

**EVALUACIÓN TÉCNICA DEL COMPLETAMIENTO DUAL CONCÉNTRICO  
ENCAPSULADO PARA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO DE 7" Y 9-5/8" DE UN  
POZO TIPO, A PARTIR DE ANÁLISIS NODAL.**

**JUAN DAVID ZULUAGA CASTRO.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS.  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2016**

**EVALUACIÓN TÉCNICA DEL COMPLETAMIENTO DUAL CONCÉNTRICO  
ENCAPSULADO PARA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO DE 7" Y 9-5/8" DE UN  
POZO TIPO, A PARTIR DE ANÁLISIS NODAL.**

**JUAN DAVID ZULUAGA CASTRO**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de  
ESPECIALISTA EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS**

**Director**

**FERNANDO ENRIQUE CALVETE  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUIMICAS.  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACION EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2016**

## AGRADECIMIENTOS

El autor de este proyecto de grado manifiesta sus sinceros agradecimientos a:

*Al Divino Arquitecto*, que siempre ha guiado mis pasos por el camino que he querido.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos UIS por su colaboración durante todo el proceso de especialización al brindar las facilidades para poder acceder al conocimiento sobrepasando las barreras inherentes a la dinámica laboral en la industria.

A Delrio S.A por brindarme todo su apoyo y confianza durante este proceso para culminarlo en los tiempos oportunos y brindar los recursos requeridos.

Al Ing. Ricardo Pérez y todo el equipo de servicio a pozos por su apoyo y comprensión, por creer que siempre hay más ingeniería por descubrir, por mostrarme que el trabajo en equipo es una herramienta indispensable en el desarrollo exitoso de cualquier tarea.

Al Ing. William Guerra por toda su colaboración y guía durante el proceso de querer ver fenómenos en donde unos pocos los ven.

## DEDICATORIA.

*A mi familia por siempre mostrar interés y tener una sonrisa en la cara cuando más lo necesite, a mis padres que fueron, son y seguirán siendo la piedra angular de mi vida, los que siempre han creído en mis capacidades y han alimentado mis sueños con su apoyo.*

*A Luisa Fernanda, quien siempre estuvo presta a acompañarme de la mano sin importar cuál será el rumbo que tomará el mañana, quien incondicionalmente siempre estuvo dispuesta a colaborarme en la materialización de todas y cada una de mis ideas.*

*A Julián, Andrés, Nicolás y Camilo que nunca han dejado que pierda el horizonte que ya hace varios años decidí trazar.*

*Juan David*

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN.....	13
1 TIPOS DE COMPLETAMIENTOS DUALES.....	18
1.1. Completamiento dual con sartas paralelas.....	20
1.1.1. Completamiento dual con sartas paralelas y encapsulamiento en el equipo ESP inferior.....	20
1.1.2. Completamiento dual con sartas paralelas y empaque para ESP.....	21
1.2. Completamiento Dual Concéntrico.....	23
1.2.1. Completamiento Dual Concéntrico y encapsulamiento en el equipo ESP inferior.....	24
1.2.2. Completamiento Dual Concéntrico y empaque para ESP.....	37
2. DETERMINACIÓN DE LAS VARIABLES QUE IMPACTAN LA PRODUCCIÓN A TRAVÉS DE LOS COMPLETAMIENTOS DUALES CONCÉNTRICOS ENCAPSULADOS.....	38
2.1. Selección del pozo tipo.....	38
2.2. Diseño del Sistema de Bombeo Electrosumergible.....	41
2.3. Propuesta del Completamiento Dual Concéntrico Encapsulado.....	48
2.3.1. Completamiento utilizado en el equipo superior.....	48
2.3.2. Completamiento utilizado para el equipo inferior.....	49
2.4. Variables que impactan la producción a través de los Completamientos Duales Concéntricos Encapsulados.....	51

3.	SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN A TRAVÉS DE UN COMPLETAMIENTO DUAL CONCÉNTRICO ENCAPSULADO. ....	54
3.1.	Modelamiento del Completamiento Superior (formación C5). ....	54
3.2.	Modelamiento del Completamiento Inferior (formación C7). ....	59
3.3.	Análisis de sensibilidad de las variables que impactan la producción en un completamiento dual concéntrico (formaciones C5 y C7). ....	63
3.3.1.	Análisis de sensibilidad variando diámetros de tubería de producción (formaciones C5 y C7).....	63
3.3.2.	Análisis de sensibilidad variando frecuencias de operación en los equipos de bombeo (formaciones C5 y C7).....	69
4.	ANÁLISIS FINANCIERO. ....	72
4.1.	Análisis Cuantitativo de ingresos por volúmenes producidos. ....	72
4.2.	Costos de implementación de un Sistema de Completamiento sencillo selectivo con Y-Tool. ....	73
4.3.	Costos de implementación de un Sistema de Completamiento Dual con sartas paralelas. ....	74
4.4.	Sistema de Completamiento Dual Concéntrico Encapsulado. ....	75
5.	CONCLUSIONES.....	80
6.	RECOMENDACIONES. ....	82
	BIBLIOGRAFÍA. ....	83

## LISTA DE FIGURAS.

Figura 1 Diagrama de clasificación de completamientos con bombeo ESP. ....	19
Figura 2 Completamiento Dual de Sartas Paralelas ESP inferior encapsulado. ....	22
Figura 3 Completamiento Dual de Sartas Paralelas con empaque para ESP .....	22
Figura 4 Cabezal utilizado en los completamientos duales con sartas paralelas...	23
Figura 5 Empaques de producción frecuentemente usado en Completamientos Duales Concéntricos Encapsulados. ....	26
Figura 6 Ensamblaje Localizador Sellante. ....	26
Figura 7 Niples de asentamiento perfil F y R. ....	28
Figura 8 Junta de seguridad. ....	29
Figura 9 Sistema de Encapsulamiento. ....	31
Figura 10 Mecanismo de tubería giratoria. ....	32
Figura 11 Bloque Soporte. ....	33
Figura 12 Bloque en Y. ....	35
Figura 13 Diagrama General de un Completamiento Dual Concéntrico Encapsulado. ....	36
Figura 14. Parámetros de operación de los distintos SLA en función del caudal y profundidad. ....	39
Figura 15 Esquema de dirección de pozo tipo. ....	41
Figura 16 Curva de rendimiento de la bomba seleccionada (177 etapas) para manejar los volúmenes aportados por la formación superior (C5). ....	42
Figura 17 Curva multifrecuencia de la bomba seleccionada para un IP=0,7 - BS&W=15% y THP=100psi. ....	43
Figura 18 Curva Multifrecuencia de la bomba seleccionada para un IP=1,2 - BS&W=15% y THP=100psi. ....	43
Figura 19 Curva de rendimiento de la bomba seleccionada (1000) etapas para manejar los volúmenes aportados por la formación inferior (C7). ....	45

Figura 20 Curva Multifrecuencia de la bomba seleccionada para un IP=0,8 - BS&W=70% y THP=100psi. ....	46
Figura 21 Curva Multifrecuencia de la bomba seleccionada para un IP=3,0 - BS&W=70% y THP=100psi. ....	46
Figura 22 Curva Multifrecuencia de la bomba seleccionada para un IP=4,5 - BS&W=70% y THP=100psi. ....	47
Figura 23 Configuraciones Equipo ESP/ By Pass Tubing en función de la densidad lineal de la tubería de revestimiento de 9-5/8". ....	53
Figura 24 Configuraciones Equipo ESP/ By Pass Tubing en función de la densidad lineal de la tubería de revestimiento de 7". ....	53
Figura 25 Esquema detallado de modelamiento en simulador para la unidad de flujo superior C5.....	56
Figura 26 Definición de Modelo de Fluido y Datos de Calibración Avanzada en el Completamiento Superior. ....	57
Figura 27 Definición de modelo de tubería de producción concéntrica.....	58
Figura 28 Equipo ESP simulado. ....	59
Figura 29 Esquema detallado de modelamiento en simulador para la unidad de flujo inferior C7.....	60
Figura 30 Definición de Modelo de Fluido y Datos de Calibración Avanzada en Completamiento Inferior.....	61
Figura 31 Definición de modelo de tubería de producción anular.....	62
Figura 32 Equipo ESP inferior simulado. ....	62
Figura 33 Variación de diámetros de tubería de producción concéntrica. ....	64
Figura 34 Variación de diámetros de tubería de producción anular.....	67
Figura 35 Consolidado de volúmenes producidos en el pozo tipo a distintas configuraciones de tubería de producción. ....	69
Figura 36 Análisis de sensibilidad de la producción a varias frecuencias de bombeo a través de la tubería de 2-3/8" 4,6#. ....	70
Figura 37 Análisis de sensibilidad de la producción a varias frecuencias de bombeo a través del anular generado entre tubería de 5-1/2" y 2-3/8".....	71

Figura 38 Comparativo de costo total por completamiento.....78

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Características del pozo tipo.....	40
Tabla 2 Variación de la producción y consumo en función de la frecuencia de operación del motor a IP=0,7 y 1,2 Bbls/d/psi.....	44
Tabla 3 Variación de la producción y consumo en función de la frecuencia de operación del motor a IP= 0,8 - 3,0 - 4,5 Bbls/d/psi. ....	47
Tabla 4 Configuración con Y-Tool para el equipo superior. ....	50
Tabla 5 Configuración de Encapsulamiento para el equipo inferior. ....	51
Tabla 6 Propiedades de Yacimiento Unidad de Flujo Carbonera C5.....	55
Tabla 7 Propiedades de Yacimiento Unidad de Flujo Carbonera C7.....	59
Tabla 8 Producción resultante a través de distintos diámetros evaluados para la tubería concéntrica. ....	65
Tabla 9 Diámetro Efectivo de Flujo. ....	66
Tabla 11 Producción de crudo neta en función de las distintas configuraciones de tuberías de producción concéntrica y anular. ....	68
Tabla 12 Flujo de caja generado por producción a través de un completamiento Dual Concéntrica. ....	73
Tabla 13 Costos asociados a un completamiento sencillo selectivo con Y-Tool....	74
Tabla 14 Costos asociados a un completamiento Dual con Sartas Paralelas. ....	75
Tabla 15 Costos asociados a un completamiento Dual Concéntrico Encapsulado con tubería concéntrica de 2-3/8". ....	76
Tabla 16 Costos asociados a un completamiento Dual Concéntrico Encapsulado con tubería concéntrica de 2-7/8". ....	77
Tabla 17 Estimación del "Payback" en el escenario de flujo actual y el escenario de flujo propuesto. ....	77
Tabla 18 Comparativo de tiempos de retorno entre los posibles completamientos habilitados para producir el pozo tipo. ....	79

## RESUMEN

**TITULO:** EVALUACIÓN TÉCNICA DEL COMPLETAMIENTO DUAL CONCÉNTRICO ENCAPSULADO PARA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO DE 7" Y 9-5/8" DE UN POZO TIPO, A PARTIR DE ANÁLISIS NODAL.

**AUTOR:** JUAN DAVID ZULUAGA CASTRO

**PALABRAS CLAVE:** COMPLETAMIENTO DUAL, BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE, ESP, BES, PRODUCCIÓN DISCRIMINADA, PRODUCCION SIMULTÁNEA.

### **DESCRIPCIÓN:**

La producción discriminada de petróleo proveniente de dos horizontes de interés distintos, es un tema que frecuentemente es pasado por alto debido a la poca regulación de fiscalización por formación independiente en Colombia. Gracias a esto la implementación de sistemas duales es escasa y las pocas veces que se utilizan estos sistemas, son instalados con tuberías de producción seleccionadas en función de la disponibilidad de materiales en la bodega del campo. Este documento de monografía tiene como fin demostrar el impacto que tiene la inadecuada selección de tuberías de producción para la puesta en marcha de estos sistemas una vez instalados al interior de un pozo por medio de análisis nodal y de esta manera determinar el arreglo adecuado de tubería anular y concéntrica que permiten el mejor aprovechamiento energético a través de este tipo de sartas de alta complejidad.

Por último se realiza un análisis económico que permita establecer el elemento diferencial en flujo de caja que se tiene con el arreglo de tuberías actual versus el arreglo de tuberías producto del análisis nodal, de este manera se evalúa el impacto en producción que hay entre el escenario real y el escenario propuesto y concluye dando a conocer en cuanto tiempo se puede recuperar la inversión estableciendo comparación con completamientos convencionales.

## **ABSTRACT**

**TITLE:** TECHNICAL EVALUATION OF DUAL CONCENTRIC ENCAPSULATED COMPLETION FOR 9-5/8" AND 7" CASING IN A WELL TYPE WITH NODAL ANALYSIS.

**AUTHOR:** JUAN DAVID ZULUAGA CASTRO

**KEYWORDS:** DUAL COMPLETION, ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMPING, ESP, SEPARATED PRODUCTION, SIMULTANEOUS PRODUCTION.

### **DESCRIPTION:**

Separated oil Production from two different interest zones, is a frequently omitted subject due the low regulation about accounting by independent interest formation in Colombia. For aforementioned reason, the implementation of this kind of dual systems is very low and in the moment when is possible use this systems, the production tubing selected is a function of tubing available on the field storage. This monography document has the main object demonstrate the impact of inappropriate tubing selection to begin production through these systems once installed into the well type by nodal analysis and by this way determine the proper annulus and concentric tubing configuration that allow best energetic exploitation through this type of high complex production string.

