd, Qoi= 1200 bopd, WCi%= 52% EUR = 0.651 MMstb at December 2018, 15% Di Hyperbolic A.e (b=0.9)

3er Caso: La tasa inicial es de 5000 bpd desde la zona alta e intermedia de la formación Mirador, igualmente activada por Gas lift . Este caso es un promedio de la simulación de las condiciones de La Gloria 3 , desarrollando un proceso de desarrollo mejor.

Qt= 5000 bfpd, Qoi= 2427 bopd, WCi%= 51% EUR = 1.062 MMstb at December 2018, 18% Di Hyperbolic A.e (b=0.8)

Tabla 3 Posibles Datos de Producción en meses.

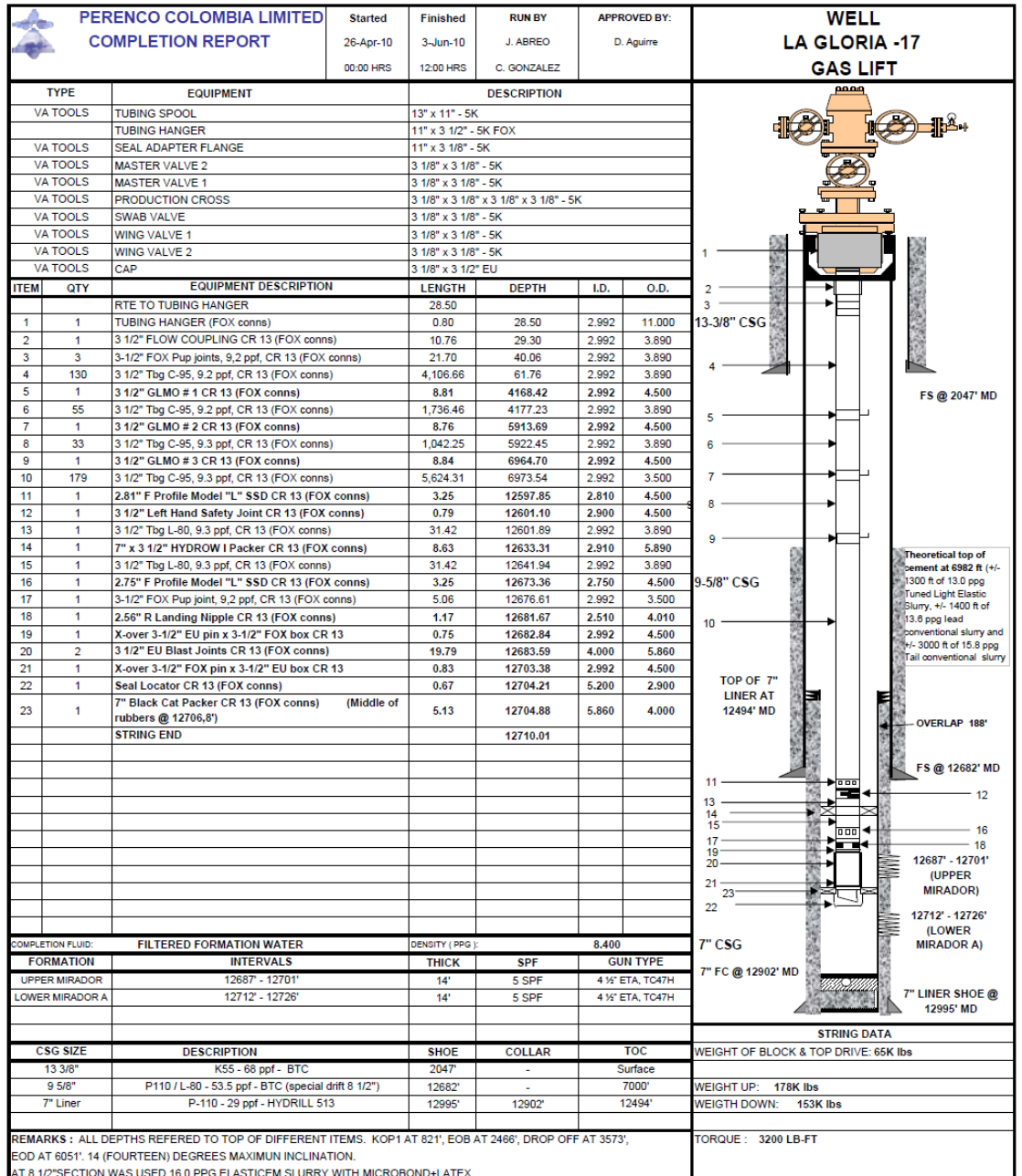
	1er Caso		2do Caso		3er Caso	
Fecha	<i>BOPD</i>	<i>BSW</i>	<i>BOPD</i>	<i>BSW</i>	<i>BOPD</i>	<i>BSW</i>
10-May	172	83%	1200	52%	2427	51%
10-Jun	139	86%	1042	58%	2051	59%
10-Jul	116	88%	920	63%	1769	65%
10-Aug	100	90%	822	67%	1549	69%
10-Sep	88	91%	743	70%	1374	73%
10-Oct	78	92%	677	73%	1232	75%
10-Nov	70	93%	621	75%	1114	78%
10- Dic	64	94%	573	77%	1015	80%

Tabla 4 Posibles Datos de Producción en años.

	1er Caso		2do Caso		3er Caso	
Fecha	<i>BOPD</i>	<i>BSW</i>	<i>BOPD</i>	<i>BSW</i>	<i>BOPD</i>	<i>BSW</i>
AVG-2011	42	96%	392	84%	656	87%
AVG-2012	24	98%	232	91%	359	93%
AVG-2013	-	-	163	93%	240	95%
AVG-2014	-	-	125	95%	178	96%
AVG-2015	-	-	101	96%	139	97%
AVG-2016	-	-	84	97%	114	98%
AVG-2017	-	-	72	97%	96	98%
AVG-2018	-	-	63	97%	82	98%
NP – MMSTB	0.05	-	0.651	-	1.062	-

2.8 ESTADO MECÁNICO DEL POZO.

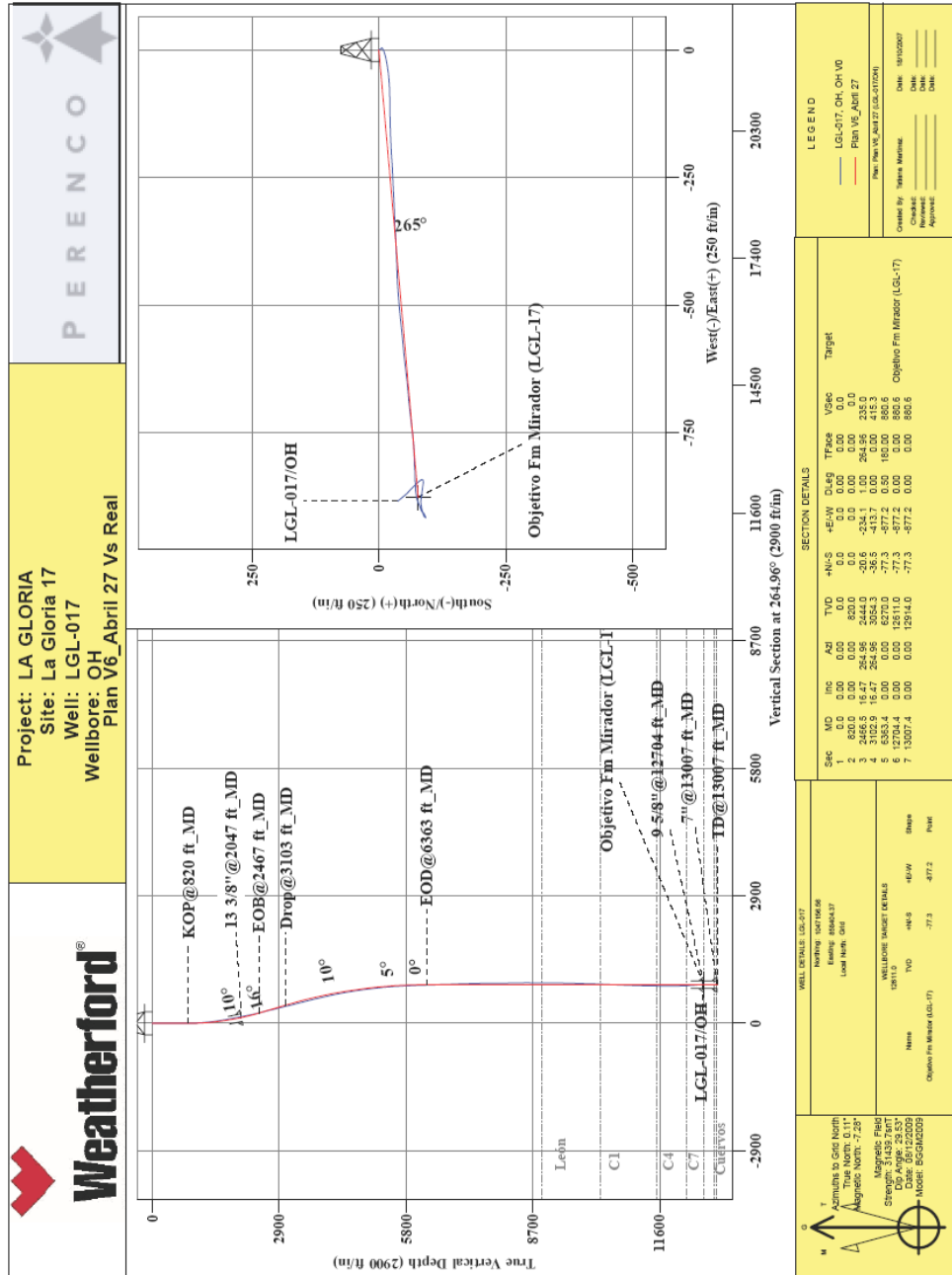
Figura 27 Estado mecánico del pozo La Gloria 17



Fuente. Final Operation Report By Weatherford. Propiedad Perenco S.A

2.9 ESQUEMA DE LA TRAYECTORIA FINAL DE PERFORACIÓN.

Figura 28 Trayectoria Final de Perforación.



Fuente. Final Operation Report By Weatherford. Propiedad Perenco S.A

Se harán unas simulaciones previas con el propósito de predecir el proceso y detectar algún inconveniente o problema operacional que se pueda presentar, así por medio de la información arrojada, plantear el procedimiento a seguir, el cual será verificado en campo por el operador cuando realice el *job log*(registro de la operación)

El programa de simulación será el ADVANTAGE TORQUE AND DRAG, el cual ayuda a predecir el torque que se puede presentar a lo largo de la sarta de perforación, las fuerzas axiales y de doblamientos que se puede presentar en hoyos desviados. Y de esta manera conocer las múltiples fuerzas que se deben tener en cuenta en el momento de asentamiento del colgador TORXS.

Todos estos datos son fundamentales al comparar el torque a cierta profundidad con el valor nominal de la tubería o equipo a esa profundidad ya sea en relación con conexiones de tubería o herramientas de fondo. Y de esta forma determinar el torque disponible para manipular dichas herramientas.

2.10 ADVANTAGE TORQUE AND DRAG. (SIMULADOR)

ADVANTAGE TORQUE AND DRAG, es un simulador para herramientas de completamiento y procesos de perforación, en el que emplea datos de hidráulica, estados mecánicos, descripciones de las herramientas , capaz de generar la situaciones que se podrían presentar en un yacimiento en relación con Torques y arrastres presentados por las sartas de perforación, fuerzas axiales y de doblamiento, factores de fricción, fuerzas de arrastre y demás situaciones necesarias para tener en cuenta al momento de sentar las herramientas.

Survey de La gloria 17

Para iniciar se deben suministrar al simulador los datos conocidos como propiedades del fluido, datos de la sarta de perforación, broca , fuerzas de fricción, estado mecánico , Survey, información de la tubería y de la herramienta a utilizar (diámetros interno y externo, tensión y torque nominal, modulo de Elasticidad, densidad , entre otros), resultados de registros y demás parámetros necesarios, dependiendo del caso que se pretenda simular y por ende encontrar respuesta.

Figura 29 Pantallazo del Simulador "Advantage Torque & Drag" Datos suministrados . Parte 1

Survey

Survey Stations

Interpolate Clear Interpolation

Survey Stations

MD (ft)	Inc (deg)	Azi (deg)	TVD (ft)	North (ft)	East (ft)	Dogleg (deg/100ft)
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
563.00	0.77	151.29	562.98	-3.32	1.82	0.14
754.00	1.06	130.37	753.96	-5.59	3.78	0.23
849.00	1.71	236.51	848.94	-6.94	3.27	2.37
944.00	3.25	245.15	943.85	-8.85	-0.36	1.66
1049.00	4.85	253.05	1048.59	-11.40	-7.31	1.61
1133.00	5.49	255.70	1132.24	-13.43	-14.60	0.81
1226.00	5.22	259.76	1224.84	-15.28	-23.07	0.50
1322.00	6.19	262.33	1320.36	-16.74	-32.50	1.04
1417.00	7.53	262.31	1414.68	-18.26	-43.74	1.41
1512.00	8.21	266.04	1508.78	-19.56	-56.68	0.89
1607.00	9.08	266.79	1602.70	-20.45	-70.93	0.92
1703.00	9.50	266.29	1697.44	-21.39	-86.40	0.45
1796.00	10.36	268.94	1789.05	-22.04	-102.42	1.05
1891.00	10.80	270.51	1882.44	-22.12	-119.86	0.55
1986.00	11.66	268.62	1975.62	-22.27	-138.36	0.98
2047.00	11.46	268.23	2035.38	-22.60	-150.58	0.35
2146.00	11.13	267.57	2132.46	-23.31	-169.95	0.36
2241.00	11.66	267.06	2225.59	-24.19	-188.70	0.57
2336.00	12.09	266.00	2318.56	-25.38	-208.21	0.51
2431.00	13.02	266.52	2411.28	-26.72	-228.82	0.99
2525.00	13.79	268.10	2502.72	-27.74	-250.59	0.91
2621.00	14.03	266.96	2595.91	-28.74	-273.64	0.38
2716.00	13.75	266.70	2688.13	-30.00	-296.41	0.30
2811.00	13.53	266.27	2780.45	-31.37	-318.77	0.25
2907.00	13.92	267.07	2873.71	-32.69	-341.51	0.45
3002.00	13.67	266.31	2965.97	-34.00	-364.13	0.33
3097.00	13.70	266.73	3058.27	-35.36	-386.56	0.11
3193.00	14.12	267.51	3151.46	-36.52	-409.61	0.48
3289.00	14.27	267.84	3243.55	-37.46	-432.88	0.18

OK Apply Reset Close

El pozo presenta una desviación aproximada de 14 grados.

2.10.1 Parámetros del Simulador.

Se suministraron los datos relacionados a la tubería, fluidos, y parámetros operacionales de la broca con el fin de correr el programa.

Figura 30 Pantallazo del Simulador "Advantage Torque & Drag" Datos de Tubería. Parte 2

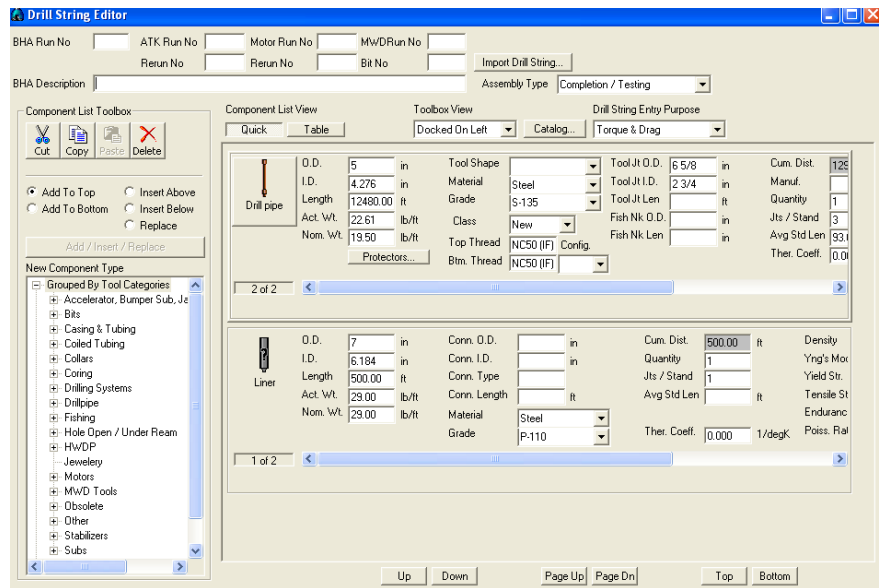


Figura 31 Pantallazo del Simulador "Advantage Torque & Drag" Datos del Fluido .
Parte 3

Fluid1

Name Type

Density ppg

Rheological Model

Newtonian Fluid Bingham Plastic Power Law Robertson-Stiff Herschel-Bulkley

Rheology

Mud Rheological Properties Fann Readings

Plastic Viscosity cP

Yield Point lbf/100R²

10 s Gel Strength lbf/100R²

10 m Gel Strength lbf/100R²

Rpm (RPM)	Reading
600.0	
300.0	
200.0	
100.0	
6.0	
3.0	

Figura 32 Pantallazo del Simulador "Advantage Torque & Drag" Datos de la Broca de Perforación . Parte 4

Eng. Operational

Bit Depth ft

Weight on Bit klbf

Bit Torque kft.lb

ROB Torque Resistance kft.lb

Bit Drag Force klbf

Bit Overpull Force klbf

Operating Flowrate USgal/min

Flowrate Decrement USgal/min

Maximum Flowrate USgal/min

Maximum SPP psi

Stroke Volume bbl

Riser Booster Flowrate USgal/min

Choke Pressure psi

Surface Loads for Friction Factor Calculation

Compensated (HL) or Measured (TQ)

klbf

Weight of Blocks klbf

Single Sheave Efficiency %

No. of Lines Strung Through Sheaves

Block Efficiency %

Axial Velocity ft/hr

String RPM RPM (Drilling)

RIH (Slack-Off)

POOH (Pick-Up)

Rotational Discontinuity

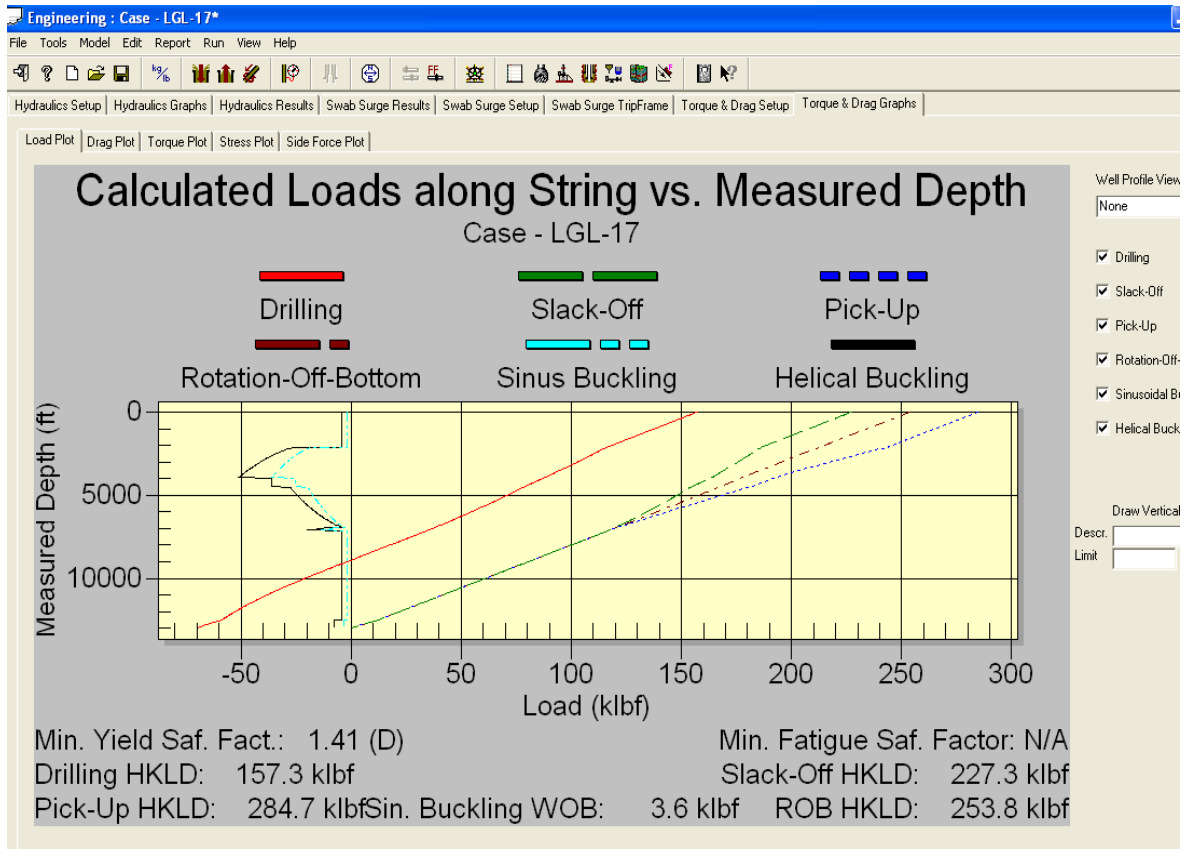
Distance from Bit ft

Rotation above below specified point

2.10.2 Resultados

1 Grafica de cargas a través de la sarta Vs la profundidad medida.

Figura 33 Grafica de cargas a través de la sarta Vs la profundidad medida.