Last one, the document illustrate an economic analysis that allows for differential element over the company cash flow that is possible reach with the current tubing configuration versus proposed tubing model by nodal analysis and by this way evaluates the impact over production between real scenario and proposed scenario, and concludes showing how much time is possible recover the initial investment and establish a comparative with conventional completions.

## INTRODUCCIÓN.

El uso de completamientos duales concéntricos nace a partir de la necesidad de producir discriminadamente dos formaciones de interés en pozos en donde haya una limitación geométrica que impida el uso de dos sartas paralelas.

Debido a la poca regulación que hay en Colombia sobre la producción discriminada de crudo, la corrida de este tipo de completamientos es una operación no convencional, gracias a este hecho la posibilidad de estudiar los parámetros de diseño de este tipo de sartas es muy reducido. Aunque los resultados de los completamientos de este tipo realizados en el país actualmente son buenos, hay una serie de fenómenos tales como las altas pérdidas de presión a través del completamiento atribuidas a la falta de estudio sobre el dimensionamiento de los equipos, la generación de precipitados orgánicos a través del completamiento debida a las abruptas variaciones de velocidad de flujo a través del completamiento, el sobrecalentamiento en los motores debido al trabajo forzado del equipo electrosumergible y los bajos volúmenes de producción atribuidos al uso de tubería de dimensiones no adecuadas.

El primer capítulo empieza describiendo los completamientos duales y las distintas funciones que estos cumplen dependiendo de la aplicación que se requiera para el levantamiento de fluidos. Debido a que el objeto de este estudio es la producción simultánea de dos formaciones de manera simultánea, se enfatiza en los esquemas generales de completamientos duales concéntricos y de sartas paralelas, allí se nombran las herramientas necesarias para la corrida de estas sartas y se explica la funcionalidad de cada una.

El segundo capítulo comienza describiendo los parámetros técnicos del pozo tipo y las características que hacen de este un pozo candidato para la corrida de un

completamiento dual concéntrico encapsulado, una vez seleccionado el pozo candidato se da a conocer el equipo dinámico requerido por la compañía operadora para el levantamiento de fluidos, además se plantean varios escenarios para el aprovechamiento de energía (índice de productividad) y se deduce cual es el mejor operativamente hablando para el funcionamiento adecuado del sistema de bombeo electrosumergible. Por último se propone un modelo de sarta para el completamiento del pozo y las limitantes geométricas que esta presenta en función de la densidad lineal de la tubería de revestimiento, así mismo muestra las variables de impacto directo a la producción.

El tercer capítulo aborda la secuencia lógica de pasos para la simulación del comportamiento de la producción a través de este tipo de completamientos, en primer lugar se hace énfasis en que se deben realizar dos simulaciones diferentes y se deben modelar los flujos como si fuesen pozos independientes, especificando un sistema de fluidos distinto para cada caso y una sarta independiente, esto para que el simulador interprete la presencia de dos sistemas de bombeo independientes. A continuación se empiezan a plantear distintos escenarios para realizar un análisis de sensibilidad hacia las variables que impactan la producción, obteniendo un panorama detallado respecto a los volúmenes producidos con distintas configuraciones y frecuencias de operación.

El cuarto capítulo muestra un análisis económico que brinda un panorama comparativo y detallado de los costos en los que se incurre al tratar de producir dos formaciones de manera simultánea y convencional, mostrando el tiempo de retorno de la inversión.

Por último, al final del documento se concluye que es necesaria una serie de análisis detallados que permitan escoger de manera adecuada la tubería de producción y la frecuencia de operación, de no ser así se puede incurrir en producción diferida y por

ende se deja de contar con un flujo de caja considerable durante la vida productiva del pozo.

## 1 TIPOS DE COMPLETAMIENTOS DUALES.

El uso de completamientos duales nace a partir de la necesidad de explotar dos yacimientos de manera simultánea en un mismo pozo, sin embargo, actualmente los completamientos duales no solo son utilizados únicamente con este fin, algunas aplicaciones tales como la inyección de agua en una de las zonas y la producción de crudo por la otra o el control de presiones entre unidades productoras tienen un criterio importante en el momento de decidir la viabilidad del uso de este tipo de completamientos.

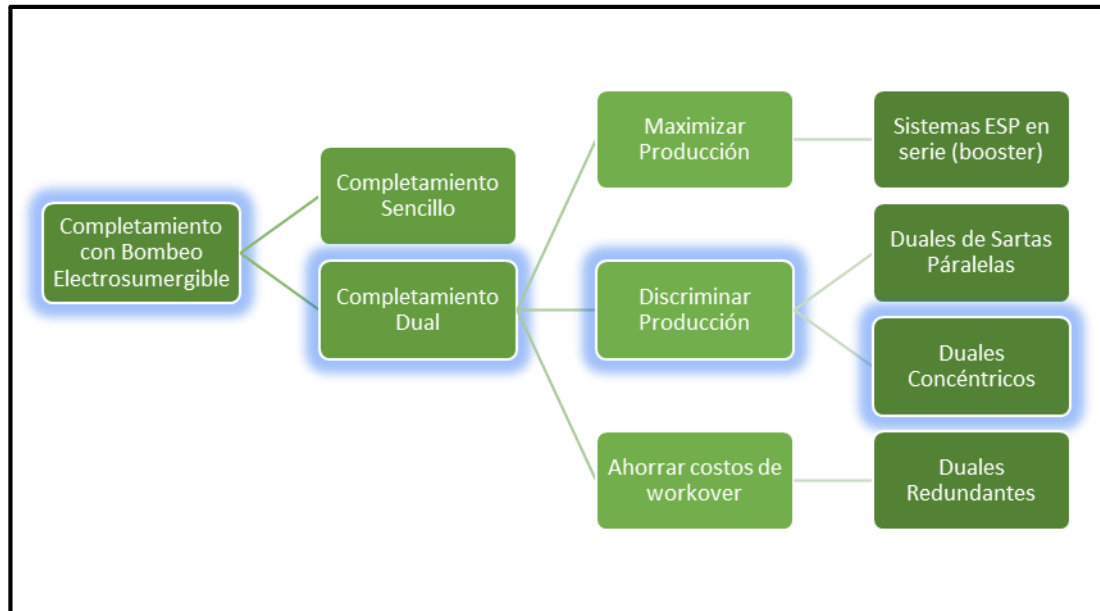
Con el avance vertiginoso de la exploración de hidrocarburos se ha hecho más difícil encontrar yacimientos de fácil acceso y con profundidades someras, es por esto que los completamientos duales también protagonizan un papel importante en la condición de explotación actual pues por medio del uso de sistemas de bombeo electrosumergible hacen posible la explotación de varios yacimientos presentes en un solo pozo a altas profundidades y caudales sostenibles.

En la **Figura 1** se muestra un diagrama en donde se clasifican los tipos de completamientos duales existentes y su aplicación en función de las necesidades del operador. En primer lugar se encuentran los completamientos sencillos, dentro de los cuales se pueden encontrar múltiples configuraciones y herramientas para producir fluidos a través de un equipo ESP, sin embargo el foco central de este estudio son los completamientos duales, específicamente los completamientos duales concéntricos.

Dentro de los completamientos duales, en primer lugar se encuentran los completamientos diseñados para maximizar la producción, este objetivo puede ser alcanzado mediante el uso de dos equipos ESP en serie, estos son utilizados para levantar altos volúmenes de fluido a profundidades bastante altas, estas

aplicaciones son desarrolladas en pozos que tienen una tasa de aporte alta y se desea un recuperación acelerada de fluidos.

**Figura 1 Diagrama de clasificación de completamientos con bombeo ESP.**



En segundo lugar se encuentran los completamientos cuyo objetivo es producir discriminadamente dos o más yacimientos presentes en un pozo cuyos fluidos poseen propiedades termodinámicas distintas o con el fin de poder evaluar el potencial de cada formación de manera independiente; esto se puede lograr mediante diseños de sartas paralelas o duales concéntricos.

Por último se encuentran los completamientos redundantes, cuya esencia es evitar el reacondicionamiento de pozo, pues se realiza la corrida de dos equipos ESP, sin embargo solo entra en operación uno de estos y cuando este falle entrara el otro equipo en funcionamiento, sirviendo así de back up, evitando pérdidas por producción diferida y mitigando gastos de workover de manera temporal.

A continuación se describen los tipos de completamientos duales con bombeo electrosumergible para discriminar producción usados actualmente en la industria.

### **1.1. Completamiento dual con sartas paralelas.**

Este tipo de completamiento busca que dos tuberías de producción instaladas de forma paralela generen un conducto independiente para cada una de las formaciones presentes en un pozo, este tipo de completamientos exigen que los colgadores tengan integridad mecánica y resistencia a la tensión generada por el peso de las sartas. Además de esto se deben aislar las formaciones para mitigar la mezcla de fluidos en fondo, para realizar este tipo de configuraciones es necesario utilizar herramientas especialmente diseñadas para estas configuraciones en las sartas de producción<sup>1</sup>.

Los completamientos duales paralelos pueden tener distintos arreglos de herramientas en función de las necesidades operacionales del pozo. A continuación se describen estos arreglos:

#### **1.1.1. Completamiento dual con sartas paralelas y encapsulamiento en el equipo ESP inferior<sup>2</sup>.**

Este arreglo consiste en instalar el equipo ESP superior en punta libre sobre una de las sartas mientras el equipo inferior es encapsulado mediante el uso de un shroud hanger (colgador de cápsula). Para realizar este tipo de completamiento es necesario realizar una primera corrida en el pozo con el fin de instalar un empaque recuperable que aislará las dos formaciones de interés, el cual en su extremo superior llevara instalado una sección pulida PBR (por sus siglas en inglés Polished

---

<sup>1</sup> BELLARBY, Jonathan, WELL COMPLETIONS DESIGN: Dual Completions. Ámsterdam: ELSEVIER, 2009, p 662.

<sup>2</sup> GARCIA FRANCO, Lenin Raymundo. Análisis Técnico-Económico de Completaciones dobles y su aplicación en pozos de la cuenca amazónica del Ecuador. Trabajo de grado para obtener el título de Ingeniero de Petróleo. Quito: Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleo, 2009. 69p.

Bore Receptacle), una vez realizada esta corrida el primer elemento que debe ser ensamblado para la segunda corrida (equipo ESP inferior) será un juego de sellos que se alojara en dicho PBR para darle hermeticidad al flujo y prevenir el flujo cruzado por diferencial de presión entre las formaciones de interés. La **Figura 2** muestra el esquema para este tipo de completamiento.

Es importante tener en cuenta que este completamiento es utilizado cuando la formación inferior tiene la energía suficiente para llevar el nivel de fluidos hasta la cápsula para tenerla llena permanentemente, si se mantiene esta condición la refrigeración del equipo es óptima y se elimina el riesgo de que el equipo trabaje en seco.

### **1.1.2. Completamiento dual con sartas paralelas y empaque para ESP<sup>3</sup>.**

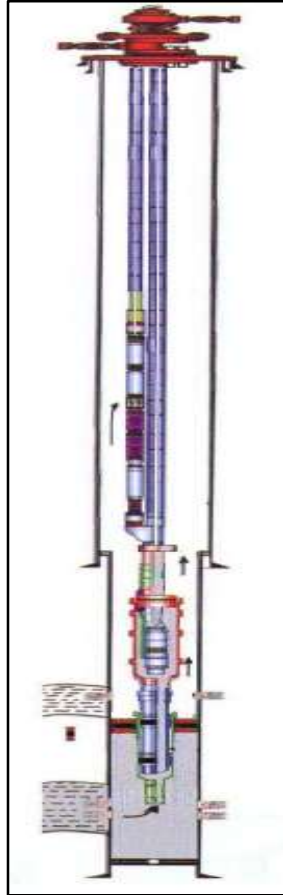
Este tipo de completamiento al igual que el anterior utiliza dos equipos ESP para producir las formaciones de interés de manera independiente, sin embargo, en este caso el equipo ESP inferior no se instala encapsulado y no estará ubicado en el extremo superior del empaque, este será ubicado por debajo del empaque, esto con el fin de que el equipo inferior quede más próximo a los perforados y se garantice la sumergencia del equipo, pues en este caso en particular se sabe que la formación no es capaz de poner un nivel suficiente para realizar la instalación del equipo a una distancia retirada de los perforados.

En este caso puntual también se utiliza un empaque pero a diferencia del anterior este empaque recuperable además de aislar las presiones también será el encargado de prevenir el flujo cruzado entre formaciones.

---

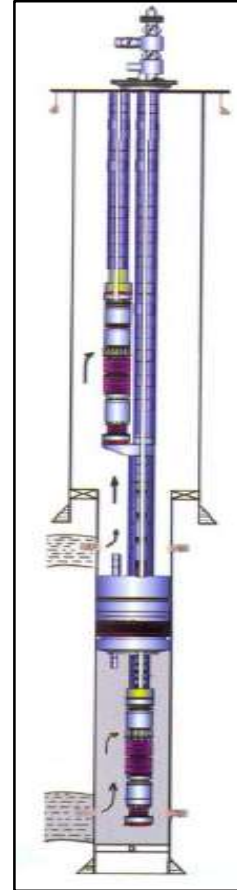
<sup>3</sup> *Ibíd.*, p 69.

**Figura 2 Completamiento Dual de Sartas Paralelas ESP inferior encapsulado.**



Fuente: GARCIA FRANCO, Lenin Reymundo. "Análisis Técnico-Económico de Completaciones dobles y su aplicación en pozos de la cuenca amazónica del Ecuador. Trabajo de grado para obtener el título de Ingeniero de Petróleo. Quito: Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleo, 2009

**Figura 3 Completamiento Dual de Sartas Paralelas con empaque para ESP**



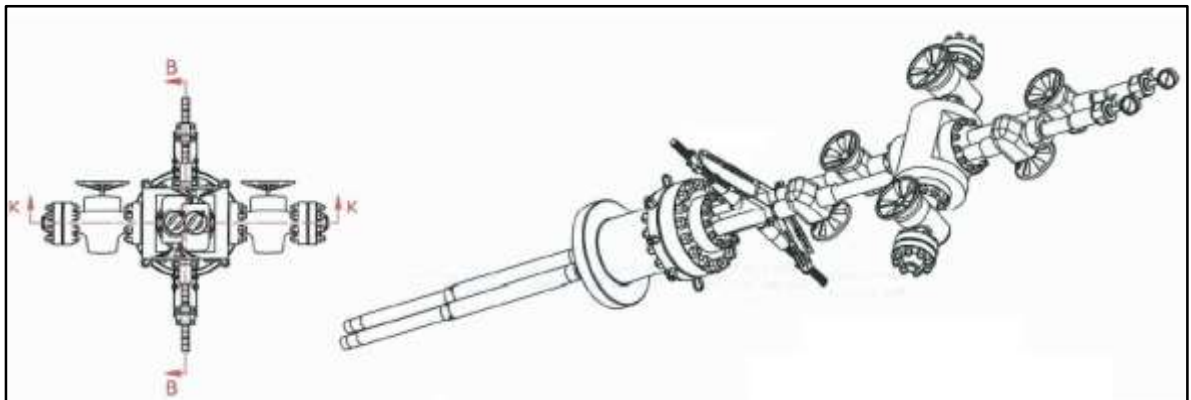
Fuente: GARCIA FRANCO, Lenin Reymundo. "Análisis Técnico-Económico de Completaciones dobles y su aplicación en pozos de la cuenca amazónica del Ecuador. Trabajo de grado para obtener el título de Ingeniero de Petróleo. Quito: Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleo, 2009

Para este caso es necesario tener en cuenta que si el equipo ESP inferior es instalado por debajo de los perforados, un pequeño segmento de cable que

suministra potencia al equipo ESP inferior será expuesto a flujo directo frente a las perforaciones, por lo que es de vital importancia protegerlo para evitar la erosión de coraza y prevenir el aterrizaje prematuro del equipo inferior. La **Figura 3**, muestra un esquema para este tipo de completamiento.

Por último, la **Figura 4**. Muestra el tipo de cabezal de pozo que es utilizado para realizar los completamientos duales con sartas paralelas. Es importante resaltar que este tipo de completamientos están limitados geoméricamente por tuberías de revestimiento que sean capaces de alojar en su interior dos equipos ESP con las tuberías de producción requeridas si exceder el drift dado por el peso del revestimiento utilizado en el completamiento inicial.

**Figura 4 Cabezal utilizado en los completamientos duales con sartas paralelas.**



Fuente: GARCIA FRANCO, Lenin Reymundo. "Análisis Técnico-Económico de Completaciones dobles y su aplicación en pozos de la cuenca amazónica del Ecuador. Trabajo de grado para obtener el título de Ingeniero de Petróleo. Quito: Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleo, 2009

### **1.2. Completamiento Dual Concéntrico.**

El Completamiento Dual Concéntrico nace a partir de la necesidad de producir, al igual que los completamientos duales paralelos, dos formaciones de manera

independiente utilizando un equipo ESP para cada una, sin embargo en esta ocasión en tuberías de revestimiento en donde las dimensiones son reducidas y se hace imposible realizar una corrida de un completamiento dual paralelo. El primer completamiento dual instalado en Latinoamérica se instaló en Ecuador, esto gracias a que en la cuenca amazónica del Ecuador, lugar de donde proviene todo el petróleo en este país, se encuentran las arenas U y T, las cuales están cargadas con fluidos cuyas propiedades termodinámicas son diferentes<sup>4</sup>.

Este tipo de completamiento se instala con el fin de poder reducir el número de pozos perforados para la exploración independiente de las arenas y/o mitigar los tiempos de agotamiento de una arena para poder empezar a producir la otra. La aplicación de este diseño de completamientos fue exitosa y comenzó a ser implementada en el resto de los pozos que presentaban la misma situación en la Cuenca Amazónica<sup>5</sup>.

Al igual que los completamientos duales paralelos, los duales concéntricos tienen dos arreglos diferentes, a continuación se explica detalladamente cada uno de estos.

### **1.2.1. Completamiento Dual Concéntrico y encapsulamiento en el equipo ESP inferior<sup>6</sup>.**

Un completamiento dual concéntrico de esta descripción utiliza una configuración de Y-Tool, Pump Support Block y Cápsula, en donde el equipo ESP inferior está ubicado al interior de la cápsula, este equipo producirá la formación inferior mientras

---

<sup>4</sup> RUIZ JUMBO, Carlos Javier. Producción Simultánea de Petróleo de dos arenas diferentes mediante completaciones dobles concéntricas en el bloque 15. Proyecto previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleo. Quito: Escuela Politécnica Nacional. Escuela de Ingeniería en Petróleos, 2007. 3p.

<sup>5</sup> HERIOT WATT UNIVERSITY, Institute of Petroleum Engineering, PRODUCTION TECHNOLOGY: Dual Pump Installations. Edinburgh: HERIOT WATT UNIVERSITY, 2005, p 46.

<sup>6</sup> HERIOT WATT UNIVERSITY. Op Cit., p47.

que el equipo ESP superior producirá la formación de interés que esté por encima del empaque.

A continuación se describen las herramientas utilizadas para la realización de este tipo de completamiento en el orden de la secuencia de instalación:

- **Empaque de Producción**

El empaque de producción es utilizado con el fin de prevenir la mezcla de fluidos provenientes de las dos unidades productoras de interés. Muchas veces se planea correr un empaque de producción no solo con el fin de prevenir dicha mezcla de fluidos, algunos empaques permiten mitigar la migración de finos pues permiten la aplicación de empaquetamiento con grava en el segmento que se presente mayor arenamiento<sup>7</sup>.

En el tope de este empaque se localiza una sección pulida, esto con el fin de alojar allí un Ensamblaje Localizador Sellante y así conducir la producción proveniente aguas arriba del packer directamente hacia la cápsula. La **Figura 5**. Muestra un empaque de producción de dos fabricantes distintos frecuentemente usado en este tipo de completamientos duales.

- **Ensamblaje Localizador Sellante (*Locator Seal Assembly*)**

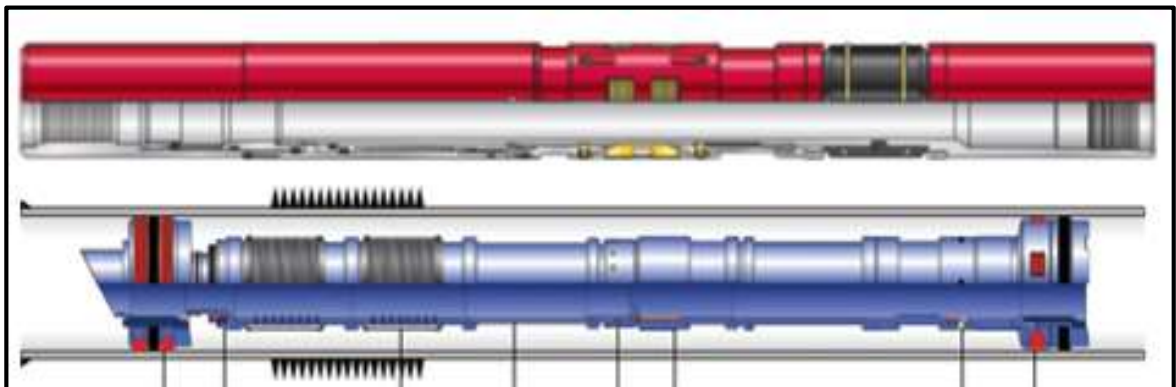
El Ensamblaje Localizador Sellante es un sistema que sirve como packer entre la tubería de producción y el packer de producción. Este ensamblaje cuenta con tres partes fundamentales: mule shoe o re entry guide, esta sección está ubicada en el extremo de la herramienta y no tiene perfiles, todos sus bordes son suavizados, esto con el fin de entrar con facilidad a la sección pulida situada en el tope del packer;

---

<sup>7</sup> BELLARBY. Op Cit., p572.

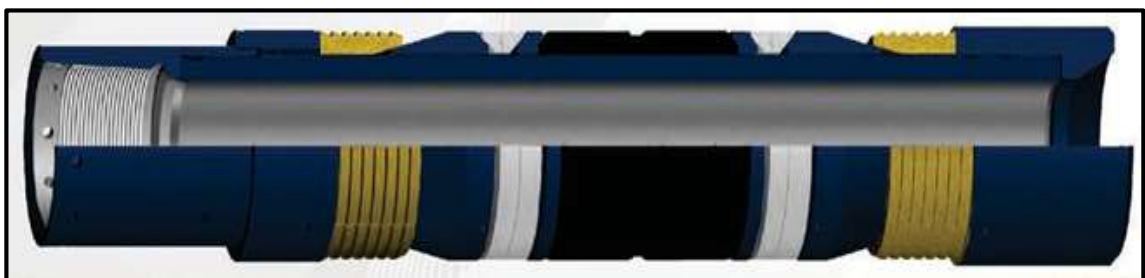
extensión joint, esta componente le da longitud a la herramienta con el fin de aliviar la dilatación o contracción de la tubería por variación de temperatura; por último la sección de sellos, ubicada justo después del mule shoe, está compuesta por dos recesos en donde se alojan juegos de sellos, estos sellos pueden estar fabricados en VITON o AFLAS dependiendo de la temperatura de operación en fondo. La **Figura 6** muestra un esquema de un ensamblaje localizador sellante.

**Figura 5** Empaques de producción frecuentemente usado en Completamientos Duales Concéntricos Encapsulados.



Fuente: Obtenida de *Schlumberger y Weatherford*, completion tools, disponible en internet “[https://www.slb.com/~media/Files/sand\\_control/product\\_sheets/quantum\\_frac\\_gravel\\_pack\\_system.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/sand_control/product_sheets/quantum_frac_gravel_pack_system.pdf)”

**Figura 6** Ensamblaje Localizador Sellante.



Fuente: Obtenida de *Oilog*, disponible en internet “[http://oilog.us/product\\_category/production-and-test-packers/](http://oilog.us/product_category/production-and-test-packers/)”

- **Niple de Asentamiento (Seating/ landing Nipple)**

El niple de asentamiento es una herramienta que permite instalar herramientas móviles tales como Válvulas Standing o tapones ciegos en su interior con el fin de presurizar secciones determinadas de la sarta para realizar pruebas o asentamientos de herramientas específicas. Físicamente un niple de asentamiento luce como una sección corta de tubería la cual en su interior posee algún perfil de restricción (NoGO) y/o sección pulida en donde se aloja la herramienta removible, esto dependiendo del perfil que se maneje para la corrida de las herramientas pescables<sup>8</sup>.

En la industria se pueden encontrar numerosos sistemas y nomenclaturas para designar niples, sin embargo, en la industria se conocen comúnmente dos perfiles altamente utilizados, el perfil F que no posee perfil de restricción pues este estará presente en la herramienta pescable y el perfil R el cual posee perfil de restricción para que la herramienta pescable no avance más de la profundidad de la profundidad de instalación del niple. En la **Figura 7** se ilustran dos niples con perfil F y R respectivamente.

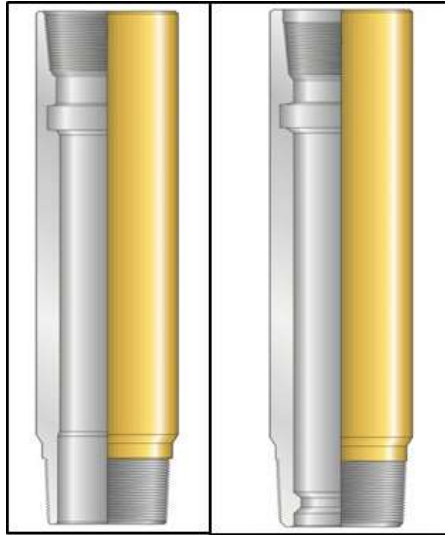
- **Junta de Erosión (*Blast Joint*).**

Las juntas de erosión, son tubería cuya densidad lineal es mayor que la de la tubería convencional. En otras palabras, esta tubería conserva sus dimensiones internas con respecto a un diámetro de tubería establecido más no sus dimensiones externas, pues estas juntas tienen un grosor de pared mayor que el de las convencionales.

---

<sup>8</sup> BELLARBY. Op cit., 578p.