En el anterior grafico se pueden observar las cargas que se experimentan, en las cuales se puede determinar la fuerza suficiente para realizar las operaciones de asentamiento.

El valor de Drilling señala la fuerza necesaria para el asentamiento de la tubería, en la operación es necesario reducir el valor de drilling de 253.8 K lbf que es el peso de la sarta, a un valor aproximado de 160 K lbf , para que a la

profundidad del colgador 12480 ft al colgador lleguen 60 K lbf, y con esta fuerza pueda ser sentado el Colgador (liner hanger) .

Esta reducción de 90K lbf, es ocasionada por el esfuerzo al arrastre (drag) que experimenta la sarta, por factores como desviación del pozo, fuerzas axiales de la tubería (por procesos de rotación y cuando se está reciprocando), esfuerzos y fuerzas de fricción (la fuerza de contacto normal entre la tubería y el hoyo, y el coeficiente de fricción entre las superficies de contacto).

Por otra parte, fue necesario aplicar rotación a la sarta con el fin de conseguir más peso en el colgador, ya que con esto, se romperá el límite de la fricción estática causado por el pandeo de la tubería de perforación. En este caso se incremento a 15 revoluciones por minuto (RPM) en la perforación. Para llegar a 60 k lbf en fondo.

2. grafica Arrastre VS Profundidad Medida

Figura 34 Arrastre VS Profundidad Medida.

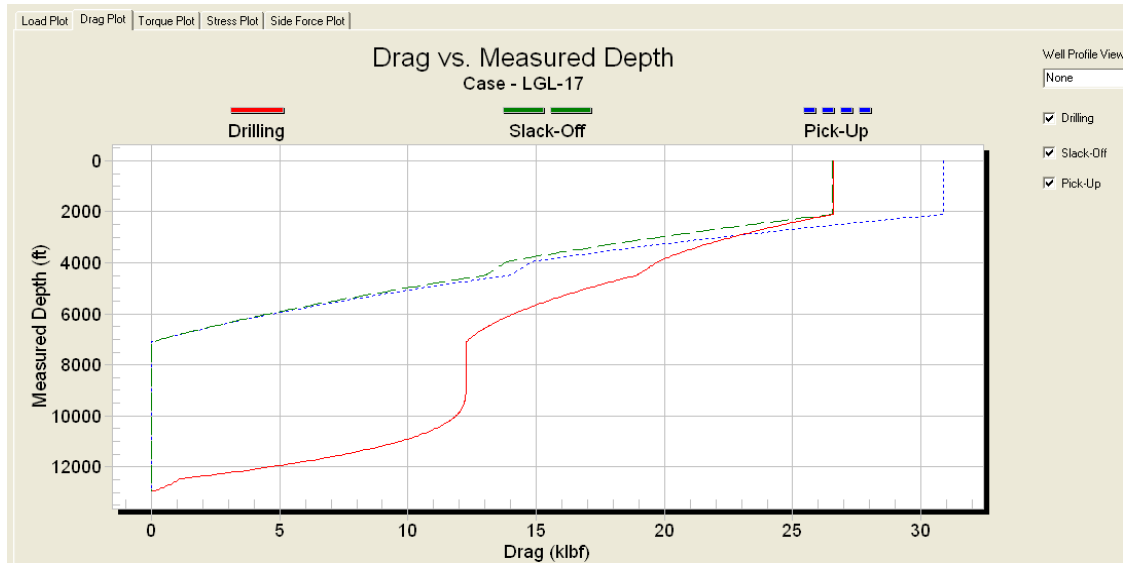
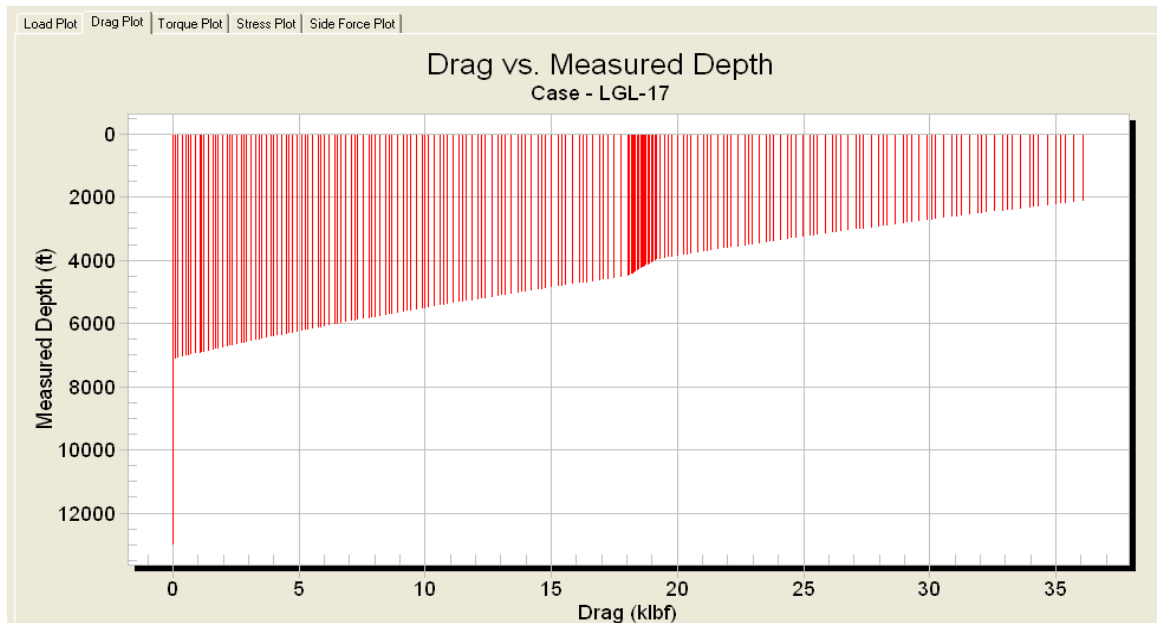


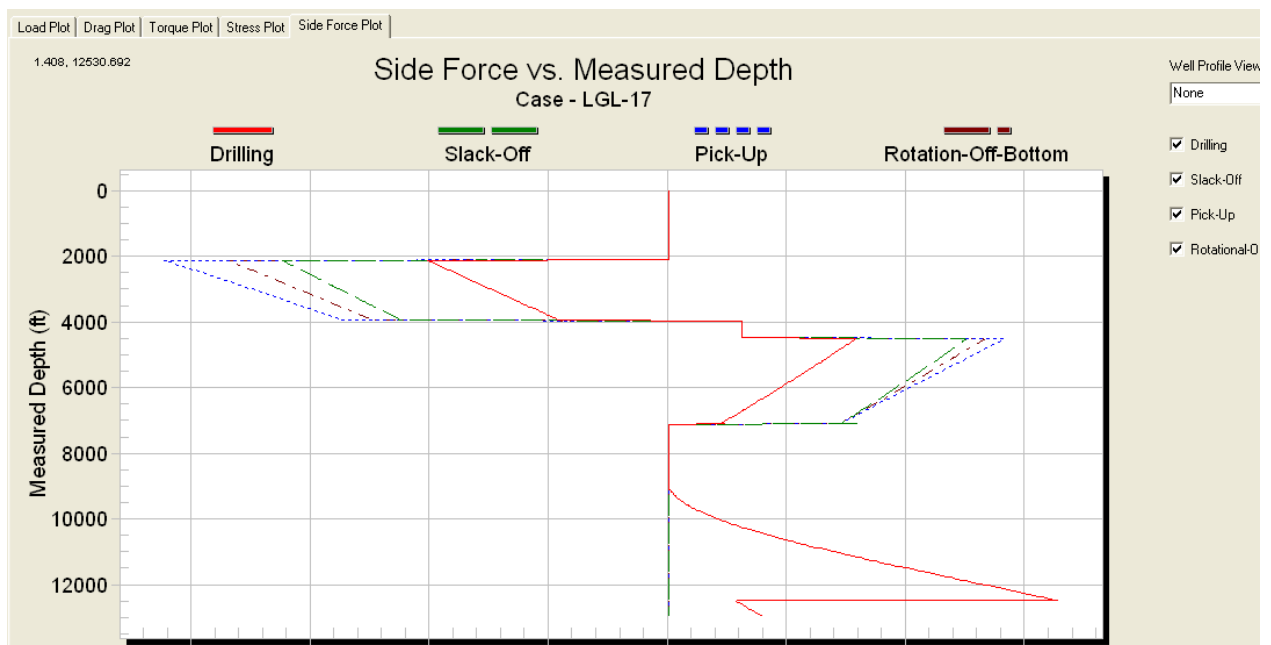
Figura 35 Arrastre VS Profundidad Medida.



En la grafica se señala el arrastre que presenta la tubería, esto es, la manera en que la sarta se ve afectada por la carga en el gancho, peso de la sarta (medida en aire) y las fuerzas aplicadas. Como se puede observar en la grafica la fuerza de arrastre superior se experimenta a la menor profundidad, ya que es el rango en el cual la dirección de perforación del pozo empieza tener una inclinación, por lo tanto se presenta una mayor obstaculización con las paredes del pozo.

Por otra parte estas fuerzas de arrastre son incrementadas cuando se presentan grandes diferencias de presiones entre la tubería y el anular, ya que se pueden producir efectos de abultamiento en la tubería razón por la cual el diámetro se incrementa y se hace más sensible a la superficie lateral del hueco abierto en el pozo.

Figura 36 Gráfica Fuerzas Axiales Vs Profundidad.



En esta grafica se puede ver la influencia de las fuerzas laterales, debido a la desviación del pozo, a la profundidad del mismo, por lo cual ocurren problemas de

pandeo de la tubería, como se puede observar. La grafica de fuerzas laterales vs. Profundidad, señala los diversos efectos que se obtienen dependiendo de la operación que se esté llevando a cabo, ya sea, Aflojamiento (slack off) , levantamiento (pick up). En este caso las fuerzas son mayores al levantar la tubería.

Otro problema que se presenta es el bucle mecánico, ocasionado por el gran peso de la tubería, y por tanto por apoyarse en ella cuando está en el pozo.

2.11 OTROS FACTORES QUE AFECTAN.

2.11.1 Estiramiento de tuberías.

El incremento en la longitud resulta de la combinación de fuerzas actuando entre la sarta y el hoyo del pozo.

Los principales factores causantes del incremento de la longitud de la tubería son el peso de la sarta y los efectos de expansión.

Robert Hooke (1635-1702) descubrió a ley que se refiere: el esfuerzo o distorsión es proporcional a la fuerza de estiramiento si el límite elástico del material no ha sido excedido.

El esfuerzo de tensión se refiere a la cantidad de tensión (levantamiento) de la tubería que puede soportar antes de exceder el límite elástico. La cantidad de tensión requerida para encontrar el límite elástico de una tubería es llamado Joint Yield.¹²

El Joint Yield está determinado por 2 factores:

- El grado de acero de la cual está hecha la tubería.
- Cantidad de fuerza aplicada.
- Longitud del material, expuesto a elongación.
- El área transversal de la tubería en un punto débil.

El estiramiento que sufrió la tubería del liner se calcula de la siguiente manera:

$$\Delta L = \frac{F * L * 12}{E * A_s}$$

F= Fuerza de levantamiento (lbm)

¹² Baker Hughes Incorporated. Tech Facts. Engineering Handbook. Advancing Reservoir Performance.

L = Longitud (pies)

E = Modulo de Elasticidad ($\frac{lb}{pulg^2}$) (Acero = 30, 000,000 psi)

A_s = Área transversal de la tubería ($pulg^2$)

$$\Delta L = \frac{30000 \text{ lb} * 12495 \text{ ft} * 12}{30,000,000 \text{ psi} * 8.449 \text{ pulg}^2} = 17.75 \text{ ft}$$

Este resultado nos indica la elongación de la tubería, la cual es necesaria para conocer y tener en cuenta, al momento de calcular peso que se pondrá cuando es realizado el pick up a la sarta , la cantidad de fuerza requerida con el fin de lograr el asentamiento del Colgador , ya que bajo estas condiciones de desviación de pozo y alta profundidad, el arrastre o impedimento para realizar las operaciones desde el taladro son mayores, y se deben tener presentes los diversos parámetros con el fin de asentar la herramienta en el lugar adecuado y lograr un mejor levantamiento de la sarta de trabajo , para no tener inconvenientes ni dejar partes de ella que interferirían en el funcionamiento del completamiento del pozo.

2.11.2 Efecto de Abultamiento de tuberías (Balloning)

El efecto de abultamiento es un hinchamiento (Ballooning) o colapsamiento (abultamiento interno) de una tubería debido a las diferencias de presión entre la tubería y el anular. Sucede tanto en tuberías libre como ancladas.

El efecto de abultamiento es directamente proporcional a la superficie sobre la cual actúa la presión.

Para determinar el efecto de abultamiento los cambios de presión deben ser tratados por separado, Dado que el área externa es mayor, cada cambio de presión en el anular tendrá un efecto mayor sobre la tubería que el correspondiente cambio de la presión interna.

A diferencia del efecto pistón, el efecto abultamiento no se localiza en la herramienta sino que ocurre a todo lo largo de la tubería. Por esta razón, los cálculos del efecto de abultamiento están basados en el cambio promedio de la presión en la tubería y el anular.

Figura 37 Características del efecto de Abultamiento en tuberías.

Causas	Resultados	
	Tubería Libre	Tubería Anclada
Efecto Abultamiento - Presion Interna Mayor que la del anular	La tubería se acorta	El abultamiento genera fuerzas de tensión de la herramienta
Efecto abultamiento inverso - Presion del Anular mayor que la interna	La tubería se alarga	El abultamiento inverso genera fuerzas de compresión de la herramienta

2.11.3 Efecto Buckling

El efecto bucle es un acortamiento en la longitud efectiva de la tubería. Hay dos tipos de Bucles: Bucle mecánico y bucle de presión, aunque tanto el bucle mecánico como el de presión aparenten tener el mismo mecanismo, estos deben ser considerados separadamente porque son ocasionados por factores distintos.

- Bucle Mecánico: Provocado cuando la tubería está apoyada dentro del hoyo del pozo. Durante el bucle mecánico, la tubería entra en contacto con la herramienta que se encuentra anclada en el revestimiento o en el fondo del pozo.
- Sucede cuando, a nivel de la empacadura, la presión interna de la tubería es mayor que la externa. El efecto de Bucle de Presión solamente acorta la longitud de la tubería. Si la presión del anular permanece por encima, de la presión interna de la tubería el efecto del bucle de presión no aparecerá.

Si el bucle es lo suficientemente severo, la tubería tocara la pared del revestimiento. Luego del contacto, la tubería comenzará a pandearse tomando la forma espiral o helicoidal. El contacto con el revestimiento produce fricción y por ende reduce el peso en la punta de la tubería¹³

Si los esfuerzos de bucle se mantienen por debajo de la resistencia a fluencia de la tubería, esta regresara a su forma original cuando desaparezca el efecto. En caso contrario, la tubería quedara deformada permanente.

Si la presión del anular permanece por encima de la presión interna de la tubería, el efecto de bucle de presión no aparecerá.

¹³ Baker Hughes Incorporated. Tech Facts. Engineering Handbook. Advancing Reservoir Performance.

Figura 38 Características del efecto de acortamiento en tuberías.

Causas	Resultados	
	Tubería Anclada a la herramienta	Tubería Libre
Bucle Mecánico - Carga compresiva por apoyo de peso	Si está anclada la herramienta, comienza el bucle y es más severo en el fondo de la tubería	No ocurre el bucle
Bucle de Presión - Si la presión interna de la tubería, a nivel de la empacadura, es mayor que la del anular, el bucle ocurrirá	Si está anclada la herramienta, comienza el bucle y es más severo en el fondo de la tubería	No ocurre el bucle

Los siguientes esquemas muestran los problemas de buckling que se pueden presentar en la tubería .

El concepto de Buckling se refiere a las posibles deformaciones que se pueden presentar en las tuberías por efectos de cargas axiales, inclinaciones en el estado mecánico.

Las cargas axiales obedecen al peso de la broca de perforación y las cargas totales que experimenta la tubería.

Slack-off es el peso que se debe poner a la broca para lograr aflojar y de esta manera levantar la sarta, en este caso fue necesario para liberar la setting tool , en cada etapa de implementación del liner hanger, como se ve en la siguiente figura el simulador muestra la profundidad a la cual la tubería puede presentar buckling, y de esta manera tenerlo en cuenta para los cálculos de calcular el slack off necesario.