**Figura 7 Niples de asentamiento perfil F y R.**



Fuente: Obtenida de *Baker Hughes*,  
disponible en internet

“<http://www.shopbakerhughes.com/2-3-8-f-seating-nipple-l80-8-rd-thread-1-812-profile.html>”

Estas juntas son frecuentemente utilizadas en pozos en donde una sección de tubería va a estar expuesta al flujo directo de fluidos proveniente ya sea de los perforados o de la descarga de algún sistema de levantamiento artificial; debido a que estos son puntos críticos en donde la velocidad del fluido es más alta que en el resto del completamiento, se deben utilizar juntas que soporten el desgaste generado por la erosión<sup>9</sup>.

- **Junta de Seguridad (*Safety Joint/ SS Shear Sub*).**

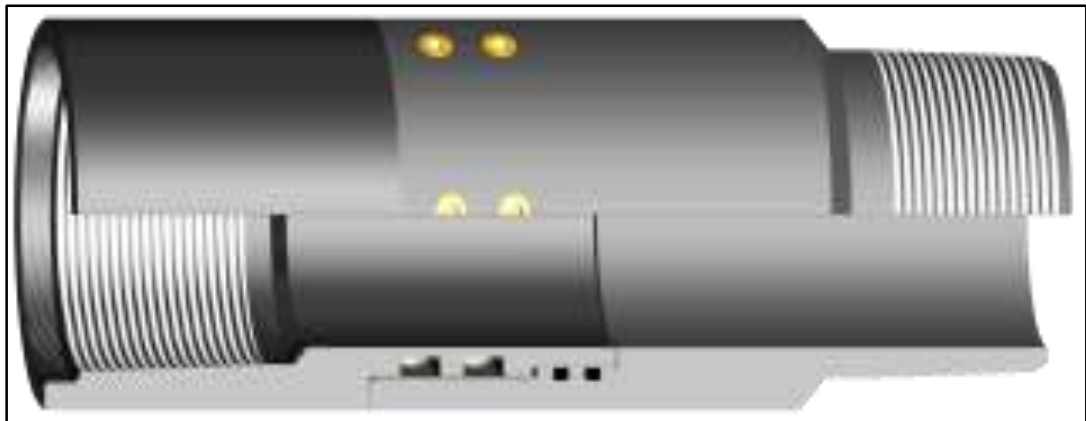
Las juntas de seguridad son juntas diseñadas con la intención de romperse a la mitad cuando se aplique una tensión superior a la requerida cuando se haga cambio o reacondicionamiento de sarta (Pull Out of Hole).

---

<sup>9</sup> BELLARBY. Op Cit., 591.

Una junta de seguridad está compuesta de dos segmentos de tubería unidos por pines de acero, estos pines se rompen y separan ambos segmentos de tubería dejando libre el extremo superior de la sarta. La tensión necesaria que se debe aplicar para activar la junta de seguridad depende del número de pines que se coloquen en el momento de instalar la junta de seguridad, la cantidad de pines puede variar en función de la aplicación y las condiciones del pozo. La **Figura 8** muestra un esquema de una junta de seguridad.

**Figura 8 Junta de seguridad.**



Fuente: Obtenida de *Dloiltools*, disponible en internet "<http://www.dloiltools.com/products/tool-accessories/safety-joint-swivel-shear>"

- **Sistema de Encapsulamiento (*Shroud/ Can System*).**

Un sistema de encapsulamiento, en bombeo electrosumergible es utilizado en aplicaciones como: reducción del flujo de gas en el intake, incremento de transferencia del calor generado por el motor hacia los fluidos producidos, evitar que se mezclen fluidos que provienen de distintas formaciones de interés y/o completar con equipos electrosumergibles en serie. Un sistema de encapsulamiento está compuesto por dos elementos principales como se explica a continuación<sup>10</sup>:

---

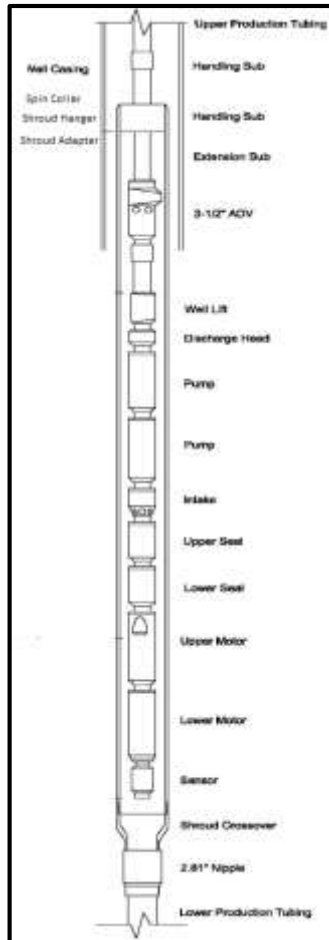
<sup>10</sup> RUIZ JUMBO, Op Cit., 19p.

- **Tubería de Revestimiento:** Cumple con el papel de crear una cápsula en cuyo interior irán alojados los equipos que componen el sistema de bombeo ESP. El número de juntas a instalar varía según las prácticas del operador y los procedimientos de la compañía de servicios, sin embargo usualmente se maneja una longitud que sea igual al equipo electrosumergible más 20 pies, esto con el fin de que en el evento que suban la frecuencia de producción la cápsula no se seque y el equipo no cavite.
  
- **Colgador de Cápsula (*Shroud Hanger*):** Este componente consiste de un colgador en acero al carbón o aleación con 13% de Cromo que soporta el peso de la sarta compuesta por el equipo ESP y las juntas necesarias de tubería de revestimiento desde este punto, al igual que todos los colgadores este aloja en su parte exterior un juego de O-Rings que permiten que el ensamblaje conserve hermeticidad, previniendo la fuga de fluidos. La **Figura 9**. Ilustra un esquema de un sistema de encapsulamiento.
  
- **Mecanismo de Tubería Giratoria (*Tubing Swivel*).**

Debido a que un sistema de completamiento dual concéntrico encapsulado está compuesto por ensamblajes excéntricos tanto en el sistema superior como inferior, se hace necesario alinear los ensamblajes de tal manera que la sarta resultante tenga el mínimo diámetro externo posible, esto se logra mediante el uso de mecanismos de tubería giratoria.

Un mecanismo de tubería giratoria consta de dos secciones de tubería de producción unidas por sistemas mecánicos distintos dependiendo del fabricante. Ambas secciones de tubería son dentadas por el extremo en donde se unen y por lo general cada diente otorga 20 grados de giro. La **Figura 10**. Muestra un esquema del mecanismo de tubería giratoria.

**Figura 9 Sistema de Encapsulamiento.**



Fuente: *RMSpumptools*.

- **Bloque Soporte (*Pump Support Block*).**

Un completamiento convencional que utilice bombeo electrosumergible y Y-Tool utiliza tubería de instrumentación cuyo diámetro puede variar entre 2-7/8" y 2-3/8" dependiendo de la aplicación y dimensiones del pozo a completar. El peso máximo que debe soportar la tubería de instrumentación es el equivalente al peso de sí misma, pues solo es un conducto por el cual se da acceso al pozo posteriormente para realizar operaciones de adquisición de datos o intervenciones mecánicas.

En el caso de un completamiento dual concéntrico encapsulado, la tubería de instrumentación además de soportar su peso debe soportar el peso de un equipo

inferior compuesto por un sistema de bombeo electrosumergible que se encuentra al interior de una cápsula, al ser sometida esta tubería a soportar pesos altos, la sarta tiende a recostarse sobre una sección axial del revestimiento durante la corrida.

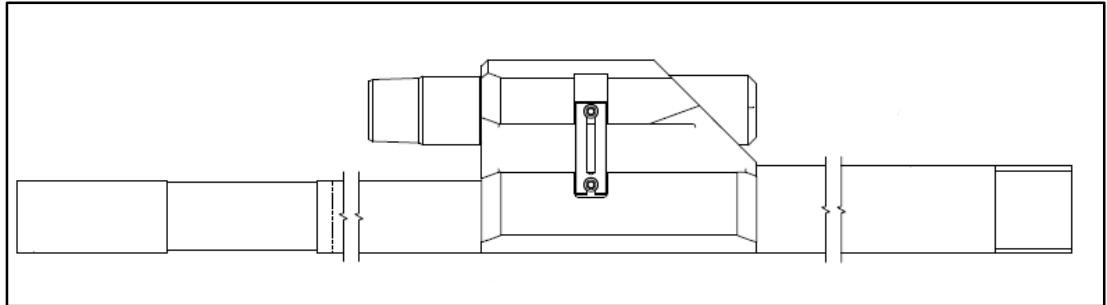
**Figura 10 Mecanismo de tubería giratoria.**



Fuente: Obtenido de RMSpumptools, disponible en internet  
“<http://www.rmspumptools.com/products/prl-swivel-sub.php>”

Para mitigar este fenómeno es necesario utilizar un bloque soporte, este está ubicado en la base de la tubería de instrumentación y el sistema electrosumergible superior y al ser una pieza robusta en acero, ayuda a distribuir las cargas sobre la sarta para que esta baje centralizada, previniendo así el arrastre de la sarta de producción con la tubería de revestimiento y evitando daños por esfuerzos mecánicos directos al *housing* del equipo o al cable de potencia. La **Figura 11**. Muestra un esquema de un bloque soporte.

**Figura 11 Bloque Soporte.**



Fuente: RMsputools.

- **Tubería By Pass (*Instrument Tube*)**

La tubería By Pass en los ensamblajes de herramienta en Y que trabajan con punta libre, funciona como acceso directo al pozo sin tener que intervenir con la posición a la cual sea instalado el sistema de bombeo electrosumergible. La tubería By Pass debe ser más larga que la longitud generada por el ensamblaje de fondo del sistema ESP, esto con el fin de prevenir que hayan enredos de cable durante las intervenciones con guaya y proveer flexión a la sarta durante la corrida de completamiento a lo largo de los Dog Leg más pronunciados. Cabe resaltar, que el único esfuerzo al que se encuentra sometida esta tubería bajo esta configuración es al peso generado por la propia tubería.

En la aplicación de un Completamiento Dual Concéntrico, la tubería By Pass cambia de rol y pasa de ser tubería de intervención a tubería de producción, motivo por el cual bajo esta configuración la tubería debe soportar la tensión de un sistema ESP inferior así como la presión interna generada por la descarga de este; por tal motivo para esta configuración se usan tuberías con roscas Premium y torque computarizado.

- **Ensamblaje de herramienta “Y” (*Y-Tool Assembly*).**

Como se dio a entender anteriormente, un ensamblaje de herramienta en Y se instala con el fin de poder realizar intervenciones mecánicas o de adquisición de datos sin la necesidad de usar equipo de workover. Esto se da gracias a que la herramienta en Y tiene la función de dividir la sarta de producción en dos brazos en forma de Y invertida<sup>11</sup>.

La herramienta en Y en sí es un ensamblaje como se describe a continuación:

- **Tubería de Manipulación (*Handling Sub*):** es un tubo de longitudes cortas (entre 6 y 12 pies dependiendo del fabricante) y distintos diámetros dependiendo de la aplicación, que cumple con la función de facilitar el izaje y manipulación del ensamblaje.
- **Bloque en Y (*Y-Block*):** consiste de un bloque en acero al carbón en forma de Y, en su extremo superior hay un puerto en donde se encuentra conectada la tubería de manipulación del ensamblaje, en su extremo inferior hay dos puertos en donde están ensamblados el brazo de bombeo así como el brazo de intervención. El brazo de bombeo hace parte de la derivación del bloque, mientras que el brazo de intervención hace parte de la continuación de la tubería de producción; el bloque en su interior debe tener perfiles suavizados con el fin de minimizar la turbulencia a la descarga del equipo electrosumergible y de esta manera atenuar las pérdidas de presión por fricción. En la **Figura 12** se muestra un esquema del Bloque en Y.
- **Tubería de Bombeo (*Pump Sub*):** al igual que la tubería de manipulación es un tubo de longitudes cortas (entre 10 y 15 pies dependiendo del fabricante), cuya

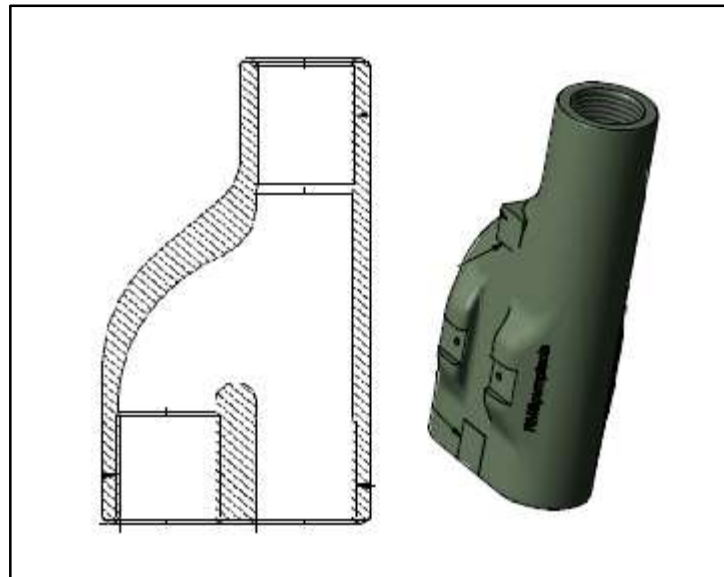
---

<sup>11</sup> RMSPUMPTOOLS. Available from internet: < <http://www.rmstpumptools.com/products/esp-bypass-system.php>>

función es darle longitud a la descarga para minimizar la turbulencia al descargar en los perfiles suavizados al interior del bloque en Y.

- **Tubería de Sección Pulida (*Polished Bore Receptacle*);** consiste en una tubería cuya cavidad interna es pulida con el fin de alojar juegos de sellos que eviten la fuga de fluidos en ese punto. Para la aplicación de un completamiento dual concéntrico cumple con la función de alojar el juego de sellos ubicados en el extremo inferior de la tubería concéntrica y de esta forma conduce la producción a través de la misma<sup>12</sup>.

**Figura 12 Bloque en Y.**



Fuente: RMSpumptools.

- **Mecanismo Telescópico de Tubería Giratoria (*Telescopic Swivel*):** consiste en un mecanismo que brinda entre 20 y 24 pulgadas de longitud de elongación con giro libre en 360°. Este mecanismo es utilizado para hacer el

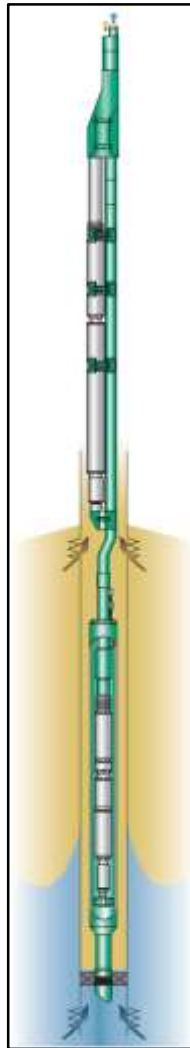
---

<sup>12</sup> BELLARBY, Óp. Cit., 484p.

espaciamiento adecuado que permita conectar el ensamblaje de herramienta en Y con la tubería By Pass.

Los equipos anteriormente descritos son una generalidad en los Completamientos Duales Concéntricos sin importar su dimensión. La **Figura 13** ilustra un diagrama de un Completamiento Dual Concéntrico Encapsulado.

**Figura 13 Diagrama General de un Completamiento Dual Concéntrico Encapsulado.**



Fuente: RMSpumptools.

Cabe resaltar que un Completamiento Dual Concéntrico Encapsulado puede estar bajo una configuración inversa o directa. En la configuración inversa los fluidos producidos provenientes de la formación inferior viajan a través del anular generado por la tubería de producción de la que descuelga la Y – Tool y la tubería concéntrica, mientras que los fluidos provenientes de la formación superior viajarán a través de la tubería concéntrica, en la configuración inversa se invierten los caminos por donde se producirán los fluidos de cada formación. Estas configuraciones se planean con base a los volúmenes producidos, en todos los casos la formación que aporte un flujo mayor, deberá ser conducida a través del espacio anular y la restante a través de la tubería concéntrica.

Como se observa en el diagrama, los fluidos que se encuentran en azul son producidos por el equipo inferior y conducidos a través del completamiento para que viajen a superficie por una tubería concéntrica que está alojada en la sección de tubería pulida (PBR) de la Y-Tool, mientras que los fluidos en amarillo son producidos por el equipo superior a través del anular generado entre las dos tuberías de producción.

### **1.2.2. Completamiento Dual Concéntrico y empaque para ESP.**

Un completamiento dual concéntrico de esta descripción utiliza una configuración de Y-Tool, Pump Support Block y Empaque para ESP, en donde el equipo ESP inferior está ubicado por debajo del empaque, el cual es asentado una vez se termina de realizar la corrida del completamiento.

Al igual que en un Completamiento Dual de Sartas Paralelas con empaque para ESP, se debe contar con los cuidados propios de instalar el equipo electrosumergible inferior en frente de los perforados así como la velocidad de flujo alrededor del motor para su adecuada refrigeración.

## 2. DETERMINACIÓN DE LAS VARIABLES QUE IMPACTAN LA PRODUCCIÓN A TRAVÉS DE LOS COMPLETAMIENTOS DUALES CONCÉNTRICOS ENCAPSULADOS.

Como se explicó en el capítulo anterior, un completamiento Dual Concéntrico produce de dos formaciones simultánea y discriminadamente a través de sartas concéntricas, sin embargo es importante resaltar la importancia en el dimensionamiento de estas sartas pues no se debe tomar como parámetro de diseño la correlación con otros pozos o sencillamente la tubería que se encuentre disponible dentro de los materiales del campo, es necesario realizar un análisis de sensibilidad previo que permita analizar el comportamiento de la producción con diámetros cuya capacidad de flujo aproveche de manera eficaz la energía que brinda el yacimiento.

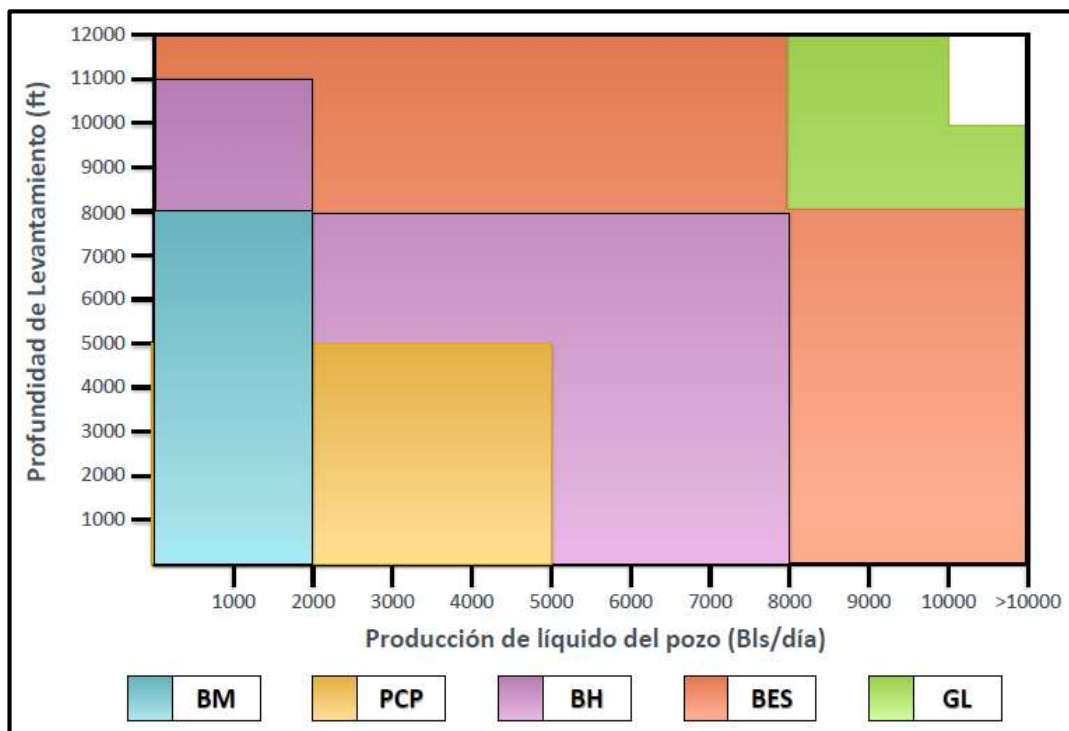
### 2.1. Selección del pozo tipo.

La selección del pozo tipo está dada por dos factores, el primero es que el sistema de levantamiento artificial escogido para producir el yacimiento sea bombeo electrosumergible (ESP) pues este tipo de completamientos (Duales Concéntricos Encapsulados) ha sido desarrollado para funcionar con este tipo de levantamiento, el segundo es el factor geométrico, pues las herramientas que componen este tipo de completamientos han sido dimensionadas para ser instaladas en tuberías de revestimiento de 9-5/8" y 7" hasta el momento.

Los Sistemas de Completamiento Dual Concéntrico Encapsulado están limitados a las condiciones de operación del sistema de bombeo electrosumergible ESP, la **Figura 14**, muestra las condiciones de operación en función de los caudales producidos y las profundidades de asentamiento para los distintos sistemas de

levantamiento artificial, además de estos parámetros de operación los sistemas ESP no están diseñados para tolerar la producción de arenas pues las partículas que entran a las etapas de la bomba generan daño al entrar en fricción con el arreglo impulsor/ difusor, no obstante es posible producir de formaciones poco consolidadas con un estricto control de arenas, para lograr esto existen sistemas que permiten filtrar el flujo en su viaje desde el yacimiento hasta el pozo de tal forma que las partículas no consolidadas queden atrapadas antes de que los fluidos producidos ocupen un espacio en la tubería de revestimiento. Por último es de suma importancia verificar el survey del pozo y evaluar la limitante de deflexión del completamiento dependiendo del fabricante.

**Figura 14. Parámetros de operación de los distintos SLA en función del caudal y profundidad.**



Fuente: Módulo de Bombeo Mecánico, Especialización en Producción de Hidrocarburos, Bogotá D.C, Erik Montes, 2015. Diapositiva número 7, color.

Bajo los aspectos anteriormente mencionados, el pozo tipo seleccionado es descrito en la **Tabla 1**.

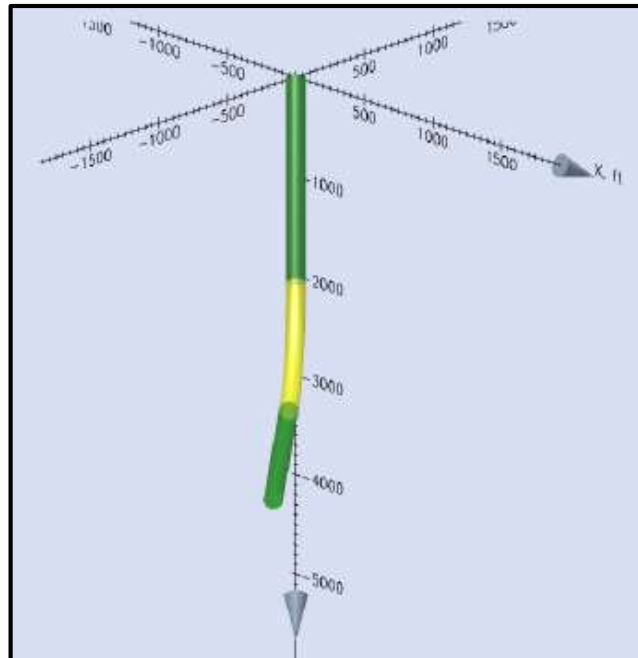
**Tabla 1 Características del pozo tipo.**

<b>CONDICIONES DE POZO TIPO</b>						
<b>PERFORACIÓN</b>	Tope	MD	TVD	Elev. Terre.	RTE	
	0 ft	5650 ft	5376 ft	439 ft	455 ft	
<b>CASING CONDUCTOR.</b>	Tope	Base	Grado	Peso	OD	ID
	0 ft	592 ft	K55	54,4 #/ft	13,375 in	12,615 in
<b>CASING INTERMEDIO OPCIÓN 1</b>	Tope	Base	Grado	Peso	OD	ID
	0 ft	5642 ft	N80	43,5 #/ft	9,625 in	8,755 in
<b>CASING INTERMEDIO OPCIÓN 2</b>	Tope	Base	Grado	Peso	OD	ID
	0 ft	5642 ft	N80	23 #/ft	7 in	6,366 in
<b>DATOS DE YACIMIENTO</b>	Litología A y B	Prof. Yac. A	Prof. Yac. B	Mecanismo de Producción Primaria		
	Arenisca	5511 ft	5631 ft	Empuje Hidráulico, Expansión Roca-Fluido		
<b>YACIMIENTO A (C5).</b>	Temp.	Pres. Yac	NHT	°API	μo@80 psig	GOR
	185 °F	2000 psi	17,5 ft	37	1,594 cp	18 scf/STB
<b>YACIMIENTO B (C7).</b>	Temp.	Pres. Yac	NHT	°API	μo@80 psig	GOR
	185 °F	2165 psi	14 ft	39,7	1,008 cp	13 scf/STB

Fuente: Compañía Operadora.

Además de las características ya nombradas, es de suma importancia tener en cuenta la orientación del pozo, el pozo tipo fue perforado en dirección Noreste, esta información es de vital importancia para planear la orientación del cable de potencia para que no presente arrastre durante la corrida de los equipos y de esta forma no incurrir en fallas prematuras. En la **figura 15** se muestra un esquema de dirección de pozo.

**Figura 15 Esquema de dirección de pozo tipo.**



Fuente: Compañía Operadora.