Figura 39 Gráfica carga Levantamiento de la sarta Vs Profundidad

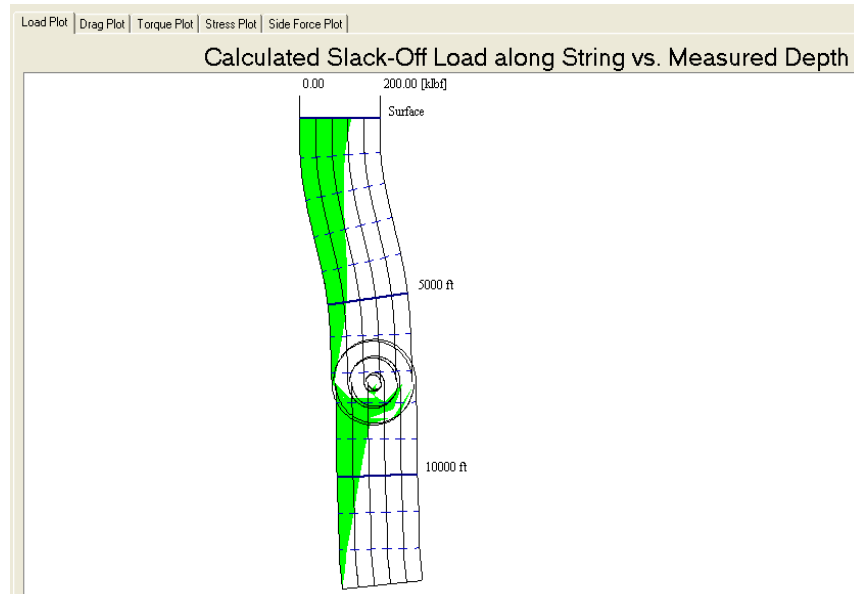
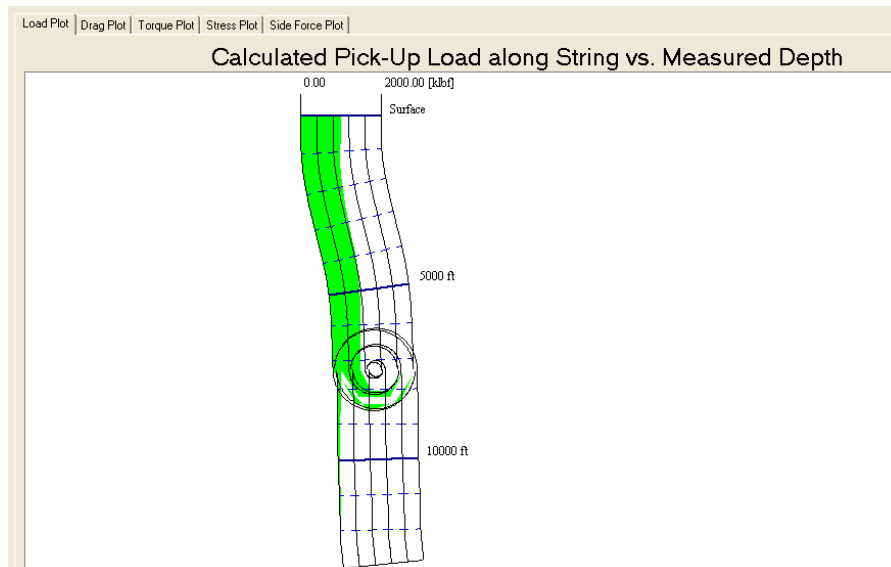


Figura 40 Grafica carga de empuje de la sarta Vs Profundidad



2.12 PROCEDIMIENTO DE CORRIDA

2.12.1 Preparación en el pozo.

1. Revisar JSA y Risk Assesment para realizar el ensamble en la base y la operación de corrida en el pozo.
2. Medir y anotar las dimensiones de OD, ID, y longitud del equipo tanto consumible como de renta. El conjunto colgador de liner debe haber sido probado con 500 psi así como su herramienta de corrida con 1,500 psi antes de ser despachados al pozo.
3. Verifique la compatibilidad de la bola de asentamiento con el asiento de bola. como también el Baker Pump Down Plug con el Liner Wiper Plug y con el Liner de 7" 29 Lb/ Ft.
4. Tome nota de todas las juntas de liner y Drill Pipe – HWDP disponible en la mesa Rotaria.
5. Instalar el Insert Landing Collar en el pin del tercer tubo de Liner a introducir en el pozo.
6. Ensamblar el Equipo de Superficie descrito e instalar la bola de bronce de 1-3/4" y el 4 1/2"– 6 5/8" Drill Pipe Pump Down Plug.
7. Calibrar todo el Drill Pipe que se usará para correr el ensamble con un conejo de mínimo 2 1/2" OD. Hacer esto en el momento anterior a conectar cada una de las paradas cuando se está bajando el ensamble. **"Asegurarse de conejear cualquier tubular que vaya a ser conectado a la sarta de corrida del ensamble"**.
8. En el último viaje y antes de empezar a sacar el Drill Pipe para luego correr el Liner de 7", rote la sarta de tubería en el fondo del pozo anotando el torque registrado, al igual que cuando esté con la punta de la sarta entrando de regreso en el zapato del casing de 9 5/8".

2.12.2 Lista del chequeo del Equipo.

A. EQUIPO CONSUMIBLE

ENSAMBLE A (Liner Hanger Packer)

A.1 Baker Model "TORXS" Expandable liner hanger packer with 20 ft Setting Sleeve

- Size: 7" 29 # X 9-5/8" 47-53.5 #
- Tool OD: 8.250"
- Tool ID: 6.188"
- Annular Bypass: 5 in2
- Extension Burst: 7,660 psi
- Extension Yield Collapse: 7,290 psi
- Extension API Collapse: 4,460 psi
- Body- Burst Rating: 10,000 psi
- Body- Collapse Rating: 7,500 psi
- Tensile: 664,558 lbs
- Hanging Capacity: 400,000 lbs
- Material Body: 80ksi MYS
- Material Extension: 80 ksi MYS
- Setting Sleeve OD: 8.156"
- Setting Sleeve ID: 7.375"
- Threads: 7" 29 LB/FT HYDRIL 513 PIN DOWN
- Setting Pressure: 3,000 lbs
- Product No: H293370003

A.2 Pup Joint (**Suministrado Perenco**) 15 FT

- Size: 7" 29#
- Threads: 7" 29# Hydril 513 Box x Pin
- Tool OD: 7.00"
- Tool ID: 6.184"
- Material: 110 KSI MYS

ENSAMBLE B

B.1 Baker Insert Landing Collar Type II W/O Ball seat

Size: 7" 29-32 LB/FT

Rango: 6.292"-5.969"

Tool OD: 5.960"

Tool ID: N/A"

Thread: N/A

Material: ALUMINUM

Product Number: H266-59-4703

B.2 Full Joint (**Suministrado Perenco**)

Size: 7" 29#

Threads: 7" 29# Hydril 513 Box x Pin

Tool OD: 7.00"

Tool ID: 6.184"

Material: 110 KSI MYS

B.3 Float Collar Cement Filled Single Valve

Size: 7" 29 LB/FT

Tool OD: 7"

Tool ID: N/A"

Threads: 7" 29# Hydril 513 Box x Pin

Material: 110 KSI MYS

Product No: 10255521

B.4 Full Joint (**Suministrado Perenco**)

Size: 7" 29#

Threads: 7" 29# Hydril 513 Box x Pin

Tool OD: 7.00"

Tool ID: 6.184"

Material: 110 KSI MYS

B.5 Float Shoe Cement Filled Double Valve

Size: 7" 29 LB/FT

Tool OD: 7"

Tool ID: N/A"

Threads: 7" 29# Hydril 513 Box Up

Material: 110 KSI MYS

Product No: 10255522

PLUGS AND SETTING BALLS

C.1 Baker Setting Ball, Bronze, 1.750" Dia., Product No. WX-17453-00

C.2 Baker Pump down Plug for 4-1/2" & 5-1/2" Drill Pipe, 2.280" Nose OD

Tool OD: 5.130"

Material: Phenolic & Nitrile

Product No.: H270200155

C.3 SOLO Wiper Plug Type to catch a 2.28" Pump Down Plug

Size: 7 IN OD 17-38 LB/FT 6.629" ID max CSG 5.801" ID MIN CSG

Tool OD: 6.625"

Tool ID: 2.067"

Material: Aluminum & Nitrile

Product No.: H269380004

Items A1- A2. Serán ensamblados a la running tool y probados a 500 psi.

Item B1 será instalado en la locación.

D.1. EQUIPO DE SUPERFICIE

D.1.1. Baker Lift nipple (se usara en un equipo con Top Drive)

Size: 5" x 7 ft. long (Approx.)

Tool ID: 3.000"

Threads: 4-1/2" IF Box Up x Pin Down

Material: Alloy Steel, 110 KSI MYS

Tensile: 725,000 lbs

Product Number: 265-20-0068.

D.1.2. Baker TD Liner Swivel

Tool OD: 10.400"

Tool ID: 3.000"

Threads: 4-1/2" IF TJ Box Up x Pin Down

Material: Alloy Steel, 110 KSI MYS

Product Number: 278-25-0016

D.1.3. Baker TD Plug Dropping Head

Tool OD: 9.500"

Tool ID: 3.500"

Threads: 4-1/2" IF TJ Box Up x Pin Down

Material: Alloy Steel, 110 KSI MYS

Product Number: 278-28-0003

D.1.4. Baker Ball Dropping Sub

Tool OD:

Tool ID: 3.250"

Threads: 4-1/2" IF TJ Box Up x Pin Down

Material: Alloy Steel, 110 KSI MYS

Product Number: 278-29-0002

D.1.5. Baker Flag Sub

Tool OD: 6.125"

Tool ID: 3.250"

Threads: 4-1/2" IF TJ Box Up x Pin Down

Material: Alloy Steel, 110 KSI MYS

Product Number: 278-21-0001

- La circulación para acondicionar el pozo se debe realizar a través del “Top Drive”.
- El bombeo de espaciadores y el cemento, debe ser realizado a través de las entradas laterales de 2” de la TD Cementing Head. Se debe tener cuidado especial en que la BOP en el top drive este cerrada durante estas operaciones.
- Antes de empezar con las operaciones de cementación revisar con presión la integridad del BOP en el TD
- El equipo de superficie debe ser revisado en locación.

E. HERRAMIENTAS DE ASENTAMIENTO

E.1 Baker Lift Nipple

Size: 5” x 10 ft. long (Approx.)

Tool OD: .”

Tool ID: 3.000”

Threads: 4-1/2” IF Box Up X Pin Down

Material: Alloy Steel, 110 KSI MYS

Tensile: 725,000 lbs.

Product Number: 265-20-0068

E.2 TORXS Liner Hanger Setting Tool

Size: 7" x 9-5/8"

Threads: 4-1/2" IF Box

Tool OD: 8.156"

Tool ID: 1.585" (Durante la corrida)

Material: Alloy Steel, 110 KSI MYS

Product Number: H265-53-0003

E.2.1 TORXS Stroker Assembly

Size: 7" x 9-5/8"

Tool OD: 8.156"

Tool ID: 2.468"

Material: Alloy Steel, 110 KSI MYS

Product Number: H07-99184-08

E.2.2 TORXS Anchor Assembly

Size: 7" x 9-5/8"

Tool OD: 5.875"

Tool ID: 1.585" (Antes de expulsar la bola)

Tool ID: 2.468" (Despues de expulsar la bola)

Material: Alloy Steel, 110 KSI MYS

Product Number: H07-99181-10

E.2.3 TORXS Flapper Assembly

Size: 7" x 9-5/8"

Tool OD: 5.875"

Tool ID: 2.468"

Threads: 2-7/8" EU 8RD pin down.

Material: Alloy Steel, 110 KSI MYS

Product Number: H07-99182-10

E.3 SOLO plug Releasing Tool with 3 shear screws (HWWGE180HB) installed

Size: For 7" to 11-3/4"

Shear Pressure: 1,100 - 1,800 psi

Tool OD: 4.450"

Tool ID: 2.310"

Threads: 2-7/8" EU 8RD.Pin Up

Material: Alloy Steel, 110 KSI MYS

2.12.3 Procedimiento de Corrida.

1. Asegurar que el Drill Pipe vaya siendo conejeado con un conejo de mínimo 2.5" OD antes de ser conectado a la sarta.
2. Empezar a correr el Liner en el pozo (recomendado):
 - 7" Float Shoe
 - Primera Junta 7" 29lb/ft Hydril 513.
 - 7" Float Collar
 - Segunda junta 7" 29lb/ft Hydril 513.
 - Tercera Junta de Liner 7" 29lb/ft BTC **LC instalada en el pin. Asegurese que que el BALL SEAT haya sido removido.**
 - Juntas de liner de 7" 29lb/ft Hydril 513.
3. Todas estas conexiones requieren de Bakerlock (Baker Oil Tools). Revisar el correcto funcionamiento de las válvulas en el equipo de flotación, llenando la tubería con fluido y moviéndola hacia arriba y hacia abajo.

No colocar las cuñas y/o llaves en el equipo de flotación.

4. Bajar con el número indicado de juntas de casing de 7" de acuerdo al tally de Perenco. En cada conexión, cubrir la junta para prevenir basura o cualquier elemento caiga dentro del liner, hasta el landing collar. Llenar la tubería cada junta o de acuerdo a instrucciones de BAKER con el Company Man. Levantar el ensamblaje del colgador y conectarlo sobre el liner. Mantener las cuñas sin sacarlas de la rotaria y levantar unos 3-4 pies para chequear que el setting tool y los demás componentes están ensamblados en forma segura. Después de confirmar ello, retire las cuñas.

5. Anotar el peso de todo el ensamble hasta allí. Bajar el ensamble a través de la rotaria y sentar las cuñas en el 5" Baker Lift Nipple. No colocar las cuñas sobre el Baker Extension. **Tener mucho cuidado de mantener el liner centrado mientras se baja a través del BOP.**
6. Circular el contenido del Liner. **No pasar de 3500 PSI la presión de circulación.** Anote el total de paradas que hay en la mesa rotaria.
Nota: La velocidad recomendada de corrida es 2 minutos por parada dentro del casing y 3 minutos en hueco abierto, Cuña-a-Cuña. Sacar y colocar las cuñas cuidadosamente para no generar movimientos bruscos y de la tubería.
7. Empezar a correr el Drill Pipe en el pozo, llenando la tubería cada cinco paradas. Cuando el zapato llegue a fondo haga el espaciamiento de la sarta de tal forma que el Baker TD Plug Dropping Head y el Baker Flag Sub queden +/- 10 pies por encima de la mesa rotaria. No olvidar conejear **todos** los tubos cortos usados.
8. Llegar al zapato del Casing de 9-5/8" y circular el contenido de la sarta. Antes de entrar en el hueco abierto, armar el equipo de superficie Baker y armar las líneas de chicksan si no se había hecho esto antes. Tomar el peso del liner subiendo y bajando con y sin bomba. Rotar la sarta y tomar lecturas de torque a diferentes RPM.
NOTA: Antes de conectar el Cementing Head Assembly al drill pipe, circular dos o tres barriles para probar que el Pump Down Plug esta asegurado en el Top Drive Drooping Head.
9. Llenar el Drill Pipe a medida que vaya corriendo el Liner en el hueco abierto tanto como sea posible sin interrumpir la corrida en el pozo.
 - Si es necesario el ensamblaje se puede trabajar con circulación, peso y/o rotación, cuando se vaya corriendo el liner en el hueco abierto.
10. Tocar el fondo y marcar la tubería. Anotar los pesos subiendo y bajando. Levantar +/- 5 Ft de la profundidad de asentamiento. Marcar la tubería y

empezar a circular lentamente. Circular al menos el contenido del Liner y Drill Pipe. Circular a un máximo de 8 BPM hasta que el pozo esté limpio. Durante esta circulación se deben instalar las líneas de cementación y probar las mismas con 5000 psi.

11. Terminar de circular y luego lanzar la bola de bronce de 1,75". Esperar unos 40 minutos para que la bola llegue hasta el **asiento de bola**. Si es necesario, bombear la bola a 2 BPM y un máximo de presión de 500 PSI. .
12. Cuando la bola llegue al asiento empezar a incrementar lentamente la presión hasta **1,000 PSI**
13. Incrementar presión a 2,800-3,100 psi y mantenerla por [2] minutos permitiendo a la herramienta la primera expansión. El colgador debería estar asentado en este punto.
14. Manteniendo presión, levantar con 30,000 lb de tensión y probar que el Colgador se ha expandido. Regresar a posición neutral.
15. Incrementar presión a +/- 4,000 psi para romper asiento de bola y reestablecer circulación.
16. Reseteo la herramienta con 50,000 lb de peso y ayudar a liberar el ancla de el liner. En este punto la herramienta estará lista para la segunda etapa.
17. Levantar de 5-6 pies para confirmar que la herramienta ha sido liberada. El ancla y la herramienta de asentamiento deberían estar libres en este momento.

Nota: En caso que la herramienta de corrida no pueda ser liberada hidráulicamente, el sistema cuenta un mecanismo de liberación de emergencia mecánico. Para activar este mecanismo de liberación, aplique torque hacia la izquierda (3,220 ft-lb a 4,356 ft-lb) para romper los tornillos de corte (4 tornillos Instalados), y continúe rotando a la izquierda mientras levanta la sarta, esto desconectara la herramienta de corrida del liner. Al menos 14 vueltas en fondo son necesarias para realizar la liberación.

18. Poner peso para tener nueva profundidad, y aplicar 50,000 lb de peso.
19. Romper circulación. Realizar pruebas de bombeo. Anotar presiones de circulación y comparar con las presiones antes de la expansión del colgador.
20. La compañía de lodos tratará, limpiará y controlará el lodo de acuerdo a instrucciones del Company Man.
21. Mezclar y bombear el cemento según programa.
22. Soltar el Baker Pump Down Plug. Bombear cualquier espaciador y desplazar con el equipo de cementación a una rata óptima. Disminuir la rata de bombeo a 2-3 bbl/min cuando falten 5-10 barriles para que el Baker Pump Down Plug llegue al Baker Liner Wiper Plug (desplazamiento de todo el Drill Pipe).

La presión de la bomba se incrementara cuando el Baker Pump Down Plug sienta sobre el Baker Liner Wiper Plug. Los pines del Baker SOLO plug releasing tool se cortarán con una presión 1,100 - 1,800 psi. Continuar desplazando a una rata óptima. Anotar y comparar las cantidades bombeadas en el momento del corte del Baker Liner Wiper Plug con los valores. Disminuir la rata de bombeo cuando falten 5 Bbls antes del desplazamiento total. Bump los tapones con 1000 PSI sobre la presión final de desplazamiento.

Nota: Si no se ve la llegada de los tapones usar el volumen teórico. No sobre desplazar para tratar de forzar un “bump”.

23. Descargar presión y chequear si hay algún retorno de fluido a través del zapato. Sí hay retornos, presurice nuevamente para ver si el tapón puede ser “rebumpeado”.

Nota: En caso de volver a presurizar, no exceder volumen teórico.

Después de haber completado la Cementación, levantar la herramienta de 9.5 a 10.5 pies. Para activar válvula Flapper.

24. Poner peso lentamente para cerrar la válvula Flapper y resetear la herramienta para segunda expansión.
25. Una vez que la válvula Flapper esta activada, el DP se encuentra cerrado en este momento.
26. Aplicar 1,000 psi de presión y levantar sarta 30,000 lbs de tensión para estar seguros de que la válvula Flapper esta cerrada y que el ancla se encuentra activada. Si se aprecia tensión, liberar presión y poner 50,000 lbs. de peso.
27. incrementar presión a 2,800-3,100 psi y mantener por [2] minutos para permitir que la herramienta complete su segunda etapa. La empaquetadura tipo ZXP debería estar expandida en este punto.
28. Continúe incrementando presión hasta +/- 4,000 psi para romper el disco de ruptura de la válvula flapper.
29. Poner 50,000 lb. de peso para cerrar cilindros y levantar tres pies sobre el tope del liner. En este punto la compañía de cementación debe haber desconectado rápidamente sus líneas de la cabeza de cementación.
30. Circular en directa para limpiar cualquier exceso de cemento en el pozo.
31. El sello del Linger Hanger Packer se probara después de fraguado el cemento.