## **2.2. Diseño del Sistema de Bombeo Electrosumergible.**

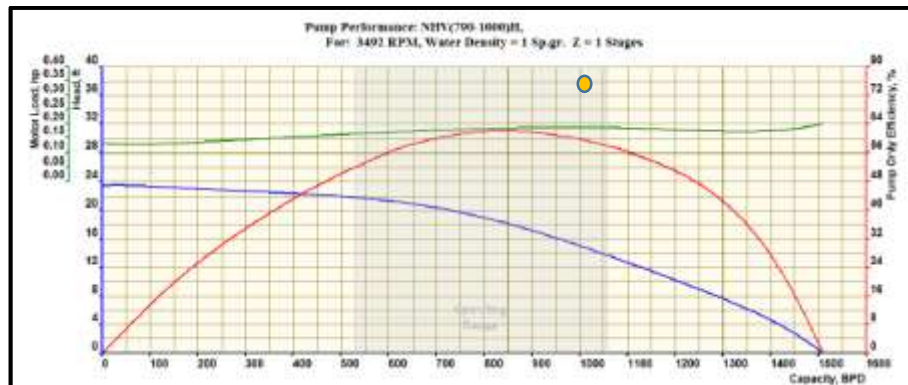
Bajo las condiciones de operación anteriormente descritas la compañía operadora propone un diseño de bombeo electrosumergible que se adecue tanto a las limitantes geométricas impartidas por las herramientas del completamiento dual como a los requerimientos de potencia y eficiencia energética. A continuación se describen las consideraciones de diseño:

- Formación Superior (C5)
  - Presión requerida en cabeza (WHP): 100 psia
  - Índices de productividad a evaluar: 0,7 – 1,2
  - Diámetro interno de asentamiento del equipo: 8,599 inch
  - Caudal deseado: 1000 BFPD

- Nota: El equipo se instala en paralelo con una Y-Tool cuya tubería de By Pass es de 2-7/8”.

Para el diseño del equipo encargado de producir la formación superior es posible utilizar equipos de la serie 400 o 500 (4 o 5 pulgadas de diámetro respectivamente), sin embargo como los caudales a producir en esta formación no superan los 2.000 barriles de fluido por día, es posible optimizar el consumo energético del sistema utilizando un equipo de la serie 400 que permite transmitir la energía suficiente al fluido en el subsuelo para que este llegue a superficie con 100 psi y pueda ser transportado hacia las facilidades de superficie. La **Figura 16** muestra la curva de rendimiento del equipo seleccionado para producir la formación superior.

**Figura 16 Curva de rendimiento de la bomba seleccionada (177 etapas) para manejar los volúmenes aportados por la formación superior (C5).**



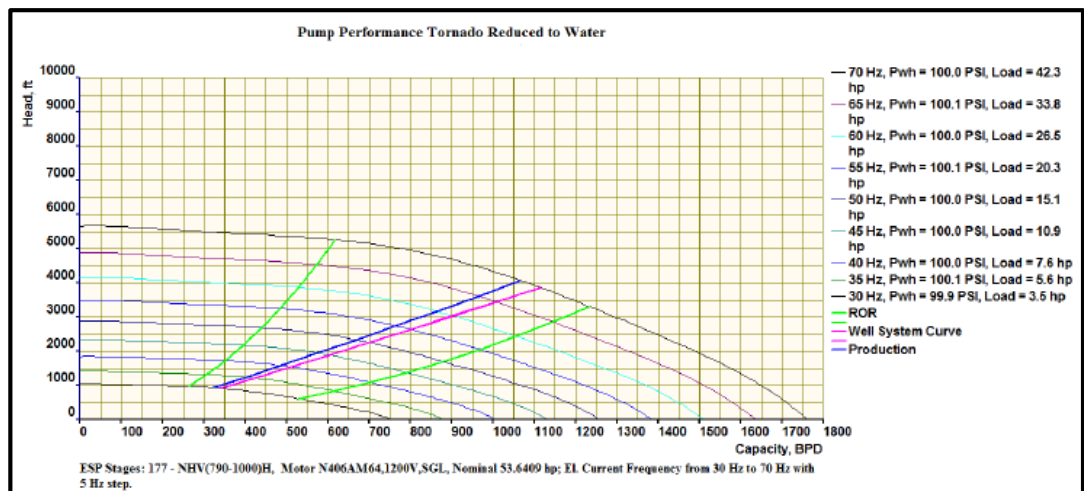
Fuente: Compañía Operadora.

Como se observa claramente en la figura 16, para un caudal de 1000 barriles de fluido por día cada etapa puede desplazar una cabeza estática de aproximadamente 15 ft, de igual manera para estas condiciones de producción el punto de operación se localiza en el rango óptimo de eficiencia de la curva de la bomba.

Además de evaluar la curva de rendimiento de la bomba es necesario evaluar la capacidad de la bomba en función de la frecuencia de operación del motor en Hertz,

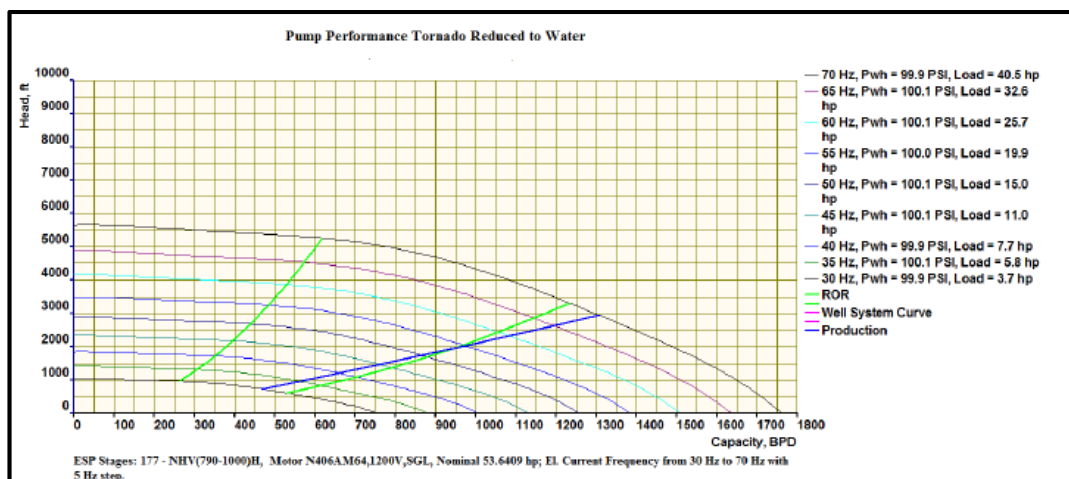
las Figuras 17 y 18 muestran curvas multifrecuencia que predicen el comportamiento de la producción a distintas velocidades, teniendo como referencia producir fluidos bajo índices de productividad de 0,7 Bbls/d/psi y 1,2 Bbls/d/psi respectivamente.

**Figura 17 Curva multifrecuencia de la bomba seleccionada para un IP=0,7 - BS&W=15% y THP=100psi.**



Fuente: Compañía Operadora.

**Figura 18 Curva Multifrecuencia de la bomba seleccionada para un IP=1,2 - BS&W=15% y THP=100psi.**



Fuente: Compañía Operadora.

En la **Tabla 2** se muestran los distintos valores de eficiencia energética, potencia requerida y producción en función de la de la frecuencia de operación del motor estableciendo Índices de Productividad de 0,7 Bbls/d/psi y 1,2 Bbls/d/psi.

**Tabla 2 Variación de la producción y consumo en función de la frecuencia de operación del motor a IP=0,7 y 1,2 Bbls/d/psi.**

Frecuencia (Hz)	Producción (BFPD)		PIP (psi)		HP		KVA		Kwh	
	IP=0,7	IP=1,2	IP=0,7	IP=1,2	IP=0,7	IP=1,2	IP=0,7	IP=1,2	IP=0,7	IP=1,2
30	317	463	1567	1637	4,7	4,9	4,3	4,6	3,5	3,7
40	484	656	1332	1479	10	10,3	9,3	9,6	7,5	7,7
50	667	864	1073	1308	20,2	20,2	18,8	18,7	15,1	15
60	862	1081	796	1128	35,5	34,5	33,2	32,1	26,5	25,7

Fuente: Compañía Operadora.

De acuerdo a la información suministrada por las figuras y tablas se puede observar que la formación superior debe ser producida bajo un índice de productividad igual 0,7 Bbls/d/psi con el equipo de bombeo propuesto para obtener la producción deseada variando la frecuencia del motor de 30 Hz a 70 Hz dentro de los límites operativos, si se desea producir de esta zona bajo un índice de productividad igual a 1,2 Bbls/d/psi se puede observar que el equipo después de los 55 Hz supera el límite superior de operación (upthrust), si se opera el equipo de esta manera se puede incurrir en un aterrizaje prematuro del motor por incremento de temperatura o fallas directas a las etapas de la bomba por fricción contra los cojinetes superiores en cada etapa. Por último se determina una profundidad de intake de 5241 pies para garantizar sumergencia y presión en cabeza.

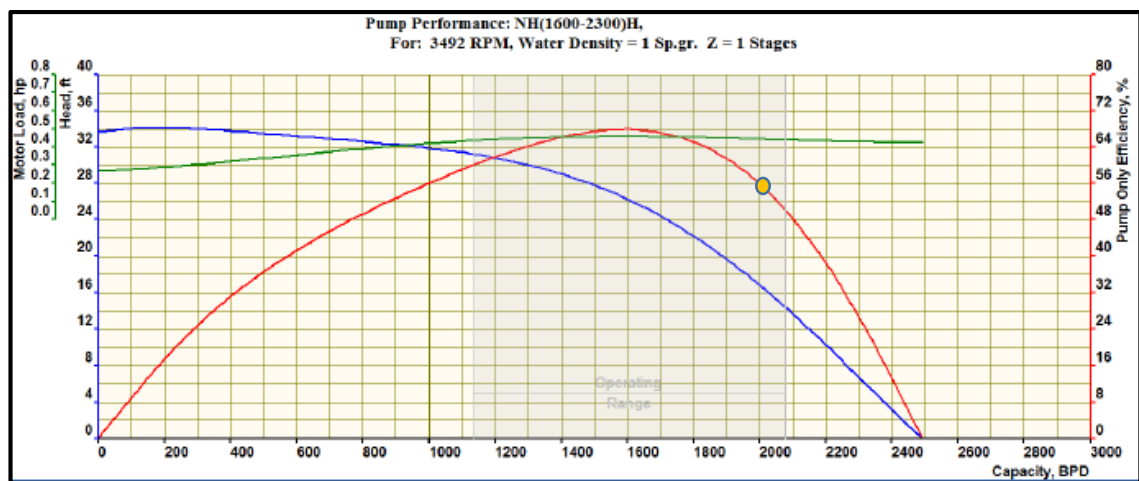
- Formación Inferior (C7)
  - Presión requerida en cabeza (WHP): 100 psia
  - Índices de productividad a evaluar: 0,8 – 3,0 – 4,5

- Diámetro interno de asentamiento del equipo: 6,151 inch
- Nota: El equipo se instala al interior de un encapsulamiento de revestimiento de 7 pulgadas.

Para el diseño del equipo encargado de producir la formación inferior se requiere un sistema que sea capaz de suministrar energía para producir caudales entre los 1.500 y 2.100 barriles; la limitante geométrica con la que cuenta este equipo es el drift del cuerpo del encapsulamiento (Revestimiento de 7" 26#, Drift= 6,151 inch), por eficiencia energética se determina la corrida de un equipo de la serie 400 (4 pulgadas de diámetro) que pueda manejar los volúmenes deseados utilizando menos energía que un equipo de la serie 500. La **Figura 19** muestra la curva de rendimiento del equipo seleccionado para producir la formación inferior.

Como se observa claramente en la figura 19, para un caudal de 2000 barriles de fluido por día cada etapa puede desplazar una cabeza estática de aproximadamente 16 ft, de igual manera para estas condiciones de producción el punto de operación se localiza en el rango óptimo de eficiencia de la curva de la bomba.

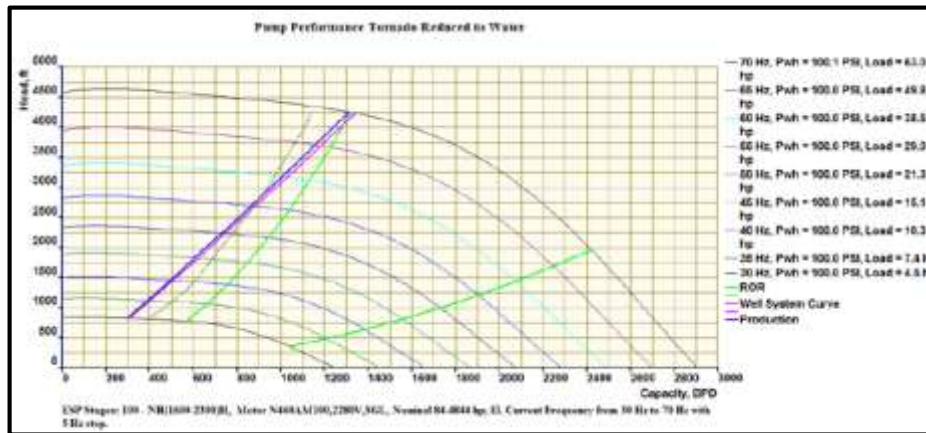
**Figura 19 Curva de rendimiento de la bomba seleccionada (1000) etapas para manejar los volúmenes aportados por la formación inferior (C7).**



Fuente: Compañía Operadora.

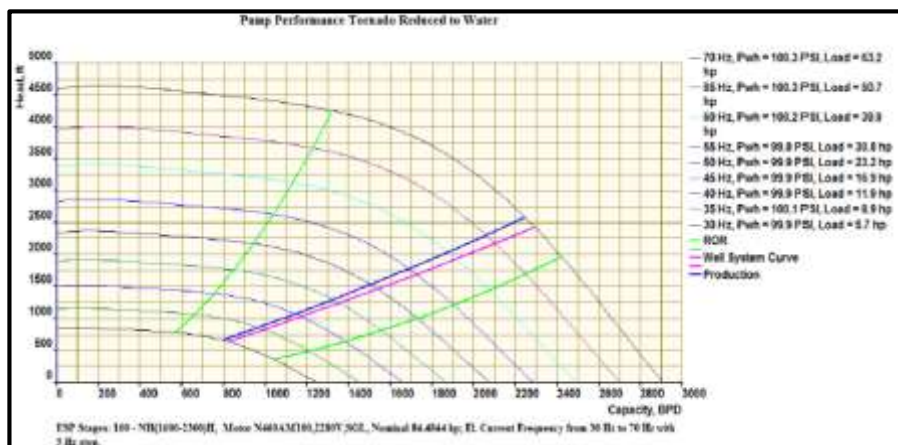
Además de evaluar la curva de rendimiento de la bomba es necesario evaluar la capacidad de la bomba en función de la frecuencia de operación del motor en Hertz, las **Figuras 20, 21 y 22** muestran curvas multifrecuencia que predicen el comportamiento de la producción a distintas velocidades, teniendo como referencia producir fluidos bajo índices de productividad de 0,8 Bbls/d/psi, 3,0 Bbls/d/psi y 4,5 Bbls/d/psi respectivamente.

**Figura 20 Curva Multifrecuencia de la bomba seleccionada para un IP=0,8 - BS&W=70% y THP=100psi.**



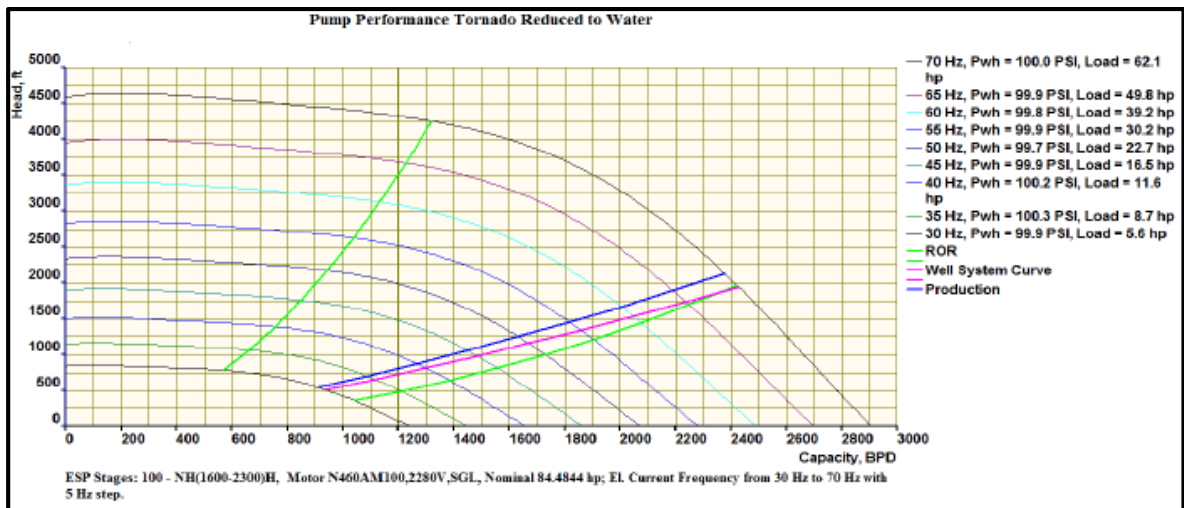
Fuente: Compañía Operadora.

**Figura 21 Curva Multifrecuencia de la bomba seleccionada para un IP=3,0 - BS&W=70% y THP=100psi.**



Fuente: Compañía Operadora.

**Figura 22 Curva Multifrecuencia de la bomba seleccionada para un IP=4,5 - BS&W=70% y THP=100psi.**



Fuente: Compañía Operadora.

En la **Tabla 3** se muestran los distintos valores de eficiencia energética, potencia requerida y producción en función de la de la frecuencia de operación del motor estableciendo Índices de Productividad de 0,8 Bbls/d/psi, 3,0 Bbls/d/psi y 4,5 Bbls/d/psi.

**Tabla 3 Variación de la producción y consumo en función de la frecuencia de operación del motor a IP= 0,8 - 3,0 - 4,5 Bbls/d/psi.**

Frecuencia (Hz)	Producción (BFPD)			PIP (psi)			HP			KVA			Kwh		
	IP=0,8	IP=3,0	IP=4,5	IP=0,8	IP=3,0	IP=4,5	IP=0,8	IP=3,0	IP=4,5	IP=0,8	IP=3,0	IP=4,5	IP=0,8	IP=3,0	IP=4,5
30	292	790	906	1781	1884	1947	6,1	7,6	7,5	5,7	7,1	7	4,6	5,7	5,6
40	491	1141	1264	1533	1768	1868	13,8	15,9	15,6	12,8	14,8	14,5	10,3	11,9	11,6
50	730	1504	1632	1235	1648	1787	28,5	31,1	30,4	26,6	29	28,3	21,3	23,2	22,7
60	1007	1873	2003	889	1526	1705	51,5	53,5	52,5	48	49,8	49	38,4	39,9	39,2

Fuente: Compañía Operadora.

De acuerdo a los tres escenarios planteados para producir la formación inferior C7 con índices de productividad de 0,8, 3,0 y 4,5 Bbls/d/psi se tiene que con 0,8 no es recomendable producir el pozo pues con este índice la bomba produciría por debajo de los límites inferiores de operación (downthrust) lo que generaría desgaste directo a thrust bearing de los sellos y se incurriría en aterrizajes prematuros del motor por contaminación en el aceite dieléctrico.

Para un índice de productividad igual a 4,5 Bbls/d/psi se tiene que el equipo de fondo funciona dentro del rango óptimo de operación, sin embargo se observa que a altas frecuencias, el equipo de bombeo llega a tocar los límites superiores de operación (upthrust) por lo que se limitaría a producir el pozo a bajas frecuencias. Por último para un valor de 3,0 Bbls/d/psi se observa un comportamiento adecuado de operación pues la producción no supera los límites operacionales. Por último se determina una profundidad de intake de 5348 pies para garantizar sumergencia y presión en cabeza requerida.

### **2.3. Propuesta del Completamiento Dual Concéntrico Encapsulado.**

De acuerdo a los diseños de levantamiento propuestos para las formaciones superior e inferior y la operación en el punto óptimo del sistema de levantamiento, se propone un esquema de bombeo electrosumergible que trabaje con unos índices de productividad iguales a 0,7 y 3,0 Bbls/d/psi respectivamente.

#### **2.3.1. Completamiento utilizado en el equipo superior.**

La formación superior (C5) también tiene problemas de migración de finos, para este problema se propone un empaquetamiento con grava, no obstante un empaquetamiento con grava está regido por un estudio de distribución de tamaño

de partícula, motivo por el cual el empaquetamiento no atrapa todas las partículas que viajen en el flujo desde el yacimiento hacia el pozo.

El tratamiento de este problema es delicado, pues las partículas que no sean atrapadas por el empaquetamiento con grava se van a depositar directamente en el tope del empaque que separa las formaciones y el espacio anular generado entre el encapsulamiento y la tubería de revestimiento se llenará de arena.

Por tal motivo se hace necesario tomar medidas de prevención que operacionalmente aseguren que los equipos electrosumergibles así como el completamiento van a ser recuperados en futuros cambios de sarta o reacondicionamientos, pues la pesca de equipos electrosumergibles resulta ser una operación dispendiosa y costosa.

Para garantizar que los equipos sean recuperados se instala una junta de seguridad al final, después del Ensamblaje localizador sellante, de esta manera en futuras intervenciones si se registra mucha tensión la sarta se romperá por la junta de seguridad y los equipos no serán sometidos a esfuerzos por tensión que pueden resultar en ruptura de sarta por encima del encapsulamiento.

La **Tabla 4** muestra la configuración propuesta para completar la formación superior con equipo electrosumergible.

### **2.3.2. Completamiento utilizado para el equipo inferior.**

El equipo inferior se instala bajo un sistema de encapsulamiento, para este pozo tipo se propone la configuración mostrada en la **Tabla 5**. Para el diseño del completamiento inferior se debe considerar que la formación que se pretende producir (C7) al igual que la formación superior (C5) es poco consolidada y existe migración de finos desde el yacimiento hasta la tubería de revestimiento. Para este

problema se propuso realizar tratamiento a la matriz por medio de un tren de fluidos que ayudan compactar los granos, previniendo así que estos entren a las etapas del equipo electrosumergible.

**Tabla 4** Configuración con Y-Tool para el equipo superior.

<i>ITEM</i>	<i>DESCRIPCIÓN</i>
1	Extension Joint
2	Handling Sub
3	Y-Tool Assembly
4	By Pass Extension
5	Telescopic Swivel 20" Stroke
6	2-7/8" By Pass Tubing
7	By Pass Neck Clamps
8	Pump Support Block
9	Extension Sub
10	Tubing Swivel
11	Blast Joint
12	Stinger (Two Seal Units)
13	PBR Sealbore
14	1.812" Sealbore NippleType "R"
15	Check Valve
16	Sub Discharge
17	Bolt-on Head
18	PUMP NH(790-1000) 83 STG
	PUMP NH(790-1000) 84 STG
19	Gas Separator
20	PROTECTOR
21	MOTOR
22	Prong
23	Downhole sensor
24	Wellhead Penetrator
25	Wellhead Penetrator
26	Wellhead X-mas tree

**Tabla 5** Configuración de Encapsulamiento para el equipo inferior.

ITEM	DESCRIPCIÓN
1	<i>Handling Sub</i>
2	<i>7" Shroud Hanger c/w Spin Collar</i>
3	<i>Extension Sub</i>
4	<i>2.75" Tubing Nipple</i>
5	<i>Pup Joint</i>
6	<i>Check Valve</i>
7	<i>Pup Joint</i>
8	<i>Sub Discharge</i>
9	<i>Bolt-on Head</i>
10	<i>PUMP NH(1600-2300)</i>
11	<i>INTAKE</i>
12	<i>PROTECTOR</i>
13	<i>MOTOR</i>
14	<i>Downhole sensor</i>
15	<i>7" MOTOR GUIDE</i>
16	<i>Shroud Adapter</i>
17	<i>Casing Joint drift = 6.151"</i>
18	<i>Shroud Crossover</i>
19	<i>Production Tubing</i>
20	<i>Junta de Seguridad</i>
21	<i>Production Tubing</i>
22	<i>Blast Joint</i>
23	<i>Pup Joint</i>
24	<i>2.75" Non Ported Seating Nipple "R"</i>
25	<i>Locator Seal Assembly</i>
26	<i>9-5/8" Packer Sealbore</i>
27	<i>Packer Penetrator</i>

#### 2.4. Variables que impactan la producción a través de los Completamientos Duales Concéntricos Encapsulados.

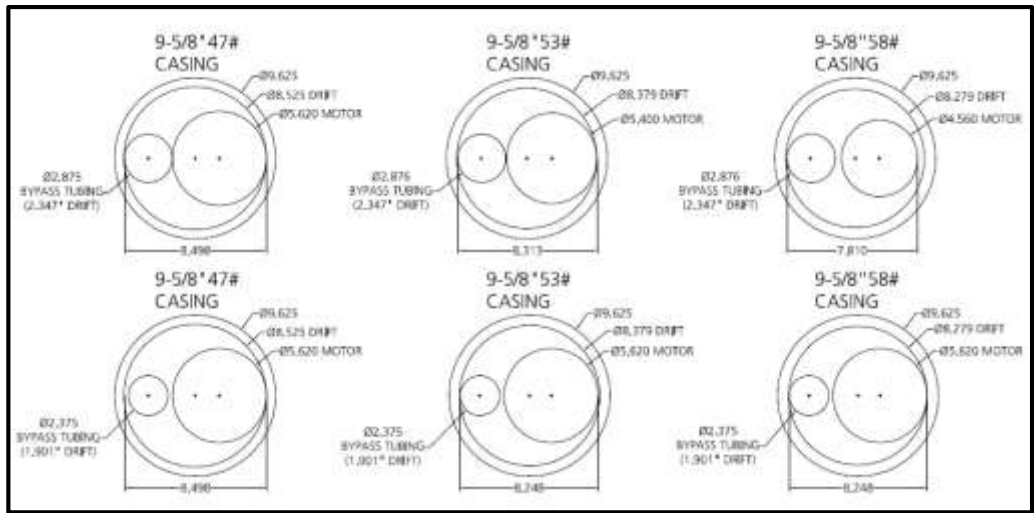
De acuerdo a los equipos y las configuraciones previamente explicadas en este capítulo se pueden establecer las siguientes condiciones:

- El equipo de bombeo electrosomergible que se debe instalar en un pozo con tubería de revestimiento de 9-5/8" debe ser de la serie 400 o 500, en el encapsulamiento como en la Y-Tool, esto debido a la limitante geométrica que tiene el completamiento, sin embargo es necesario realizar un análisis de consumo energético para determinar qué equipo es más favorable para operar bajo las condiciones del pozo tipo. El tipo de tubería By Pass debe ser seleccionado únicamente bajo el criterio geométrico. En la **figura 23** se ilustran las posibles combinaciones de equipo y tubería de By Pass en función de la densidad lineal de la tubería de revestimiento de 9-5/8".
- En pozos con tubería de revestimiento de 7" los equipos a instalar deben ser de la serie 300 o 400, esto por limitaciones geométricas, en la **figura 24** se ilustran las posibles combinaciones de equipo y tubería de By Pass en función de la densidad lineal de la tubería de revestimiento de 7", sin embargo al igual que en el caso de tuberías de revestimiento de 9-5/8" es necesario realizar un análisis de consumo energético para determinar qué equipo es más favorable para operar bajo las condiciones del pozo tipo.
- Debido a que para el pozo tipo las condiciones de presión y temperatura no varían al cambiar el diámetro de la tubería de revestimiento, el análisis realizado es válido en ambos tamaños.