2.13 RESUMEN OPERACIONAL.

- Se inició la corrida del liner de 7". Bajó liner hasta profundidad final, circuló fondos arriba.
- Lanzó bola de bronce y presurizó hasta 1000 psi y chequeó integridad, continuó presurizando hasta 3000 psi y sostuvo por 2 minutos para permitir que la Herramienta completara el primer stroke.
- Confirmó sentamiento del hanger tensionando con 50 Klbs de overpull,
- Colocó sarta en punto neutro y presurizó sarta rompiendo ball seat con 3700 psi reestableciendo circulación.
- Colocó 50 Klbs de peso para liberar las cuñas del ancla del liner y levantó sarta 4 ft de viaje libre notando la pérdida de peso del liner confirmando la liberación de la herramienta.
- Colocó 50 Klbs de peso sobre la herramienta de corrida para dejarla en posición para el segundo stroke, OK. Reestableció circulación mientras se mezcla cemento.
- Realizó operación de cementación observando acople de tapones con 2000 psi, y llegada de estos al landing collar presurizando hasta 2600 psi
- Realizó backflow retornando 2.5 bbls y confirmando buen funcionamiento del equipo de flotación.
- Levantó sarta 17 ft para activar la flapper, bajó sarta lentamente para cerrar la flapper hasta 50 Klbs de peso, aplicó 1000 psi y levantó sarta para confirmar que la flapper estaba abierta, presión cae indicando que flapper no está cerrada.
- Se completo el segundo *stroke* , para expandir el *ZXP packer*
- Sacó 10 stands y circuló. Sacó sarta con herramientas de corrida.

2.14 CONCLUSIONES DE LA OPERACIÓN.

1. El procedimiento estándar establecido para estos eventos y los cálculos de elongación y arrastre fueron realizados considerando la situación real teniendo en cuenta el estado mecánico definitivo de pozo (resultados de simulaciones TORQUE & DRAG con el *survey* real)
2. El sistema de colgador de liner expandible TORXS fue muy útil para garantizar tanto la corrida del liner hasta fondo como la operación de cementación gracias a su mayor área de circulación comparada con un liner convencional redundando en menores presiones y mayores caudales de circulación facilitando la limpieza del pozo, el transporte efectivo de los cortes y mejores patrones de flujo.
3. Permitió llegar a fondo al poder rotar la sarta con total seguridad dado el alto torque que soporta y a que la rotación no afecta el funcionamiento de las herramientas de corrida.
4. El sistema de tapones Solo Plug permitió observar con total claridad el acople y arrastre del Pump Down Plug con el Liner Wiper Plug, lo cual nos permite ajustar con exactitud el volumen de desplazamiento faltante dentro del liner para tener un mayor control de la posición de los tapones durante el desarrollo del desplazamiento permitiendo controlar más efectivamente la llegada de tapones al landing collar.
5. La implementación del Liner en el pozo La Gloria 17 , fue finalizada con total éxito, generando las mejores condiciones para la producción del pozo.

2.15 ENSAMBLE DE LA HERRAMIENTA.

Las siguientes fotos fueron tomadas en la base de Baker Hughes , Yopal . En las cuales se mostrarán el ensamble de las piezas más importantes que constituyen el sistema del Colgador Expandible.

Figura 41 Asiento de Bola.



Figura 42 Asiento de Bola con los Support Dogs.



Figura 43 Stroker.



Figura 44 Colgador Expandible.



Figura 45 Ensamble superficial . Camisa.



Figura 46 Cono Expansor.



Figura 47 Colgador con Tieback.



Figura 48 Setting Tool. Pack off



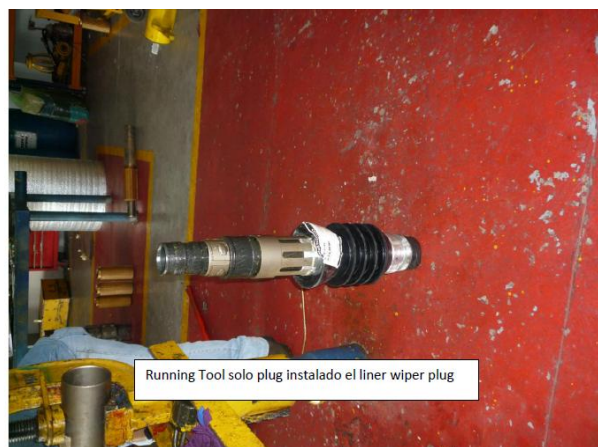
Figura 49 Ensamble del Ancla del sistema



Figura 50 Flapper



Figura 51 Wiper Plug



3 EVALUACIÓN ECONÓMICA

Después de exponer las razones operativas y mecánicas por las cuales se eligió el sistema de Liner Hanger expandible para este pozo, se pretenderá demostrar los motivos económicos que fueron vitales para elegir esta opción como la más indicada.

Como análisis se presentaran las diferencias en las tasas posibles de producción que se tuvieron en cuenta al escoger el sistema de colgador expandible, ya que al implementarlo presentaba una mayor área de flujo, reducía las pérdidas de presión a lo largo de la tubería y permitía el uso de una tubería de mayor diámetro para implementar el sistema de Gas Lift. Se mostraran los cálculos necesarios para conocer las diferencias explicadas. Además se realizara un análisis nodal del sistema para resumir los beneficios que se reflejará en las tasas de producción con el uso del sistema Torx.

Para concluir la investigación realizada en este trabajo, se realizará un estudio económico con respecto a la reducción de tubería, cemento y gastos operacionales que generará el Sistema "TORXS".

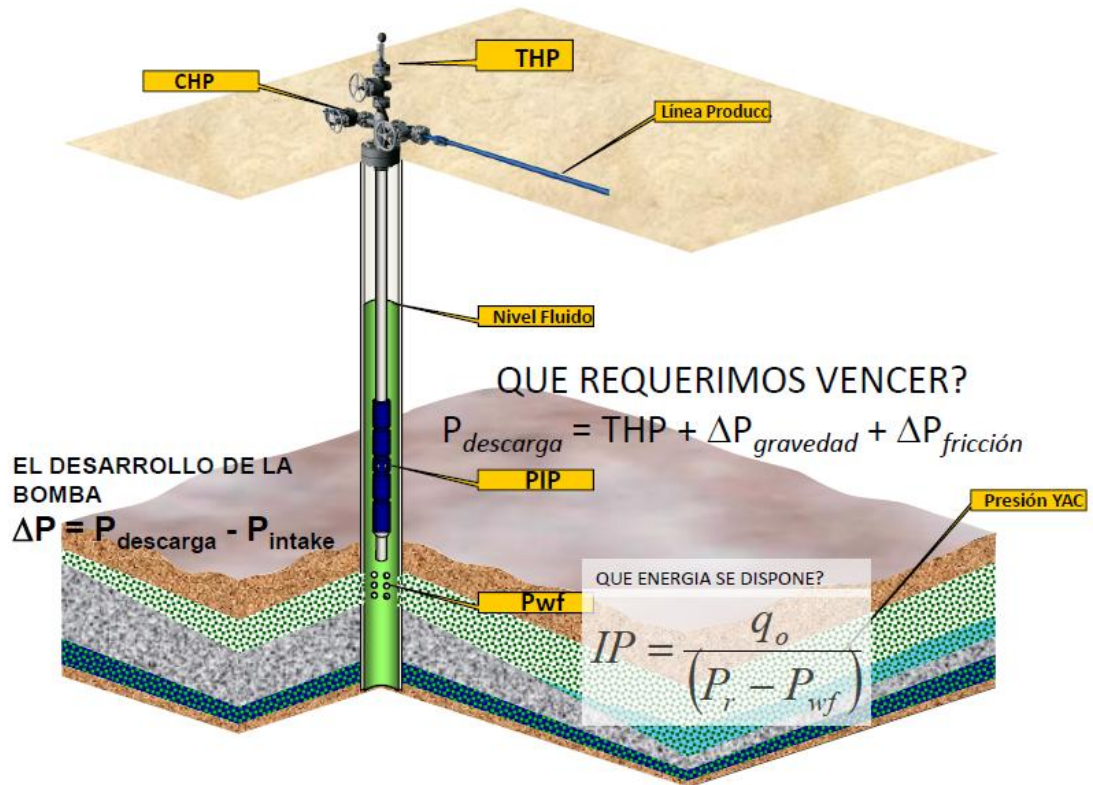
3.1 CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL POZO POR MEDIO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.

La capacidad de producción de un pozo en flujo natural disminuye a través del tiempo bien sea porque la energía del yacimiento disminuye sustancialmente, disminuye el índice de productividad o como es el caso de La Gloria 17 porque la columna de fluido se hace con el tiempo más pesada debido a l aumento del corte de agua del pozo.

Si se le inyecta gas a determinada profundidad se reduce el peso de la columna disminuyendo la presión fluyente en el fondo del pozo restableciéndose una determinada tasa de producción para la cual la capacidad de aportes de fluidos en el yacimiento se iguala a la capacidad de aporte de fluidos del pozo conjuntamente con la inyección de gas en la columna de fluido.

De esta manera el comportamiento de las presiones del pozo se comporta como se indica en el siguiente esquema.

Figura 52 Fundamentos Básicos de Presión



El diámetro de tubería utilizado se convierte en un componente fundamental al momento de evaluar el desempeño de un sistema de producción. Hasta un 80% de la caída de presión total puede ocurrir en el tránsito del fluido desde el fondo del pozo hasta la superficie. Un problema recurrente en operaciones de producción es definir el tamaño del tubing más apropiado. El Análisis Nodal en el fondo del pozo permite estimar y cuantificar el efecto sobre la producción del tamaño de la tubería.¹⁴

¹⁴ CAMARGO, Edgar. AGUILAR, José. RIOS, Addison. Un modelo de producción de pozos por el levantamiento artificial utilizando análisis nodal.

De tal modo se determinaran a continuación por medio de la correlación de Hagedorn y Brown las caídas de presión por fricción en la tubería para los diámetros 3.5 in y 2.875 in.

3.2 CORRELACION DE HAGEDORN & BROWN.

A continuación uno de los principales métodos empleados en el modelamiento de flujo multifásico vertical en tuberías y que se constituye en uno de los preferidos desde el punto de vista del tratamiento académico no solo porque conlleva un alto desarrollo analítico sino porque a partir de él se han planteado modelos más recientes y se conoce como la correlación de flujo generalizada de Hagedorn y Brown ¹⁵

La ecuación que rige este método es:

$$\frac{\Delta P_t}{\Delta H} = \frac{1}{144} \rho_m + \frac{f_m * \rho_m * V_m^2}{2 * G_c * d}$$

Para utilizar la expresión anterior se requiere tener la forma de hallar cada una de las variables contenidas, y considerar los siguientes parámetros de producción.

3.2.1 Parámetros de Producción

- RGL =Relación Gas - Líquido de Producción ó Instantánea, Mscf/ Bl.

$$RGL = \frac{Q_g}{Q_l} = \frac{559 \text{ Mscf}}{2500 \text{ Bl}} = 223.68 \text{ Mscf/Bl}$$

- GOR = Relación Gas – Petróleo

¹⁵ MAGGIOLO, Ricardo. Optimización integral de sistemas de producción utilizando análisis nodal, curso Bucaramanga, Santander. Agosto 2009.

$$GOR = \frac{Q_g}{Q_o} = 466 \text{ Scf} / \text{Bl}$$

- RAP = Relación Agua – Petróleo

$$RAP = \frac{Q_w}{Q_o} = \frac{1300 \text{ Bl}}{1200 \text{ Bl}} = 1.08$$

- Fw = Flujo Fraccional ó Corte de Agua

$$F_w = \frac{Q_w}{Q_l} = \frac{1300 \text{ Bl}}{2500 \text{ Bl}} = 0.52$$

- F_o = Flujo Fraccional de Aceite

$$F_o = \frac{Q_o}{Q_l} = \frac{1200 \text{ Bl}}{2500 \text{ Bl}} = 0.48$$

Al aplicar la ecuación para las pérdidas de presión a condiciones de flujo en el pozo, el método requiere obtener las variables de flujo involucradas en función de parámetros de producción medidos en superficie ó calculados.

Información conocida:

- | | | |
|-----------------------------|-----------------|-----------|
| • Caudal de liquido | Ql= 2500 Bpd | |
| • Relación Gas-Petróleo | GOR= 466 | |
| • Densidad Aceite | ρo=17API | |
| • Profundidad | h= 12712 ft | |
| • Presión Inicial de Cabeza | Pwh=100 psi | |
| • Diámetro de Tubería | Dt1= 3.5 pulg | (0,29 ft) |
| | Dt2= 2.875 pulg | (0,24 ft) |
| • Temperatura de Superficie | Ts=60 °F | |
| • Temperatura de Fondo | Twf=240 °F | |
| • Gravedad del Gas | γg = 0.62 | |

- Factor de Compresibilidad $Z=0.815$
- Solubilidad del Gas $R_s=145 \text{ Scf/ Bbl}$
- Factor Volumétrico del Aceite $B_o=1.23 \text{ Bl/Bln}$
- Factor Volumétrico del Gas $B_g=2,86e-3 \text{ ft}^3/\text{s ft}^3$
- Tensión interfacial aceite $\nabla_o= 22 \text{ dinas/}$

Cálculos

- ✓ Obtención de M.

M = Masa de Mezcla asociada a un barril de líquido.

M = Masa de Aceite + Masa de Agua + Masa de gas.

$$M = 350 \gamma_o F_o + 350 \gamma_w F_w + 0.0764 \gamma_g RGL$$

$$M = 350 * 0.95 * 0.48 + 350 * 0.99 * 0.52 + 0.0764 * 0.62 * 223.68 = 352.68 \text{ lb.m/Bbl}$$

A continuación se presentan otras variables de flujo, las cuales no aparecen explícitos en la ecuación, pero se requieren obtenerlas a condiciones del pozo, como paso previo para hallar las variables restantes pm, Vm, fm .

- ✓ Densidad Líquida (ρ_l)

$$\rho_l = \overline{\rho_o} F_o + \overline{\rho_w} F_w$$

Donde $\overline{\rho_o}$ y $\overline{\rho_w}$ significan densidades del aceite y agua a condiciones promedios de flujo.

$$\bar{\rho}_o = \frac{\rho_o}{B_o} = \frac{62.4\gamma_o + \frac{0.0764\gamma_g R_s}{5.615}}{B_o}$$

$$\bar{\rho}_o = \frac{62.4 * 0.95 + \frac{0.0764 * 0.62 * 145}{5.615}}{1.23} = 49.34 \text{ lb} - \text{m} / \text{ft}^3$$

$$S_{go} = \frac{141.5}{131.5 + API} = \frac{141.5}{131.5 + 17} = 0.9529$$

$$\bar{\rho}_w = \frac{\rho_w}{B_w} = \frac{62.4\gamma_w}{B_w}$$

$$\bar{\rho}_w = \frac{62.4 * 0.62}{1.015} = 61.48 \text{ lb} - \text{m} / \text{ft}^3$$

- ✓ Viscosidad Líquida (μ_l) a Condiciones del Pozo.

$$\mu_l = \mu_o F_o + \mu_w F_w$$

$$\mu_l = (8.3 * 0.48) + (4.67e^{-3} * 0.52) = 3.984 \text{ cps}$$

- ✓ Densidad del Gas (ρ_g) a Condiciones del Pozo.

$$\rho_g = \frac{\rho_g}{B_g} = \frac{0.0764\gamma_g 520\bar{P}}{14.7ZT}$$

$$\rho_g = \frac{\rho_g}{B_g} = \frac{0.0764 * 0.62 * 520 * 4320}{14.7 * 0.815 * 604} = 7.42 \text{ lb} - \text{m} / \text{ft}^3$$

- ✓ Velocidad Superficial Líquida (V_{sl}) a Condiciones del Pozo.

$$Q_l = Q_o + Q_g$$

$$Q_o = 6.49e^{-5} * B_o * Q_o = 0.096 \text{ ft}^3 / \text{seg}$$

$$Q_g = [RGL - R_s F_o] \frac{ZT}{P}$$

$$Q_g = [223.68 - 145 * 0.48] \frac{0.815 * (604)}{4320} = 0.0847 \text{ ft}^3 / \text{seg}$$

$$Q_l = Q_o + Q_g = 0.096 + 0.085 = 0.18$$

$$V_{sl} = \frac{\bar{Q}_l}{A} = \frac{\bar{Q}_o + \bar{Q}_w}{A} = \frac{1}{A} \left[Q_l B_o \frac{1}{RAP+1} + Q_l B_w \frac{RAP}{RAP+1} \right]$$

$$V_{sl} = \frac{8.27e^{-5} Q_l}{d^2} \left[\frac{B_o}{RAP+1} + \frac{B_w RAP}{RAP+1} \right]$$

$$V_{sl} = \frac{8.27e^{-5} * 0.1814}{d^2} \left[\frac{1.23}{466+1} + \frac{1.015 * 466}{466+1} \right]$$

$$V_{sl}(3.5in) = 2.74 \text{ ft} / \text{seg}$$

$$V_{sl}(2.875in) = 4.022 \text{ ft} / \text{seg}$$

✓ Velocidad superficial de la mezcla (Vm) a condiciones de pozo.

$$Vm = V_{sl} + V_{sg}$$

$$Vm(3.5in) = 2.74 + 1.28 = 4.02 \text{ lb} - \text{m} / \text{ft}^3$$

$$Vm(2.875in) = 4.02 + 1.88 = 5.90 \text{ lb} - \text{m} / \text{ft}^3$$

Cálculo de Números Adimensionales.

- ✓ Numero de Velocidad Liquida

$$NLV = 1.938 V_{sl} \left(\frac{\rho_l}{\sigma_l} \right)^{1/4}$$

$$NLV(3.5in) = 1.938 * 2.74 \left(\frac{55.65}{22} \right)^{1/4} = 6.69$$

$$NLV(2.875in) = 1.938 * 4.02 \left(\frac{55.65}{22} \right)^{1/4} = 9.82$$

- ✓ Numero de Velocidad del Gas

$$NGV = 1.938 V_{sg} \left(\frac{\rho_l}{\sigma_l} \right)^{1/4}$$

$$NGV(3.5in) = 1.938 * 1.28 \left(\frac{55.65}{22} \right)^{1/4} = 3.13$$

$$NGV(2.875in) = 1.938 * 1.88 \left(\frac{55.65}{22} \right)^{1/4} = 4.59$$

- ✓ Número del Diámetro.

$$ND = 120.872 * d * \left(\frac{\rho_l}{\sigma_l} \right)^{1/2}$$

$$ND(3.5in) = 120.872 * d * \left(\frac{55.65}{22} \right)^{1/2} = 56.07$$

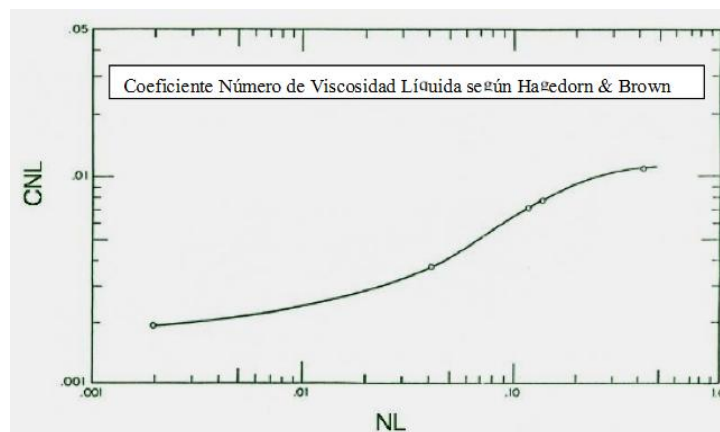
$$ND(2.875in) = 120.872 * d * \left(\frac{55.65}{22} \right)^{1/2} = 46.04$$

Cálculo del Número de Viscosidad del Líquido.

$$NL = 0.15726 \mu_L \left(\frac{1}{\sigma_L^3 * \rho_L} \right)^{1/4}$$

$$NL = 0.15726 * 3.98 \left(\frac{1}{22^3 * 55.65} \right)^{1/4} = 0.021$$

Figura 53 Gráfica Coeficiente Número de Viscosidad



Fuente. MAGGIOLO, Ricardo. Análisis Nodal y Flujo Multifásico. Curso Dictado Maracaibo Venezuela . Febrero 2005

Según la gráfica el coeficiente de número de viscosidad del líquido es 0,028

✓ Cálculo de ψ

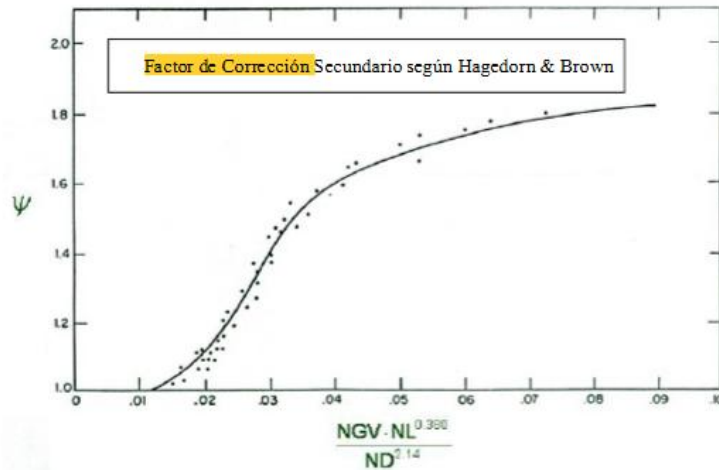
$$\frac{NGV * NL^{0.38}}{ND^{2.14}}$$

$$(3.5in) = \frac{3.13 * 0.021^{0.38}}{56^{2.14}} = 1.34e^{-4}$$

$$(2.875in) = \frac{4.59 * 0.021^{0.38}}{46^{2.14}} = 2.92e^{-4}$$

Con los valores anteriores y la grafica de Factor de Correlación de HI, $\psi = 1$

Figura 54 Factor de Correlación Secundario



Fuente. MAGGIOLO, Ricardo. Análisis Nodal y Flujo Multifásico. Curso Dictado Maracaibo Venezuela . Febrero 2005

✓ Cálculo de $\frac{HI}{\psi}$

$$\left(\frac{NLV}{NGV^{0.575}} \right) \left(\frac{P}{14.7} \right)^{0.1} \left(\frac{CNL}{ND} \right)$$

$$3.5in = \left(\frac{6.69}{3.13^{0.575}} \right) \left(\frac{1350}{14.7} \right)^{0.1} \left(\frac{0.028}{56} \right) = 2.72e^{-3}$$

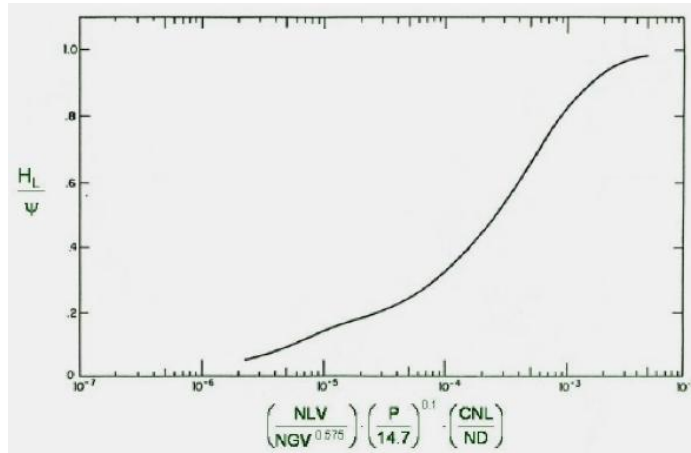
$$2.875in = \left(\frac{9.82}{4.59^{0.575}} \right) \left(\frac{1350}{14.7} \right)^{0.1} \left(\frac{0.028}{46} \right) = 3.91e^{-3}$$

Con la siguiente gráfica se leen los valores de $\frac{HI}{\psi}$, para las 2 tuberías.

$$\frac{HI}{\psi} (3.5in) = 0.75$$

$$\frac{HI}{\psi} (2.875in) = 0.62$$

Figura 55 Gráfica Correlación Hl/ψ



Fuente. MAGGIOLO, Ricardo. Análisis Nodal y Flujo Multifásico. Curso Dictado Maracaibo Venezuela . Febrero 2005

Luego:

$$Hl = \left(\frac{Hl}{\psi} \right) * \psi = 0.75 * 1 = 0.75$$

$$Hl = \left(\frac{Hl}{\psi} \right) * \psi = 0.62 * 1 = 0.62$$

✓ Cálculo de la densidad de la mezcla

$$\rho_m = \rho_l * Hl + \rho_g (1 - Hl)$$

$$3.5 \text{ in} = 55.65 * 0.75 + 5.42(1 - 0.75) = 33.09 \text{ lb} - \frac{m}{ft^3}$$

$$2.875 \text{ in} = 55.65 * 0.62 + 5.42(1 - 0.62) = 45.60 \text{ lb} - \frac{m}{ft^3}$$

✓ Cálculo Viscosidad de la Mezcla

$$\mu_m = \mu_k^{Hl} * \mu_g^{(1-Hl)}$$

$$\mu_m = 3.98^{0.75} * 0.013^{1-0.75} = 0.95 \text{ cps}$$

$$\mu_m = 3.98^{0.62} * 0.013^{1-0.62} = 1.08 \text{ cps}$$

$$N Re = \left(\frac{1488 \rho_m V_m d}{\mu_m} \right)$$

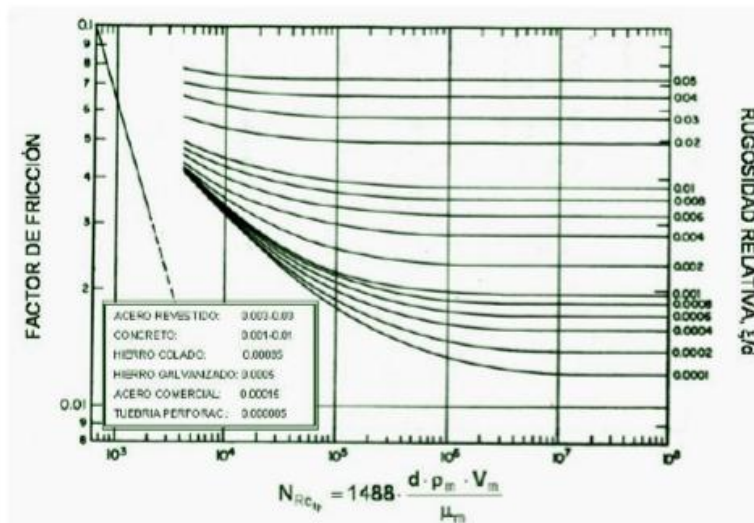
$$(3.5in) N Re = \left(\frac{1488 * 33.09 * 4.02 * 0.29}{0.95} \right) = 6.04e^4$$

$$(2.875in) N Re = \left(\frac{1488 * 45.6 * 5.90 * 0.24}{1.08} \right) = 3.8e^5$$

$$\frac{\xi}{d} (3.5in) = 0.001 \rightarrow 0.024$$

$$\frac{\xi}{d} (2.875in) = 0.01 \rightarrow 0.018$$

Figura 56 Gráfica de Moody



Fuente. MAGGIOLO, Ricardo. Análisis Nodal y Flujo Multifásico. Curso Dictado Maracaibo Venezuela . Febrero 2005

$$\left(\frac{\Delta Pl}{\Delta H} \right) (3.5in) = \frac{1}{144} \left(33.09 + \frac{0.020 * 33.09 * 4.02^2}{2 * 32.174 * d} \right) = 0.23 \text{ Psi/ft}$$

$$\left(\frac{\Delta Pl}{\Delta H} \right) (2.875in) = \frac{1}{144} \left(45.60 + \frac{0.024 * 45.60 * 5.90^2}{2 * 32.174 * d} \right) = 0.35 \text{ Psi/ft}$$

3.3 ANALISIS NODA: POZO “LA GLORIA 17”

Cualquier pozo productor es perforado y completado para mover petróleo o gas desde su ubicación original en el yacimiento hacia el tanque de almacenamiento o hacia la línea de ventas.

El movimiento o transporte de estos fluidos requiere energía para vencer las pérdidas por fricción en el sistema y llevar los productos a la superficie. Los fluidos deben viajar a través del yacimiento y del sistema de tuberías y finalmente fluir hacia el separador para una separación gas- líquido.¹⁶

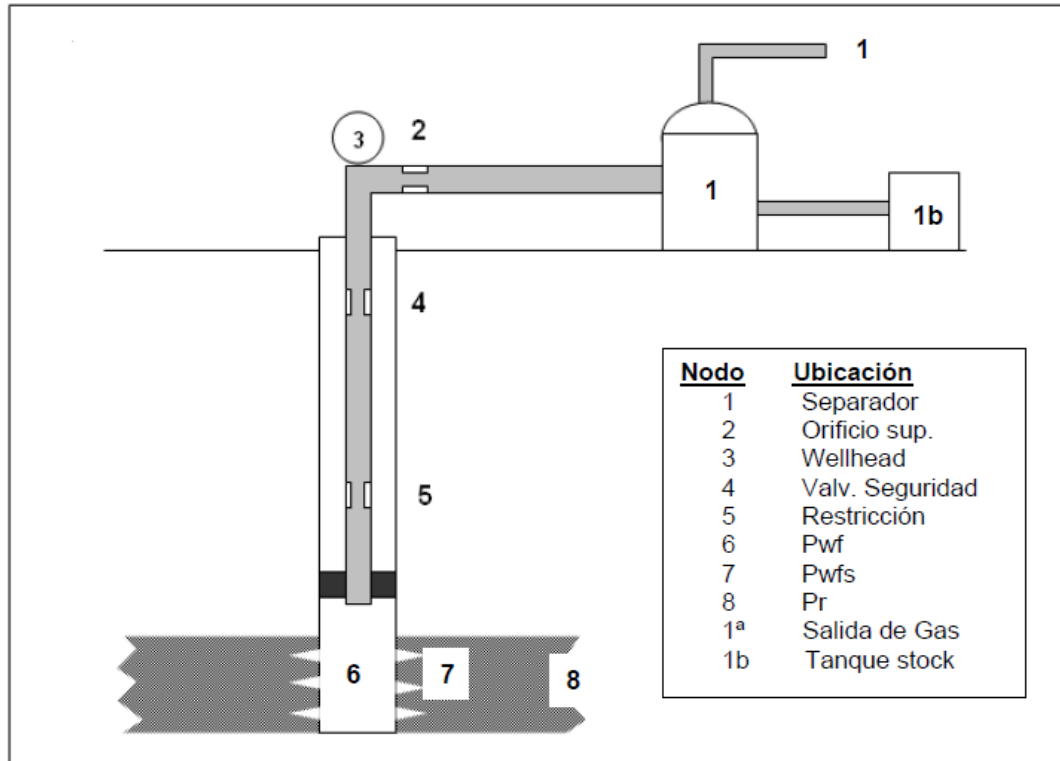
El sistema de producción puede ser relativamente simple o como en este caso , la Compañía tiene estipulado hacer uso del sistema de Levantamiento Gas Lift , debido a las condiciones y características presentadas en esta yacimiento; comportamiento similar al que se ha presentado al Pozo LA GLORIA 3 , razón por la cual el sistema necesario en superficie ya ha sido implementado y reduciría los costos , ya que para este sistema de levantamiento los mayores gastos económicos para este sistema son propiciados por el equipo de superficie .

Para transportar fluidos que se encuentran en el yacimiento hasta las facilidades de superficie, se requiere de una cantidad de energía que sea capaz de superar el gradiente hidrostático de la columna de fluido, las perdidas por fricción en el sistema de completamiento de un pozo y los cambios de energía cinética y así llevar los fluidos hasta la superficie .Cada elemento del completamiento requiere de cierta caída de presión para que el flujo pase a través del mismo , de tal modo

¹⁶ CAMARGO, Edgar. AGUILAR, José. RIOS, Addison. Un modelo de producción de pozos por el levantamiento artificial utilizando análisis nodal. Pag 45-48

que la caída de presión total será igual a suma de pérdidas de presión individuales que ocurren en todos los elementos del sistema.¹⁷

Figura 57 Pérdidas de Presión en el yacimiento.



Fuente. MAGGIOLO, Ricardo. Análisis Nodal y Flujo Multifásico. Curso Dictado Maracaibo Venezuela . Febrero 2005

El análisis nodal permite evaluar el desempeño de una completación de producción, calculando la relación del flujo de producción y la caída de presión que ocurrirá en todos sus componentes, permitiendo determinar el flujo de crudo o gas

¹⁷ CAMARGO, Edgar. AGUILAR, José. RIOS, Addison. Un modelo de producción de pozos por el levantamiento artificial utilizando análisis nodal.

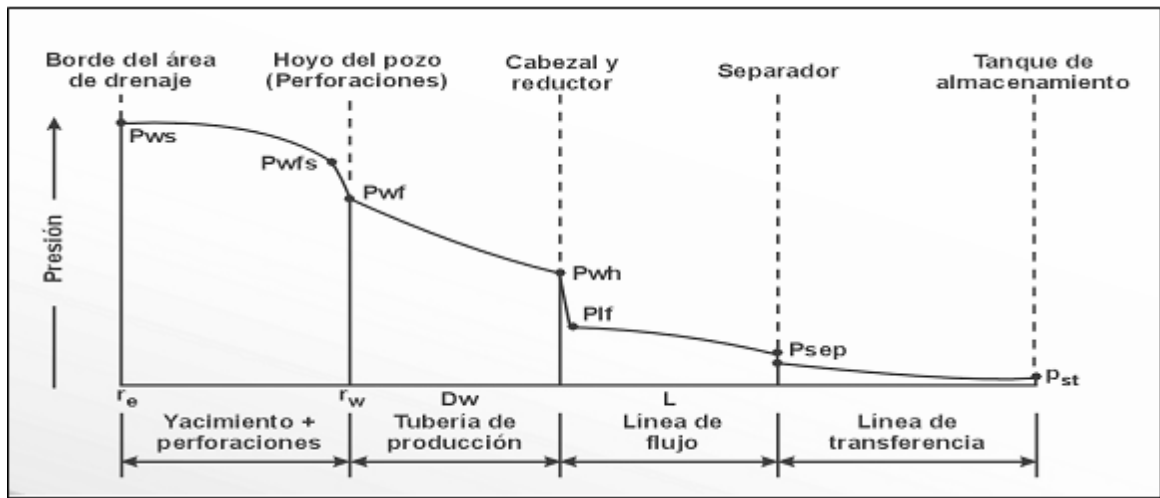
que puede producir un pozo tomando en cuenta la geometría de la perforación y aumentando la tasa de producción a un bajo costo.¹⁸

La caída de presión del sistema total en cualquier momento será igual a la presión inicial del fluido menos la presión final del mismo, $P_r - P_{sep}$. Debido a que la caída de presión a través de cada componente varía con el caudal, la tasa de producción será controlada por el componente seleccionado. La selección y el dimensionamiento de los componentes individuales son muy importantes, pero debido a la interacción entre los componentes, un cambio en la caída de presión de cualquiera afectará el comportamiento de la presión de todos los demás. Esto ocurre debido a que el fluido es compresible, y por lo tanto, la caída de presión de un elemento particular depende no solo de la tasa de flujo a través del componente, sino también de la presión promedio que existe en cada componente.¹⁹

¹⁸ CAMARGO, Edgar. AGUILAR, José. RIOS, Addison. Un modelo de producción de pozos por el levantamiento artificial utilizando análisis nodal.

¹⁹ MAGGILOLO, Ricardo. Análisis Nodal y Flujo Multifásico. Curso Dictado Maracaibo Venezuela . Febrero 2005

Figura 58 Pérdidas de energía sistema de producción.



Fuente. MAGGIOLO, Ricardo. Análisis Nodal y Flujo Multifásico. Curso Dictado Maracaibo Venezuela . Febrero 2005

El diseño final de un sistema de producción no puede ser separado en: desempeño en el yacimiento y desempeño en el sistema de tubería y ser manejados independientemente. La cantidad de petróleo y gas que fluyen en el pozo desde el yacimiento depende de la caída de presión en el sistema de tubería, y la caída de presión en el sistema de tubería depende de la cantidad de fluido que fluye a través de ella. Por lo tanto, todo el sistema debe ser analizado como una unidad.

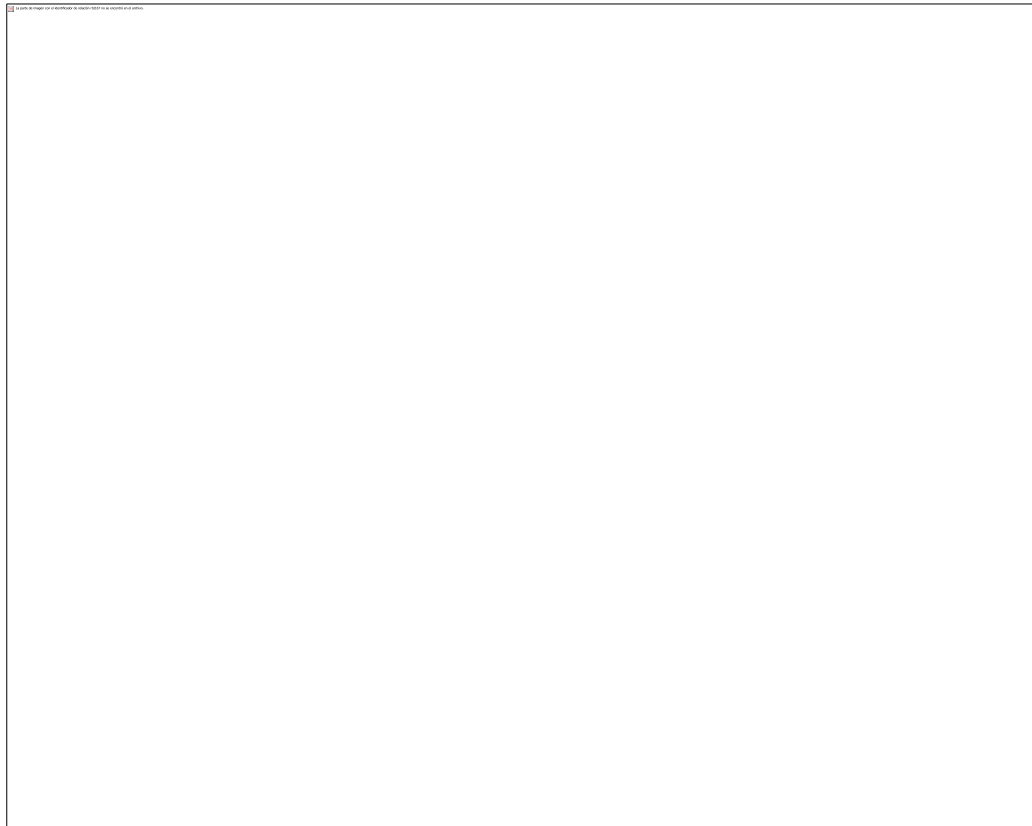
El levantamiento artificial por gas es un método que consiste en inyectar gas a una presión determinada en la parte inferior de la columna de fluido de la tubería del pozo, a diferentes profundidades, con el fin de disminuir el peso de la misma, y de esta forma ayudar a subir los fluidos del yacimiento desde el fondo del pozo hasta la superficie.

Así, en los pozos explotados por medio de este método de flujo continuo, el gas es inyectado continuamente al pozo a fin de que se mezcle con los fluidos del mismo

y se reduzca la densidad de la columna de fluidos, disminuyéndose la diferencia de presiones entre el fondo del pozo y la superficie.

Desde el cabezal del pozo, una línea de flujo conduce los fluidos (formación + gas de levantamiento) a estaciones de flujo o múltiples de producción con separación, en los cuales se separa el gas del líquido. El gas es enviado a plantas de compresión, en donde es tratado y comprimido para su venta y/o reutilización en levantamiento artificial. El líquido es enviado a patios de tanques, donde se separa el agua del petróleo para su comercialización.

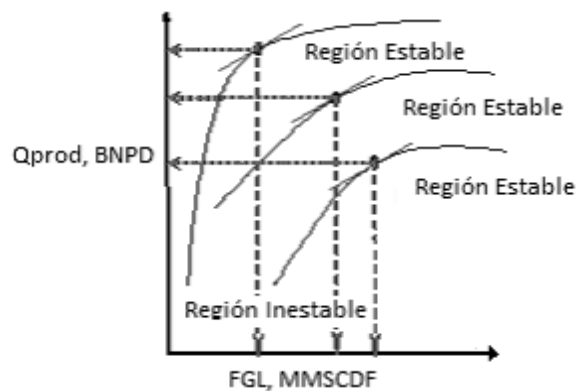
Figura 59 Unidad de Yacimiento.



Fuente. CAMARGO, Edgar. AGUILAR, José. RIOS, Addison. Un modelo de producción de pozos por el levantamiento artificial utilizando análisis nodal.

El modelo del comportamiento de un pozo produciendo a través del método de inyección de gas, indica que a medida que la tasa de inyección de gas aumenta, la producción también aumenta hasta alcanzar su máximo valor (región estable); tal que incrementos adicionales en la inyección causarían una disminución en la producción.

Figura 60 Modelo de comportamiento de un pozo produciendo con método de inyección de gas.



Fuente. CAMARGO, Edgar. AGUILAR, José. RIOS, Addison. Un modelo de producción de pozos por el levantamiento artificial utilizando análisis nodal

De esta manera, se estudiara a continuación el índice de productividad para dos sistemas de tubería con diámetros diferentes con el fin de demostrar cuál será la que arroje mejores resultados.

Teniendo en cuenta todos los conceptos básicos explicados anteriormente. Y las caídas de presión en cada sistema , se graficara los datos obtenidos al hacer el análisis nodal correspondiente en los nodos del sistema.

3.3.1 Flujo de Fluidos en el Yacimiento.

Ya que el comportamiento de las presiones del pozo , hace que sea un subsaturado ya que existirá flujo de una fase líquida (petróleo) para $P_{wf} > P_b$ y flujo bifásico para $P_{wf} < P_b$. En estos casos el IPR será regido por la ecuación de Vogel Generalizado.

$$J^* = \frac{kh}{141.2 * B_o * \mu_o * \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + S \right)}$$

$$J^* = \frac{235 * 50}{141.2 * 1.23 * 8.3 * \left(\ln \left(\frac{2560}{0.3} \right) - \frac{3}{4} + 1.2 \right)} = 0.858 \approx 0.86$$

Y de esta forma ,

$$Q_o = J^* (\bar{P} - P_b) + \frac{J^* P_b}{1.8} \left[1 - \left(\frac{0.2 P_{wf}}{P_b} \right) - \left(\frac{0.8 P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]$$

$$Q_o = 0.86(5200 - 4320) + \frac{0.86 * 4320}{1.8} \left[1 - \left(\frac{0.2 P_{wf}}{4320} \right) - \left(\frac{0.8 P_{wf}}{4320} \right)^2 \right]$$

Tabla 5 **Resultados Cálculo IPR . (Suponiendo P_{wf})**

P_{wf}	Q_o	P_{wf}	Q_o
5200	409,968724	2400	2183,76296
4800	731,318519	2000	2346,56132
4400	1030,01811	1600	2486,70947
4000	1306,06749	1200	2604,20741
3600	1559,46667	800	2699,05514
3200	1790,21564	400	2771,25267
2800	1998,3144	0	2820,8

$$P_{descarga} = THP + \Delta P_{gravedad} + \Delta P_{Fricción}$$

$$P_{descarga} = 100\text{psi} + 624.67\text{psi} + \Delta P_{Fricción} = 724.67 + \Delta P_{Fricción}$$

$$P_{descarga}(3.5\text{in}) = 724.67\text{psi} + (0.23 * 12712\text{psi}) = 3648.43\text{psi}$$

$$P_{descarga}(2.875\text{in}) = 724.67\text{psi} + (0.35 * 12712) = 5173.87\text{psi}$$

PIP = 2320 psi (Dato medido por el sensor de fondo).

$$P_{wf} = P_{descarga} - P_{intake}$$

$$P_{wf}(3.5\text{in}) = 3648.43\text{psi} - 2320\text{psi} = 1328\text{psi}$$

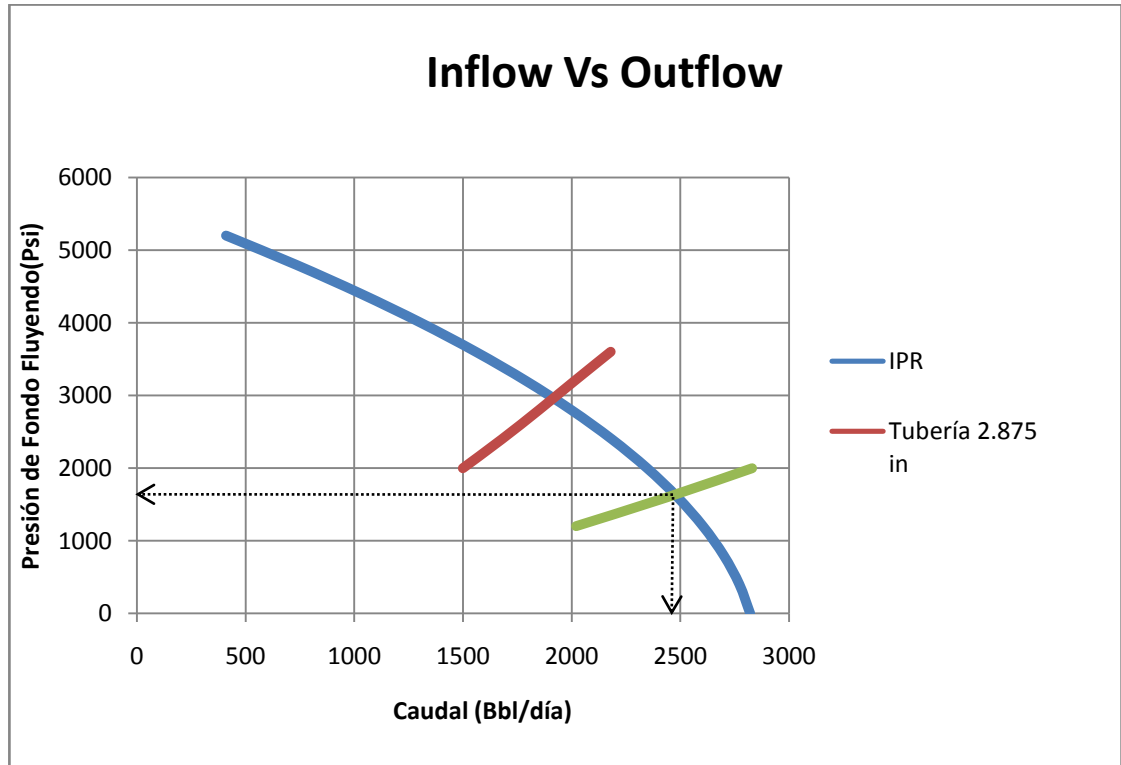
$$P_{wf}(2.875\text{in}) = 5173.87\text{psi} - 2320\text{psi} = 2853.87\text{psi}$$

Ahora se graficará el comportamiento IPR del yacimiento, con las diferentes tasas de producción que generarían la tubería de 3.5 pulg y 2.875 pulg.

De esta manera el procedimiento a realizar es el siguiente, en el cual la presión fluuyente en el cabezal se decide constante para eliminar así el efecto de la línea en superficie:

- Suponer caudales de flujo
- Hallar la presión fluuyente de la curva Inflow usando la curva IPR.
- Con el uso de la teoría de flujo vertical se halla para cada caudal supuesto y partir de la presión Pwh definida la curva de Outflow ó curva del tubing TPR.
- Graficar en función del caudal las curvas de presión fluyentes en el fondo del pozo y determinar el caudal de equilibrio.
- Repetir el procedimiento utilizando diferentes tamaños de tubería y observar el efecto del diámetro de la tubería de producción.

Figura 61 Gráfica Inflow Vs Outflow.



Como conclusión se puede corroborar que el sistema expandible Torx , generará un aumento en la producción del yacimiento , al permitir utilizar la tubería de diámetro superior que producirá una menor caída de presión por efectos de fricción de la tubería y por consiguiente una Presión de descarga menor que se verá reflejada en una disminución de la Presión de fondo fluyendo en comparación con la tubería más pequeña , y es por esta razón que la tasa de producción será mayor.

La diferencia entre el caudal producido con tubería de 2.875 in y de 3.5in es aproximadamente de 500 BBN , razón por la cual se hace justificable la implementación del sistema expandible, que genera un mayor costo al principio de la implementación en el pozo , pero que con el tiempo será recuperada la inversión inicial.

3.4 DISEÑO DEL COMPLETAMIENTO

Se realizará un diseño de completamiento para el Campo LA GLORIA 17 en el que se demostrará el sistema elegido con las especificaciones técnicas que arroje el estudio realizado, además se tendrán en cuenta los costos generados por los 2 sistemas, y de esta manera saber cual de los 2 es el que aporta las mejores condiciones técnico-económicas para el pozo.

La diferencia entre un Liner convencional, Casing , y el liner expandible radica en los costos operacionales que justifica cada uno, ya que para la implementación se utilizan diversas herramientas las cuales implican tiempo, procedimiento de corrida y herramientas diversas.

Aspectos que difieren entre correr un liner y correr un casing radica en:

- El casing toma un mayor tiempo de corrida , por que las longitudes son mayores que instalando un liner.
- Al instalar un revestimiento, el peso del casing es muy alto , razón por la cual se puede convertir en un gran problema , ya que en superficie existen límites para el peso a sostener del pozo.
- La cementación a través de largas sartas de tubería pueden causar alta presión en el fondo del revestimiento, esto puede causar que la formación tienda a romperse, así que a menor peso del revestimiento , se presentara menor presión en fondo.
- Para pozos profundos, es mejor perforar con Liner así se presenta un ahorro considerable en tiempo y en tubería en el pozo.
- Los taladros tienen límites en el peso a resistir por tal motivo a mayor peso mayor es el costo de alquiler del mismo.

- Hace el trabajo de cementación mas fácil. Ya que será necesario menos cantidad
- Repara revestimientos dañados.
- Con casing se presentan inconvenientes de telescopio, es decir el diámetro interno en la profundidad estimada, puede resultar menor a la planeada por contingencias que se presenten , o cuando son pozos muy profundos.

3.5 DISEÑO DEL CASING IMPLEMENTADO EN LA GLORIA 17.

La selección apropiada de las tuberías de revestimiento es uno de los aspectos más importantes en la programación, planificación y operaciones de perforación de pozos. La capacidad de la sarta de revestimiento seleccionada para soportar las presiones y cargas para una serie dada de condiciones de operación, es un factor importante en la seguridad y economía del proceso de perforación y en la futura vida productiva del pozo.

Durante la construcción de un pozo de petróleo los procesos de revestimiento y cementación son de vital importancia para el mismo, dado que una deficiente selección y fallas en los cálculos traerían drásticas consecuencias; tales como incremento de los costos, riesgo de pérdida del pozo, riesgos hacia el ambiente y a la seguridad. Por tal motivo al momento de diseñar el revestimiento y cementar un pozo petrolero se deben tomar en cuenta las nuevas técnicas, así como las mejores prácticas operacionales dirigidas hacia ambos procesos.²⁰

El diseño óptimo de un revestidor se asegura en la selección adecuada y económica de tuberías revestidoras, así como su duración y capacidad de resistencia a las condiciones a encontrar durante la perforación y vida útil del pozo.

Mientras que el programa de cementación debe diseñarse para obtener una buena cementación primaria. El trabajo debe aislar y prevenir la comunicación entre las formaciones cementadas y entre el hoyo abierto y las formaciones superficiales detrás del revestidor. Debe considerarse el no fracturar alrededor de la zapata del conductor o de la sarta de superficie durante las subsiguientes operaciones de perforación o cuando se corren las otras sargas de revestimiento.

²⁰ ARIAS, Luis. VARGAS, Xavier .DISEÑO DE REVESTIDORES Y CEMENTACIÓN DE POZOS EN EL ORIENTE ECUATORIANO: POZO ESPOL X1-D

Las diferentes sartas de revestimiento que se pueden colocar en un pozo son:

- Revestidor Conductor.
- Revestidor Superficial.
- Revestidor Intermedio.
- Revestidor de Producción.
- Liner

3.5.1 Parámetros que intervienen en el diseño de revestimiento.

Las funciones elementales de una tubería de revestimiento son:

- Soporta las paredes del pozo y detiene las tendencias de derrumbes de las formaciones no consolidadas.
- Evitar contaminación de agua superficial.
- Evita el escape de los fluidos de la formación a través del pozo de un estrato a otro.
- Sirve de punto de apoyo del equipo de trabajo.

El número de sartas de revestimiento que pueden introducirse en un pozo depende de las presiones que se esperan en el subsuelo. Generalmente se usan de dos a tres tipos de revestimiento más un tubo protector en la parte más superficial. Estas tuberías se les conoce como:

- Revestidor Conductor.
- Revestidor Superficial.
- Revestidor Intermedio.
- Revestidor de Producción

Para diseñar la tubería de revestimiento deben conocerse los esfuerzos a la cual estará sometida y las diferentes características del tipo de tubería a usarse.

Al introducir una tubería en el hueco, estará sometida simultáneamente a tres esfuerzos principales, los cuales son:

- **Esfuerzo a la Tensión**, originado por el peso que ejerce la sarta.
- **Esfuerzo al Colapso**, originado por la presión de la columna hidrostática ejercida hacia la tubería.
- **Esfuerzo al Estallido**, originada por la presión del fluido en el interior de la tubería.²¹

Habrán que tomar en cuenta además los factores de diseño, conocidos como factores de seguridad, y que varían según el área y el criterio del diseñador. Lo que se debe tener siempre en mente es que por lo menos el diseño sea seguro. El rango de valores usados en la industria como factores de diseño es:

- Para tensión de 1.6 a 2.0
- Para colapso de 1.1 a 1.33
- Para estallido de 1.0 a 1.25

Usar un factor para la tensión de 2.0 previene al diseñador de cualquier esfuerzo de tensión que se presenta en el momento de introducir la Tubería de Revestimiento.

Efecto de Flotación

Cuando se diseña por tensión, basado en el peso de la tubería en el aire, se desprecia el efecto de la flotación que ayuda con el peso de la tubería. La flotación

²¹ ARIAS, Luis. AGUIRRE, Karen. DISEÑO DE REVESTIDORES Y CEMENTACIÓN DE POZOS..2009

reduce el peso de la tubería en un 15 al 17%, por consiguiente cualquier factor de diseño no es real, sin embargo, es más seguro. El factor de flotación esta dado por:

$$\text{F.F.} = 1 - 0.015 \times \text{densidad del fluido}$$

3.5.2 Parámetros que intervienen en el diseño de cementación.

Entre los propósitos principales de la cementación se pueden mencionar los siguientes:

- Proteger y asegurar la tubería de revestimiento en el hoyo.
- Aislar zonas de diferentes fluidos.
- Aislar zonas de agua superficial y evitar la contaminación de las mismas por el fluido de perforación o por los fluidos del pozo.
- Evitar o resolver problemas de pérdida de circulación y pega de tuberías.
- Reparar pozos por problemas de canalización de fluidos.
- Reparar fugas en el revestidor.

La cementación tiene una gran importancia en la vida del pozo, ya que los trabajos de una buena completación dependen directamente de una buena cementación. A continuación se describen las clases de cementos comúnmente usados en las cementaciones en el país.

- **Clase A:** Apropiado para ser usado desde superficie hasta 6000' de profundidad, cuando no se requieren propiedades especiales. Disponible solo en el tipo ordinario de resistencia a los sulfatos.

- **Clase G:** Apropiado para ser usado como un cemento básico desde superficie hasta 8000' de profundidad como está elaborado, o puede ser usado con aceleradores y retardadores para cubrir un amplio rango de profundidades y temperaturas de pozos.
- **Clase H:** Apropiado para ser usado como un cemento básico desde superficie hasta 8000' de profundidad, tal como está elaborado, o puede ser usado con aceleradores y retardadores para cubrir un amplio rango de profundidades y temperaturas de pozos.²²

Tomando la mayor información posible encontrada del pozo se procede a realizar el diseño de revestimiento para La Gloria 17. Se usará el método de ensayo y error con punto neutro para la realización del diseño.

Es necesario establecer los parámetros principales para el calculo de las presiones que afectan al momento de escoger la tubería que se acomode de la mejor manera a las condiciones del pozo.

3.5.3 Cálculos diseño de Completamiento.

Factores de Diseño:

- Tensión : 1.75
- Estallido (burst) : 1.25
- Colapso (collapse) : 1.1
- Peso del Lodo : 9 lb/gal
- Gradiente de presión de la formación : 0.615 psi/ft
- Profundidad : 12,900 ft

²² ARIAS, Luis. AGUIRRE, Karen. DISEÑO DE REVESTIDORES Y CEMENTACIÓN DE POZOS..2009

Asumiendo

1. La tubería está vacía para el colapso
2. La presión interna es igual a la presión del reservorio y la presión externa
 $P_{int} = P_{res} = P_{ext} = 0$
3. el efecto de empuje o flotabilidad (buoyancy) , pero el efecto tensión y colapso debe ser tenido en cuenta.
4. Asumir que el pozo no tendrá inclinación considerable, despreciando los efectos de curvatura (bending)

El máximo peso y grado del revestimiento en la sección del fondo será calculada.

$$P_C = 0.052 * \rho * L * \Delta F_C$$
$$P_C = 0.052 * 9 * 12,900 * 1.1$$
$$P_C = 6,640.92 \text{ psi}$$

Revisando las tablas (Tech Facts , Engineering Handbook , Baker Hughes) , las tuberías acorde para esta sección que cumpla con los requerimientos pueden ser

- 7" - 29 #/ft - L-80 ($P_C = 7,030$ psi)
- 7" - 29 #/ft - P110 ($P_C = 7,120$ psi)

Factor de diseño actual

- Para tubería grado L-80

$$\Delta F_C = \frac{6,680 \text{ psi}}{0.052 * (9 \text{ lb/gal}) * 12900 \text{ ft}} = 1.11$$

- Para Tubería grado P-110

$$\Delta F_C = \frac{6,710 \text{ psi}}{0.052 * (9 \text{ lb/gal}) * 12900 \text{ ft}} = 1.15$$

El mínimo peso y grado del revestimiento en la sección inferior es determinado por :

- Presión del reservorio.

$$P_{ws} = (0.615 \frac{\text{psi}}{\text{ft}}) * (12900\text{ft}) = 7933.5\text{psi}$$

- Presión interna (Internal yield pressure = burst)

$$P_i = (7933.5\text{psi}) * (1.25) = 9916.88\text{psi}$$

Ahora con las propiedades de las tablas de revestimientos se busca cual tubería cumple con las 2 condiciones.

Las propiedades que se acoplan mas a estas condiciones son las de tubería 7" – 29#/ft - 110 , ya que resisten una presión de colapso de 10,210 psi

En este punto el rango y el tamaño del fondo, ahora se determinara la longitud del Liner a utilizar. Tomando la sección superior e intermedia como una sola .

$$P_c = 7,120 \text{ psi} \Rightarrow \text{Condiciones 7"- P110- 29#/ft}$$

$$\Delta L = \frac{6,710 \text{ psi}}{0.052 * (9 \frac{\text{lb}}{\text{gal}}) * 1.15} = 12411 .7 \text{ ft}$$

La longitud de esta sección será:

$$\Delta L = 12900 \text{ ft} - 12411 .7 \text{ ft}$$

$$\Delta L = 488.3 \text{ ft}$$

Ya que es más fácil para cálculos y para realizar operaciones tener valores cerrados se aproximara esta sección a 500 ft

Calcular el peso de la sarta por debajo de la sección superior y el esfuerzo de tensión en esta parte del revestimiento.

$$W = (D - L) * (\# / ft)$$

$$W = (12900 - 12411.7) * (29lb / ft)$$

$$W = 14159.54lb_f$$

- Área transversal del fondo del Casing

$$A = \Pi \frac{(OD^2 - ID^2)}{4}$$

$$A = \Pi \frac{(7'' - 6.184'')^2}{4}$$

$$A = 8.45in^2$$

- Esfuerzo Tensil

$$Tensil = \frac{W}{A} = \frac{14159.54lb_f}{8.45in^2} = 1675.69 psi$$

Ahora se calcularan los mismos datos para la tubería superior.

- *Profundidad restante = 12,400 ft*

$$P_c = 0.052 * \rho * L * \Delta F_c$$

$$P_c = 0.052 * 9 * 12,400 * 1.1$$

$$P_c = 6,383.52 psi$$

En este caso también se buscara la tubería que cubra con los requerimientos que cumplan las condiciones, pero se tendrá en cuenta que el wellbore del pozo será de 10-1/2" , por tanto se usara tubería de 9-5/8".

El rango y tipo de tubería será:

- 9-5/8" - 53.5#/ft- N-80 ó L-80

Factor de diseño actual

- Para tubería grado N-80 ó L-80

$$\Delta F_c = \frac{6,620 \text{ psi}}{0.052 * (9 \text{ lb/gal}) * 12400 \text{ ft}} = 1.14$$

El mínimo peso y grado del revestimiento en la sección inferior es determinado por :

- Presión del reservorio.

$$P_{ws} = (0.615 \text{ psi/ft}) * (12400 \text{ ft}) = 7626 \text{ psi}$$

- Presión interna (Internal yield pressure = burst)

$$P_i = (7626 \text{ psi}) * (1.25) = 9532.5 \text{ psi}$$

Debido a que el grado del material no resiste la presión interna de toda la longitud (P burst = 7930 psi) se usaran 2 tipos de material de las mismas condiciones pero de diferente grado.

$$P_i = (P_{ws}) * (1.25)$$

$$P_{ws} \frac{7,930 \text{ psi}}{1.25} = 6,344 \text{ psi}$$

$$h = \frac{6,344 \text{ psi}}{0.615 \text{ psi/ft}} = 10,315.44$$

$$\Delta L = 12,400 \text{ ft} - 10,315.44 \text{ ft} = 2084,56 \text{ ft}$$

Comprobando que es la tubería adecuada

$$P_{110} : P (\text{collapse}) = 7,950 \text{ psi}$$

- Hallar la presión de colapso experimentada en la tubería.

$$P_c = 0.052 * \rho * L * \Delta F_c$$

$$P_c = 0.052 * 9 * 2100 * 1.1$$

$$P_c = 1,081.08 \text{ psi}$$

$$P_{cTotal} = 1,081.08 + 5302.44$$

$$P_{cTotal} = 6383.49 \text{ psi}$$

$$7,950 \text{ psi} > P_c > 6,383.49 \text{ psi}$$

- Ahora para comprobar la Presion de Estallido ($P_{burst} = 10,900$)

$$9532.50 \text{ psi} > P_{burst} > 10,900$$

La sección inicial estará comprendida por tubería(casing) :

- 9-5/8"-P110-53.5#/ft (intervalo 0 – 2100 ft)

La sección intermedia por tubería (casing):

- 9-5/8"-L80-53.5#/ft (intervalo 2100 ft – 12400 ft)

La sección final por tubería (liner)

- 7" – P110 -29 #/ft (12400-12900) Liner.

3.5.4 Cálculos de Cementación

Este método consiste en mezclar una lechada de cemento y agua para bombearla al fondo del pozo a través de la tubería de revestimiento. Esta operación conocida como cementación primaria, requiere una adecuada planeación para seleccionar los sistemas de cemento y fluidos lavadores y espaciadores que deberán emplearse, así como para definir las condiciones de desplazamiento de estos sistemas para obtener una buena adherencia entre las fases formación-cemento tubería y asegurar un sello efectivo que aislé las diferentes capas geológicas y que soporte las tuberías.

Los principales parámetros que se consideran para este tipo de procesos son el diámetro del hueco, diámetro externo e interno, longitud a cementar y tipo de cemento que se va a utilizar en cada sección de revestimiento.²³

Los cálculos de volúmenes de lechada y cola, número de sacos de cemento y volúmenes de desplazamiento para el diseño de cementación de cada sección de revestimiento:

Los datos de cada sección que se necesitan en este tipo de diseño son:

- Diámetro del hueco (ϕ a)
- Diámetro externo de la tubería (ϕ ext)
- Diámetro interno de la tubería (ϕ int)
- Diámetro interno de la tubería anterior (ϕ intint)
- Diámetro externo del drill pipe (ϕ ext drill)
- Diámetro interno del drill pipe (ϕ int drill)
- Longitud de la tubería
- Distancia entre el zapato guía y collar flotador
- Densidad del cemento
- Rendimiento por saco de cemento
- Requerimiento de agua

Los cálculos respectivos se presentan a continuación:

- Número de sacos total = Volumen de la lechada/rendimiento por saco
- Número de sacos para lechada de relleno = número de sacos total x 0.80
- Número de sacos para lechada de cola = número de sacos total x 0.20

²³ ARIAS, Luis. AGUIRRE, Karen. DISEÑO DE REVESTIDORES Y CEMENTACIÓN DE POZOS..2009

- Volumen de lechada de relleno = numero de sacos para lechada de relleno x rendimiento por saco
- Volumen de agua requerida para lechada de relleno = numero de sacos para lechada de relleno x requerimiento de agua
- Volumen de lechada de cola = numero de sacos para lechada de cola x rendimiento por saco
- Volumen de agua requerida para lechada de cola = numero de sacos para lechada de cola x requerimiento de agua
- Volumen de desplazamiento = $(\phi_{int}^2/1029.4) \times 5.615 \times (\text{Longitud de la tubería} - \text{Distancia entre el zapato guía y el collar flotador})$

Para la cementación se necesita conocer diámetros internos (ID), externos (OD) y longitud total del casing empleado, así como el diámetro de la broca.

Así se tiene:

Tabla 6 Datos Finales Diseño de Completamiento.

Casing (plg.)	OD (plg.)	ID(plg.)	Longitud (ft.)	Broca (plg)
13 3/8	13.375	12.415	2100	17.5
9 5/8	9.625	8.681	12400	12.25
7	7	6.184	500	8.5

Para este diseño se cuenta con cemento de clase A y G. Así se tiene:

Tabla 7 Características del Rendimiento Cemento

Cemento	Máxima Profundidad de Trabajo (ft)	Rendimiento (RSx) (ft ³ /Sx)
A	2100	2.031
G	0-12400	1.351
G	12400-12900	1.351

1. Cementación Casing 13 3/8"

Volumen de lechada = $0.00319 (\phi_a^2 - \phi_{ext}^2) * H$

$$V = 0.00319 * (17.5^2 - 13.375^2) * 2100$$

$$V = 853.18 ft^3$$

Numero de Sacos = V / RS_x

$$NS_x = \frac{853.18 ft^3}{2.031 ft^3 / S_x}$$

$$NS_x = 420 S_x$$

Se usara un exceso de 25% en los sacos por motivos de seguridad. Así se tiene :

$$\text{Numero de sacos total} = 420 + 140 = 560 S_x$$

2. Cementación Casing 9 5/8"

Como se ha corrido casing de 9 5/8 a una profundidad mayor a los 6000 pies, se requiere usar el cemento tipo G para cementar esta sección. Así los cálculos para los números de sacos y los barriles de lechada a emplear quedan de la siguiente manera:

Volumen de lechada = $0.00319 (\phi a^2 - \phi_{ext}^2) * H$

$$V = 0.00319 * (12.25^2 - 9.625^2) * 10800$$

$$V = 1978 ft^3$$

$$NSx = \frac{1978 ft^3}{1.351 ft^3 / Sx}$$

$$NSx = 1464 Sx$$

Se usara un exceso de 25% en los sacos por motivos de seguridad. Así se tiene :

$$\text{Numero de sacos total} = 1464 + 366 = 1830 Sx$$

Por criterio personal se usará una relación 80/20 para la distribución de sacos en la lechada. Para la lechada de relleno se empleará el 80% de los sacos, mientras que para la lechada principal se utilizará el 20% restante.

3. Cementación Liner de 7"

Como se ha corrido liner de 7'' a una profundidad mayor a los 6000 pies, se requiere usar el cemento tipo G para cementar esta sección. Para estos cálculos se considerará cuatro volúmenes para cementar el liner.

Siendo los volúmenes a considerar los siguientes:

- A1 Sección de 188 ft. por encima del colgador (ID de 9 5/8'' y OD del drill pipe de 5')
- A2 Sección de 188 ft. por debajo del colgador (ID de 9 5/8'' y OD del liner de 7')
- A3 Sección desde el asentamiento de la tubería 9 5/8 hasta el TD
- A4 Sección de 40 ft. del bolsillo para circular cemento

Así los cálculos para los números de sacos y los barriles de lechada a emplear quedan de la siguiente manera.

$$A1 = 0.00319(\phi_{int}^2 - \phi_{extdrill}^2) * H$$

$$A1 = 0.00319 * (8.681^2 - 5^2) * 188 = 30.20 ft^3$$

$$A2 = 0.00319 * (\phi_{int}^2 - \phi_{ext}) * H$$

$$A2 = 0.00319 * (8.681^2 - 7^2) * 188 = 15.81 ft^3$$

$$A3 = 0.00319(\phi_a - \phi_{ext}) * H$$

$$A3 = 0.00319 * (8.5^2 - 7^2) * 1,776 = 131.72 ft^3$$

$$A4 = 0.00319(\phi_a^2) * H$$

$$A4 = 0.00319 * 8.5^2 * 40 = 9.22 ft^3$$

$$A_{total} = 30.20 + 15.81 + 131.72 + 9.22$$

$$A_{total} = 186.18 ft^3$$

$$Numerodesacos = \frac{A_{total}}{RSx}$$

$$Numerodesacos = \frac{186.18 ft^3}{1.351} = 137,81 Sx$$

Se usara un exceso del 20% en los sacos por motivos de seguridad. Así se tiene

$$Numero de sacos = 137 + 27.4 = 164.4 Sx$$

Se realizaran los costos del revestimiento utilizado y del cemento:

TOTAL BROCAS UTILIZADAS:	6
	Gel -Benex(Superficie - 8587')
TIPO DE LODO UTILIZADO:	Per-Flex (8587' – 12687')
	Claytrol-Polimer (12687'-13000')

DIAMETRO DEL HUECO	17½"	12¼"	8½"
PROFUNDIDAD TOTAL	2052'	12687'	13000'

	Superf.	Interm.	Liner- Prod
DIAMETRO DEL REVESTIMIENTO	13¾"	9⅝"	7"
PESO DEL REVESTIMIENTO (lb/pie.)	68	53.5	29
DIAMETRO INTERNO DEL REVESTIM	12.415"	8.535"	6.184"
TOPE REVESTIMIENTO – LINER	0'	0'	12682'
REVESTIMIENTO – ZAPATO	2047'	12682'	12995'
GRADO DEL REVESTIMIENTO	N-80	L-80/P- 110	P-110
CAPACIDAD DEL REVESTIM. (bbl/pie)	0.149	0.071	0.0370
CLASE DE CEMENTO	"G"	"G"	"G"
No. DE SACOS DE CEMENTO	560	1882	187

Tanto en la superficie como en el fondo del pozo se necesita tubería de revestimiento de buena calidad, que resista los diferentes esfuerzos a la que es sometida.

Para optimizar costos de revestimiento, se debe utilizar más de un tipo de tubería en todo el pozo, en lugar de usar un solo tipo de tubería, debido a que aumenta considerablemente el costo del revestimiento.

3.6 EVALUACIÓN ECONÓMICA

Como parte final de este trabajo se presenta el estudio económico para la implementación de la alternativa tecnológica.

En la industria petrolera existen dos términos que ayudan a tomar decisiones en lo económico. *Gastos Capitales (CAPEX)*, estos costos están asociados con exploración, perforación y completamiento y en general con los procesos de instalación de infraestructuras, normalmente comprende los costos: instalación de facilidades de producción de sistemas de levantamiento artificial, también están incluidos los gastos de instalaciones adicionales (adaptaciones) para manejos de agua de producción, Equipos y pozos de inyección. *Costos Operacionales (OPEX)*, estos están asociados con costos de energía, químicos, servicios de reacondicionamiento de pozos productores e inyectores, personal de mantenimiento, ambientales, etc. También los costos de acciones remediales cuando se incrementa la producción de agua, ejemplo: abandonar una zona o recañonear una zona superior.

Es importante mencionar que la herramienta fue proporcionada por Baker Hughes de Colombia , la cual fue vendida a Perenco Colombia Limited. Por tanto se mostrara la parte financiera que involucra el modelo de compra y los beneficios económicos en relación a un revestimiento convencional. La mitigación del costo del sistema en relación con el incremento de la producción.

3.6.1 Costo por barril producido en La Gloria 17.

A continuación se presenta una tabla con los costos de levantamiento, así como los costos indirectos asociados a la producción de los fluidos en el campo.

3.6.1.1 Costos de Levantamiento.

El costo de levantamiento es el costo de llevar un barril de crudo a superficie, en la Tabla se presenta estos valores. El costo de levantamiento de agua considerado para la evaluación económica es 0,028 US\$/barril. Este costo incluye todas las reparticiones en que se incurre para llevar un barril de agua a superficie (costos operativos, costos de servicios, entre otros).

Tabla 8 Costos de Levantamiento.

CONCEPTO	DETALLE	US\$/Bbl
COSTOS DE OPERACIÓN	MANO DE OBRA	0,865
	Salario	0,456
	Prestaciones	0,106
	Salud	0,086
	Beneficios	0,086
	Educación	0,131
	SUMINISTRO DE OPERACIÓN	0,478
	Combustibles y Lubricantes	0,289
	Materiales y procesos	0,189
	OTROS	0,7
	Asignado Social	0,568
Otros costos indirectos	0,132	
COSTOS DE SERVICIO Y MANTENIMIENTO	SERVICIOS INDUSTRIALES	0,459
	Agua	0,248
	Energía	0,211
	SERVICIO DE MANTENIMIENTO E	
	INFRAESTRUCTURA	0,988
	Mantenimiento	0,491
	Materiales de mantenimiento	0,112
Servicios contratados	0,385	
COSTOS INDIRECTOS	COSTOS INDIRECTOS	0,724
	Asignado Distrital	0,471
	Asignado vicepresidencia	0,253
COSTO TOTAL DE LEVANTAMIENTO DE CRUDO		US\$4,214/Bbl

Fuente. Ficha Técnica suministrada por Perenco.

3.6.1.2 Costos y Gastos del Sistema Expandible.

A continuación se describen los costos y gastos de instalación del sistema expandible Torxs (inversión inicial), así como los costos de operación de la tecnología.

3.6.1.3 Inversión inicial.

La implementación de la tecnología en el campo del sistema TORXS conlleva una inversión inicial, correspondiente al costo de la herramienta (la cual se trata como una sola porque viene con el sello incorporado) más el costo de la instalación del sistema.

En la tabla 9 se encuentran los aspectos correspondientes a la inversión inicial del proyecto al comprarse la herramienta.

Tabla 9 Costos del Torxs

CONCEPTO	DETALLE	UNIDAD	COSTO UNITARIO (USD)
COSTOS DE IMPLEMENTACION DEL SISTEMA	TORXS(LINER HANGER)	1	120000
	SETTING TOOL (ALQUILER)	1	12000
	OPERADOR	1	7200
	TRANSPORTE DE HERRAMIENTAS	1	7500
	TRANSPORTE DE PERSONAL	1	3000
COSTO TOTAL DEL COLGADOR			US\$149700

Fuente. Datos Baker Hughes de Colombia.

Tabla 10 Costos Liner Hanger Convencional.

CONCEPTO	DETALLE	UNIDAD	COSTO UNITARIO (USD)
COSTOS DE DEL DEL IMPLEMENTACION SISTEMA	Liner Hanger Premium	1	50000
	SETTING TOOL (ALQUILER)	1	6000
	OPERADOR	1	3600
	TRANSPORTE DE HERRAMIENTAS	1	7500
	TRANSPORTE DE PERSONAL	1	3000
COSTO TOTAL DEL COLGADOR			US\$70100

Fuente. Datos Baker Hughes de Colombia.

Las Tablas 9 y 10 , reflejan los costos de los 2 sistemas tanto expandibles como convencional la diferencia entre uno y el otro es aproximadamente de 70000 USD, costo que se verá recuperado muy fácilmente , por el incremento de la producción.

Otro de los beneficios del Torxs es la forma en la que es implementado en el pozo , razón por la cual al momento de la cementación, esta operación resulta más segura que con un colgador convencional , ya que por el modo de funcionamiento del mismo, el cemento, es ubicado y bombeado de la mejor manera.

Otro aspecto a tener en cuenta en los parámetros de reducción de costo es la implementación de un Liner en lugar de usar revestimiento desde la cabeza del pozo.

Esto ahorrará compra de tubería, costo del taladro (ya que se requeriría uno de mayor potencial de carga, por lo tanto mayor costo, reducción de cemento a utilizar).

A continuación se presentarán las tablas con la información hallada en las secciones anteriores, donde se demostrará el ahorro económico.

- Costo tubería diseño-Liner

Tabla 11 Costo tubería diseño-Liner

Tuberia	Grado	Peso (lb/pie)	Longitud Seccion (pies)	Costo (USD)
13 3/8	K55	68	2100	238728
9 5/8	N-80	53,5	10300	741600
	P-110	53,5	2100	163800
7	P-110	29	500	31000
total				1175128

- Costo diseño sin usar Liner

Tabla 12 Costo diseño sin usar Liner

Tuberia	Grado	Peso (lb/pie)	Longitud Seccion (pies)	Costo (USD)
13 3/8	K55	68	2100	238728
9 5/8	N-80	53,5	10300	741600
	P-110	53,5	2100	163800
7	C-95	29	12900	670800
total				1814928

- Costo del cemento del diseño actual

Tabla 13 Costo del cemento del diseño actual.

Casing (plg)	Tipo de Cemento	Costo de Saco (USD)	Sacos	Total
13 3/8	A	9	560	5040
9 5/8	G	16,6	1830	30378
7	G	16,6	165	2739
			Total	38157

- Costo del cemento sin usar Liner

Tabla 14 Costo del cemento sin usar Liner

Casing (plg)	Tipo de Cemento	Costo de Saco (USD)	Sacos	Total
13 3/8	A	9	560	5040
9 5/8	G	16,6	1830	30378
7	G	16,6	2210,5	36694,3
			Total	72112,3

- El costo total de la tubería usando Liner es 1'175.128 USD a diferencia del costo de la tubería si se hubiera completado el pozo con revestimiento 1'814.928 USD .El ahorro realizado es aproximadamente de 640.000 USD

- En el caso del cemento se presenta una situación similar , al utilizar Liner los costos se ven reducidos en aproximadamente 34.000 USD.

3.6.2 Indicadores Económicos

Para que los indicadores económicos permitan medir la factibilidad, debe realizarse un flujo de caja para el escenario de compra y de los servicios implementados en el pozo.

3.6.2.1 Flujo de Caja

Con base en los costos y gastos descritos anteriormente y considerando los parámetros de evaluación mencionados se construyó los flujo de caja del proyecto (para determinar la factibilidad económica de aplicar el sistema Expandible Torxs en el campo LA GLORIA 17, se presentan a continuación:

Es necesario aclarar los siguientes parámetros, que fueron tenidos en cuenta para la realización del análisis.

Tabla 15 Ingresos y Egresos de Producción de Crudo.

CONCEPTO	US\$/Bbl
COSTO TOTAL	20
Costos por levantamiento de crudo	4,214
Costos por tratamiento de crudo	7,48
Costos Transporte (Coveñas)	8,306
REGALÍAS	12%
PRECIO NETO CRUDO CAMPO LA GLORIA 17	52,34
INGRESOS NETOS POR CRUDO	US\$32,34/Bbl

Se realizará un flujo de caja donde solo se tendrán en cuenta los egresos e ingresos por parte de la producción de crudo y la inversión inicial, ya que el estudio para este proyecto solo se ve enfocado en una operación y no cubre las demás variables para realizar un completo análisis de flujo de caja.

Caso No.1 Uso del sistema expandible.

Figura 62 Gráfica Flujo de Caja Libre Sistema Expandible

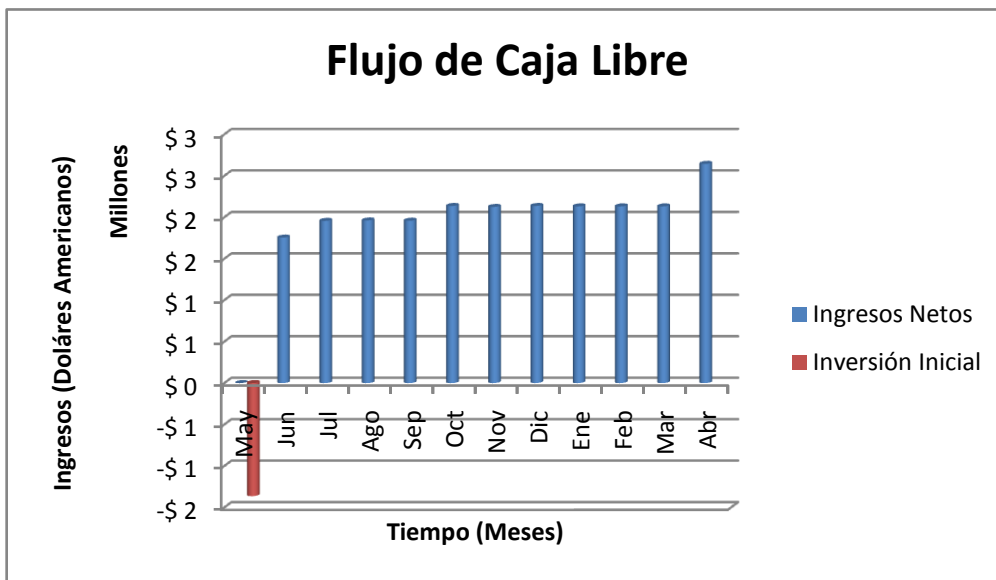


Tabla 16 Ingresos y Egresos Producción, Sistema Expandible.

<i>Tiempo</i>	<i>Ingresos Producción</i>	<i>Egresos</i>	<i>Acumulado</i>	<i>Cash Flow</i>
May	\$ 0	-\$ 1.362.985	\$ 0	-\$ 1.362.985
Jun	\$ 3.120.000	-\$ 1.365.000	\$ 1.755.000	\$ 1.755.000
Jul	\$ 3.447.600	-\$ 1.491.000	\$ 1.956.600	\$ 1.956.600
Ago	\$ 3.455.400	-\$ 1.494.000	\$ 1.961.400	\$ 1.961.400
Sep	\$ 3.450.720	-\$ 1.492.200	\$ 1.958.520	\$ 1.958.520
Oct	\$ 3.471.000	-\$ 1.335.000	\$ 2.136.000	\$ 2.136.000
Nov	\$ 3.452.280	-\$ 1.327.800	\$ 2.124.480	\$ 2.124.480
Dic	\$ 3.471.000	-\$ 1.335.000	\$ 2.136.000	\$ 2.136.000
Ene	\$ 3.463.200	-\$ 1.332.000	\$ 2.131.200	\$ 2.131.200
Feb	\$ 3.463.200	-\$ 1.332.000	\$ 2.131.200	\$ 2.131.200
Mar	\$ 3.463.200	-\$ 1.332.000	\$ 2.131.200	\$ 2.131.200
Abr	\$ 3.463.200	-\$ 819.180	\$ 2.644.020	\$ 2.644.020

Caso No 2. Sin uso del sistema Convencional

Figura 63 Gráfica Flujo de Caja Libre Sistema Convencional

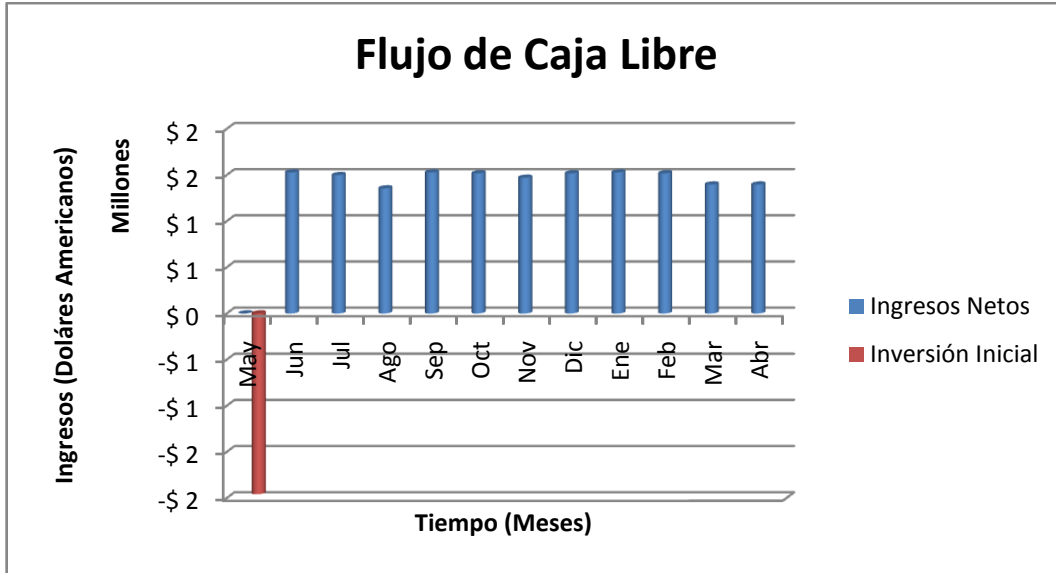


Tabla 17 Ingresos y Egresos Producción, Sistema Convencional.

Tiempo	Ingresos Producción	Egresos	Acumulado	Cash Flow
May	\$ 0	-\$ 1.957.140	\$ 0	-\$ 1.957.140
Jun	\$ 2.667.600	\$ 1.140.000	\$ 1.527.600	\$ 1.527.600
Jul	\$ 2.620.800	\$ 1.122.000	\$ 1.498.800	\$ 1.498.800
Ago	\$ 2.386.800	\$ 1.032.000	\$ 1.354.800	\$ 1.354.800
Sep	\$ 2.667.600	\$ 1.140.000	\$ 1.527.600	\$ 1.527.600
Oct	\$ 2.652.000	\$ 1.134.000	\$ 1.518.000	\$ 1.518.000
Nov	\$ 2.574.000	\$ 1.104.000	\$ 1.470.000	\$ 1.470.000
Dic	\$ 2.652.000	\$ 1.134.000	\$ 1.518.000	\$ 1.518.000
Ene	\$ 2.667.600	\$ 1.140.000	\$ 1.527.600	\$ 1.527.600
Feb	\$ 2.652.000	\$ 1.134.000	\$ 1.518.000	\$ 1.518.000
Mar	\$ 2.530.620	\$ 1.134.000	\$ 1.396.620	\$ 1.396.620
Abr	\$ 2.530.620	\$ 1.134.000	\$ 1.396.620	\$ 1.396.620

3.6.2.2 Pay-Back.

EL Pay-Back Period o tiempo de recuperación, es una idea aproximada del tiempo que tardarán en recuperar el desembolso inicial en una inversión

$$PB = \frac{\text{Inversion.requerida}}{\text{Flujodedineroacumulado}}$$

En este caso solo se están tomando en cuenta los egresos por la implementación del Liner Hanger, ya que los costos de levantamiento, tratamiento y transporte de crudo están contenidos en los ingresos netos acumulados.

Caso No.1 . Sistema expandible

$$PB = 2,29MESES$$

Es decir, cerca de 2 meses y 1 semana para recuperar la inversión.

Caso No.2 Sistema Convencional

$$PB = 1,88MESES$$

En este caso sería aproximadamente 2 meses para recuperar la inversión inicial.

3.6.2.3 Valor Presente Neto

El valor presente neto es obtenido descontando a una tasa de interés constante y separadamente para cada período de tiempo, la diferencia de todas las salidas y entradas de efectivo acumuladas a través de la vida del proyecto.

Cuando una cantidad futura se lleva a valor presente la magnitud es siempre menor, por esta razón los cálculos del valor presente se denominan métodos de flujo de caja descontado, y a la tasa de interés para realizar estos cálculos se le denomina tasa de descuento.

El VPN compara todos los ingresos y egresos del proyecto en un solo momento

del tiempo. Se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$VPN = \sum_{j=0}^n \frac{F_j}{(1+i)^j}$$

Donde:

VPN = Valor Presente Neto, unidades monetarias.

fj = flujo en el período, unidades monetarias

j = período de tiempo.

i = tasa de descuento, fracción.

Entonces el VPN para el flujo de Caja realizado anteriormente sería.

$$VPN = \sum_{j=0}^n \frac{F_j}{(1+i)^j}$$

Teniendo en cuenta el flujo de caja y la tasa de descuento del 12%, el Valor presente neto es 9'366.368,4 USD.

En el caso del sistema convencional y con la misma tasa de descuento el valor presente neto para este caso es 7'762.224,49 USD

Ahora sí se tiene en cuenta que la compañía Perenco , esperaba una tasa de oportunidad del 20% . El VPN, cambiaría con respecto a esta variable.

Para el sistema Expandible, el resultado final sería de 3'250.239 USD. Mientras que para el sistema convencional se reduciría el VPN a 1'293587,3 USD.

De esta manera se ve afectado la variación de la tasa interna de retorno, ya sea la esperada inicialmente por la compañía o la arrojada finalmente por el proyecto.

3.6.2.4 Tasa interna de Retorno

La tasa interna de retorno o tasa interna de rentabilidad (TIR) de una inversión, está definida como la tasa de interés con la cual el valor presente neto (VPN) es igual a cero. El VPN es calculado a partir del flujo de caja anual, trasladando todas las cantidades futuras al presente. Es un indicador de la rentabilidad de un proyecto, a mayor TIR, mayor rentabilidad.

Se utiliza para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el coste de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo, el coste de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo). Si la tasa de rendimiento del proyecto (expresada por la TIR) supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario, se rechaza.

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{Vf * t}{(1 + TIR)^t} - I_0 = 0$$

Entonces para el primer caso cuando se utiliza el sistema expandible, haciendo uso de los valores del flujo de caja y de una hoja de Excel se obtiene que el TIR para este proyecto es el 135%.

Para el sistema convencional la tasa interna de retorno obtenida es menor, en este caso los cálculos en Excel arrojaron el 76%.

Para el caso donde la Tasa interna de retorno inicialmente al plantear el proyecto la compañía esperaba que este , superará el 20% para asegurar la rentabilidad del mismo y como se puede observar el sistema cumplió con las metas deseadas.

3.6.2.5 Relación Beneficio – Costo (RBC)

La relación Beneficio – Costo es un indicador económico adimensional, que relaciona el Valor Presente Neto de los ingresos con el Valor Presente Neto de los egresos. Se calcula por medio de la siguiente ecuación:

$$RBC = \frac{|VPN - Ingresos|}{|VPN - Egresos|}$$

Donde:

RBC = relación Beneficio – Costo.

|VPN ingresos| = valor absoluto del VPN de los ingresos, unidades monetarias.

|VPN egresos| = valor absoluto del VPN de los egresos, unidades monetarias

Caso No.1 Sistema expandible.

$$RBC = \frac{|65'445.907usd|}{|11'262.630usd|} = 5,71$$

Caso No.2 Sistema Convencional

$$RBC = \frac{|35'339.107usd|}{|9'551.110usd|} = 3,74$$

La relación costo-beneficio demuestra una vez más , la rentabilidad del proyecto con una pequeña inversión adicional que generara mejores resultados , ya que aumentara la producción que se ve directamente relacionada con los egresos obtenidos por el campo LA GLORIA 17.

Como se pueden observar en los resultados la diferencia es casi el doble de la relación, es decir, se experimentarán mejores entradas y ganancias netas en el pozo bajo esta tecnología nueva.

De esta manera se puede corroborar, después de realizar el análisis económico la viabilidad del proyecto, generando altas ganancias a un intervalo de tiempo bastante corto, con el cual se recuperan la inversión inicial y generando un rango de utilidades considerables.

4 CONCLUSIONES

- Maximizar la vida del pozo, es uno de los objetivos fundamentales de la industria, sistemas expandibles, demuestran que pueden mejorar las condiciones, con un incremento en los costos de la inversión inicial , pero que son recuperables por las ventajas ofrecidas en relación a un sistema convencional.
- Sistemas expandibles son de gran utilidad cuando se requiere la remediación de tuberías por desgaste o corrosión presentada, para no reducir en gran medida el sistema actual.
- La simulación del proceso operativo se hace necesaria, ya que son sistemas nuevos que en muchas ocasiones los operadores en campo, no tienen gran conocimiento del funcionamiento del mismo.
- Después de hacer los análisis correspondientes se demostró que el uso del colgador expandible, genero una mayor producción del campo , ya que presentaba mayor área de flujo y por consiguiente conseguía menor caída de presión por el levantamiento del fluido en la tubería.
- Realizar un análisis nodal a cada yacimiento, es de gran importancia ya que revela las condiciones en las que se puede ver favorecido el índice de productividad, la eficiencia del pozo, y demás factores a tener en cuenta de índole económico.
- Nuevas tecnologías son el resultado de los grandes desafíos que se presentan en la exploración , perforación , completamiento y producción de yacimientos, generando así beneficios en la producción de barriles, que compensará el costo de las herramientas utilizadas.

5 RECOMENDACIONES.

- Realizar un previo modelamiento de la forma de operación en el pozo es fundamental, ya que es necesario conocer con anticipación, las cargas y el procedimiento a seguir por el operador en campo, ya que un aumento o disminución en las variables podría acarrear un mal sentamiento en el pozo de las herramientas.
- Sistemas expandibles no son viables para todos los casos, pozos someros, de baja tasa de producción , altos contenidos de azufre, bajas presiones de formación , no cumplen con las condiciones favorables para obtener el mejor funcionamiento de las herramientas, debido a los materiales con los que están fabricados , y a las presiones que se deben vencer para expandir el sistema.
- Antes de tomar la decisión del uso de sistemas expandibles, es mejor realizar un análisis completo , con el fin de determinar si los costos de las herramientas son favorables con relación al resultado del uso de sistemas convencionales.

6 BIBLIOGRAFIA

- DUPAL, Kennet; LOFTON, John E. SPE/IADC 67770. Solid Expandable Tubular Technology-A Year of Case Histories in the Drilling Environment. Drilling Conference held in Amsterdam, The Netherlands, 27 February–1 March 2001.
- RIVENBARK, Mark. SPE 90821. Solid Expandable Tubular Technology: The Value of planned installation Vs Contingency. Conference and Exhibition held in Houston, Texas. U.S.A , September 2004
- MACK, Robert. COOK, SPE 56500 Expandable Tubular Solutions. Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, Texas, 3–6 October 1999.
- RIVENBARK, Mark . Solid Expandable Provide Substantial Value to Existing Wells. Indian Technology Conference and Exhibition held in Mumbai, India, 16-18 October 2006.
- STOCKMEYER, Carl. Linexx Operations At Rigs Site course. Bogotá , abril 2010.
- MERRITT, Randy. STEINSBERGER. Nick. GUSEVIK. Rune. Well remediation using expandables cased-hole liners- summary of case histories.
- SHEPERD, David. WIEST, Brad. Subsidence Remediation – Extending Well Life Through theUse of Solid Expandable Casing Systems . AADE 01-NC-HO-24

- BAKER HUGHES INCORPORATED. TECH UNITS.
- SIMONDS, Randy. Expandable Sand Screen Technology Offers Improved Completion Efficiency and Reliability, October 2009.
- ADVANTAGE TORQUE AND DRAG SEMINAR Special Course No. 610.02. Baker Hughes incorporated.
- Baker Hughes Incorporated. Tech Facts. Engineering Handbook. Advancing Reservoir Performance.
- CAMARGO, Edgar. AGUILAR, José. RIOS, Addison. Un modelo de producción de pozos por el levantamiento artificial utilizando análisis nodal.
- MAGGIOLO, Ricardo. Optimización integral de sistemas de producción utilizando análisis nodal, curso Bucaramanga, Santander. Agosto 2009
- MAGGIOLO, Ricardo. Análisis Nodal y Flujo Multifásico. Curso Dictado Maracaibo Venezuela . Febrero 2005
- ARIAS, Luis. VARGAS, Xavier .DISEÑO DE REVESTIDORES Y CEMENTACIÓN DE POZOS EN EL ORIENTE ECUATORIANO: POZO ESPOL X1-D
- ARIAS, Luis. AGUIRRE, Karen. DISEÑO DE REVESTIDORES Y CEMENTACIÓN DE POZOS..2009
- BROWN, Kermit E.BEGGS, H. Dale. The Technology of Artificial Lift Methods. Volume 1.