Tomando como premisa estas acotaciones, se tiene que las variables que impactan la producción a través de estos completamiento son:

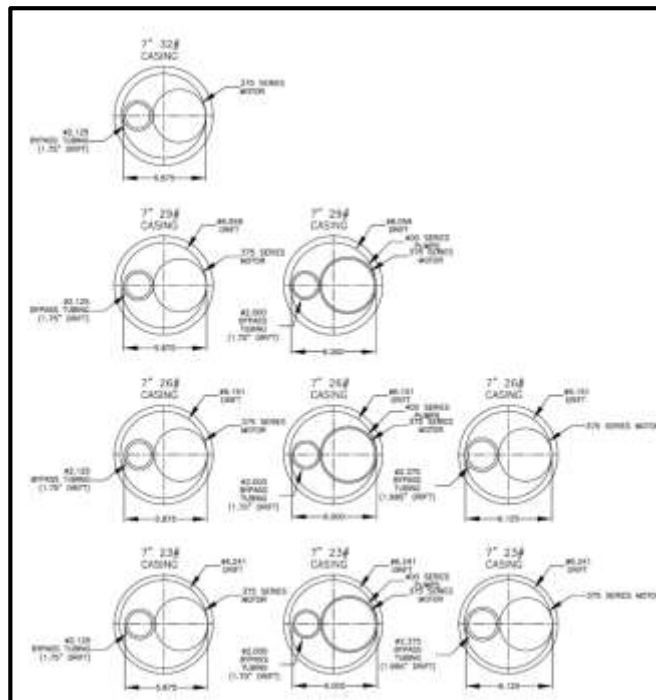
- a) Diámetro de flujo anular (Tubería Anular)
- b) Diámetro de flujo concéntrico (Tubería Concéntrica)
- c) Frecuencias de operación del equipo de bombeo.

**Figura 23** Configuraciones Equipo ESP/ By Pass Tubing en función de la densidad lineal de la tubería de revestimiento de 9-5/8".



Fuente: RMSpumptools.

**Figura 24** Configuraciones Equipo ESP/ By Pass Tubing en función de la densidad lineal de la tubería de revestimiento de 7".



Fuente: RMSpumptools.

### **3. SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN A TRAVÉS DE UN COMPLETAMIENTO DUAL CONCÉNTRICO ENCAPSULADO.**

A lo largo de los capítulos anteriores se explicó qué es un Completamiento Dual Concéntrico Encapsulado, de qué está compuesto y cuál es el equipo de bombeo que se utiliza bajo condiciones de operación específicas. En este capítulo se simulara el comportamiento de la producción a través de este tipo de completamientos.

Para realizar este análisis se utiliza software especializado que permita simular las condiciones de flujo en diferentes escenarios, en este caso puntual se utilizara la herramienta PIPESIM de la compañía Schlumberger. Es importante tener en cuenta que debido a que cada formación es producida de manera independiente con equipos de bombeo distintos, el modelamiento en el software se maneja como si fuesen dos pozos diferentes con equipos de levantamiento artificial independientes.

Debido a que se quiere analizar cuál es el comportamiento de la producción variando diámetros de tuberías y parámetros operacionales del equipo dinámico seleccionado, el nodo solución fijado para el desarrollo de este análisis es el punto medio de las perforaciones en el centro de pozo.

#### **3.1. Modelamiento del Completamiento Superior (formación C5).**

La formación superior es la unidad de flujo C5 perteneciente a la formación carbonera, las propiedades de yacimiento de esta unidad son descritas en la **Tabla 6.**

**Tabla 6 Propiedades de Yacimiento Unidad de Flujo Carbonera C5.**

Presión de Yacimiento	2100 psia
Punto de Burbuja	100 psia
Corte de Agua	15%
GOR	80 scf/STB
Factor Volumétrico de Formación.	1,062
Temperatura	185°F
Profundidad Media Perforados.	5511ft MD
Espesor Neto de Hidrocarburos Prom.	17,5ft TVD
Gravedad Específica Agua	1,07
°API	37

Fuente: Compañía Operadora.

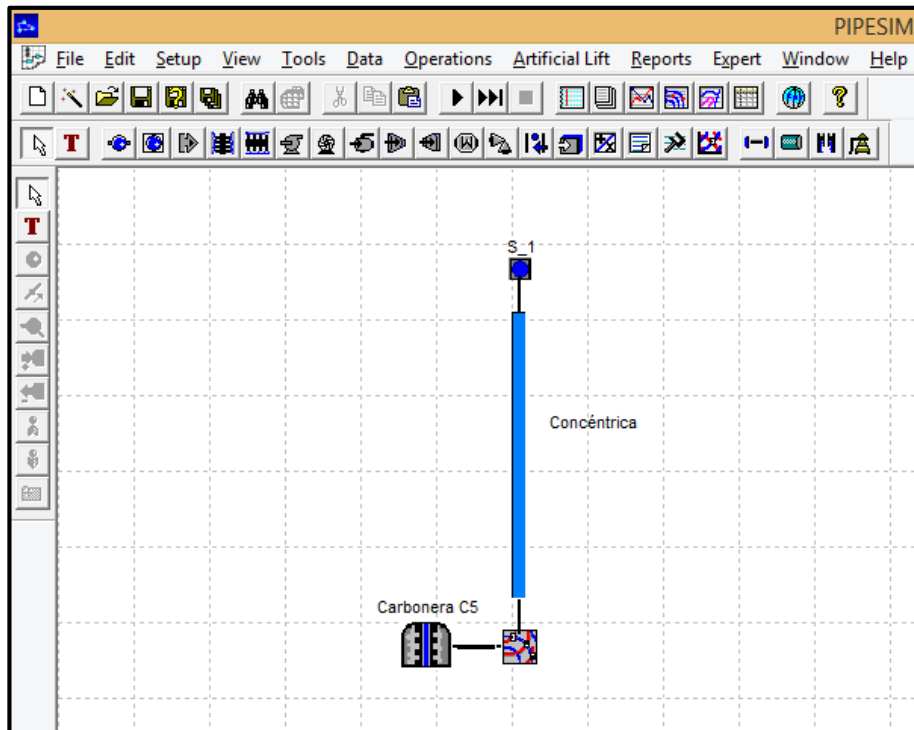
Como se mencionó en el numeral anterior, cada formación se comportará como un pozo independiente, por lo que para el primer modelamiento se debe insertar un completamiento vertical y dado que el nodo solución será justo en frente a las perforaciones se debe colocar inmediatamente a continuación un punto de análisis nodal, se fija un nodo frontera en superficie que representara el cabezal y se conectan estos elementos por medio de tubería de producción. La **Figura 25** muestra el esquema detallado.

Se debe empezar por especificar las condiciones de completamiento de pozo, en donde además de especificar los parámetros básicos de yacimiento estableceremos el modelo IPR a utilizar, debido a que en este caso puntual el contenido de gas es sumamente bajo se utiliza el modelo “*Well PI*”, el índice de productividad a trabajar será de 0,7 STB/d/psi como se estableció en el capítulo 2.

Después de especificar las condiciones de yacimiento es necesario definir un modelo de fluido de acuerdo a las propiedades que se tengan en campo, la **Figura**

26 muestra la interface para definición de modelo de fluido “Black Oil Properties” y la definición de datos de calibración avanzada “Advanced Calibration Data”.

**Figura 25 Esquema detallado de modelamiento en simulador para la unidad de flujo superior C5.**

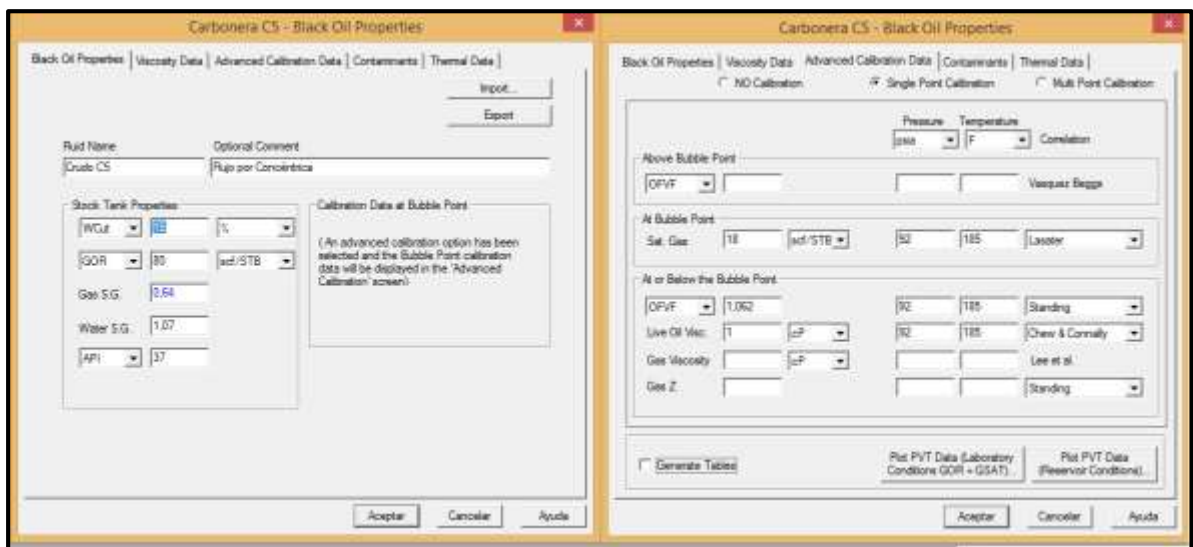


Es importante tener en cuenta que debido a la ausencia de gas significativo en este pozo tipo, se trabajará con la gravedad específica del gas predeterminada por el programa.

Una vez definidos los parámetros de completamiento es necesario introducir el modelo de sarta de producción inicial, para esto se selecciona la tubería de producción entre el punto de análisis nodal y el nodo frontera, Lo primero que se debe especificar es modelo de tubería, existen dos modelos, un modelo detallado en donde se debe cargar todo el survey de pozo y se debe especificar punto a punto los cambios de diámetro en la tubería de producción; también existe un modelo de

tubería simple en donde sencillamente se especifican las profundidades de la válvula de seguridad, inicio y finalización de construcción de ángulo, profundidad de asentamiento del sistema de levantamiento artificial y profundidades de cambio de diámetro en la sarta. La **figura 27** muestra la definición del modelo de la tubería de producción para el pozo tipo en el completamiento superior.

**Figura 26 Definición de Modelo de Fluido y Datos de Calibración Avanzada en el Completamiento Superior.**



Una vez definido el modelo de tubería se debe cargar al software el diseño de equipo electrosumergible definido en el capítulo 2, cabe resaltar que la interface PIPESIM requiere como dato de entrada el fabricante del equipo, sin embargo la compañía operadora no especifica algún fabricante puntual, motivo por el cual se trabajara con equipos REDA que tengan los parámetros más próximos a los establecidos por la compañía operadora (790 a 1000 BPD, 177 etapas). La **Figura 28** muestra los parámetros de diseño cargados al software.

Debido a que la producción de la formación superior será conducida a través de la tubería concéntrica se especifican diámetros de 2,441" (ID 2-7/8") desde superficie hasta 5154 pies y 1,995" (ID 2-3/8") de 5154 hasta 5188 que equivale a la longitud

del *blast joint* que enfrentara el flujo proveniente de C7 de acuerdo a lo establecido en el capítulo 2.

**Figura 27 Definición de modelo de tubería de producción concéntrica.**

The screenshot shows the 'Tubing - Concéntrica' window with the following settings:

- Preferred Tubing Model:** Simple Model
- Datum MD:** 0 ft
- Ambient Temperature:** 60 F
- SSSV (Optional):** MD (empty) ft, ID (empty) inches
- Kick Off MD:** 1196 ft
- Artificial Lift (Optional):** Lift Type: ESP, MD: 5169 ft
- Perforations:** 5511 ft MD, 5230 ft TVD, 185 F Temperature
- Angle (deg):** 20,791503
- Tubing Sections (#1 required, others optional):**

	From MD:	To MD:	ID
Tubing #1...	0	5154	2,441
Tubing #2...	5154	5188	1,995
Tubing #3...	5188		
Tubing #4...			

Buttons: Summary Table, Properties..., Convert to 'Detailed Model', Aceptar, Cancelar, Ayuda.

**Figura 28 Equipo ESP simulado.**



### 3.2. Modelamiento del Completamiento Inferior (formación C7).

La formación inferior es la unidad de flujo C7, al igual que la formación superior, perteneciente a la formación carbonera, las propiedades de yacimiento de esta unidad son descritas en la **Tabla 7**.

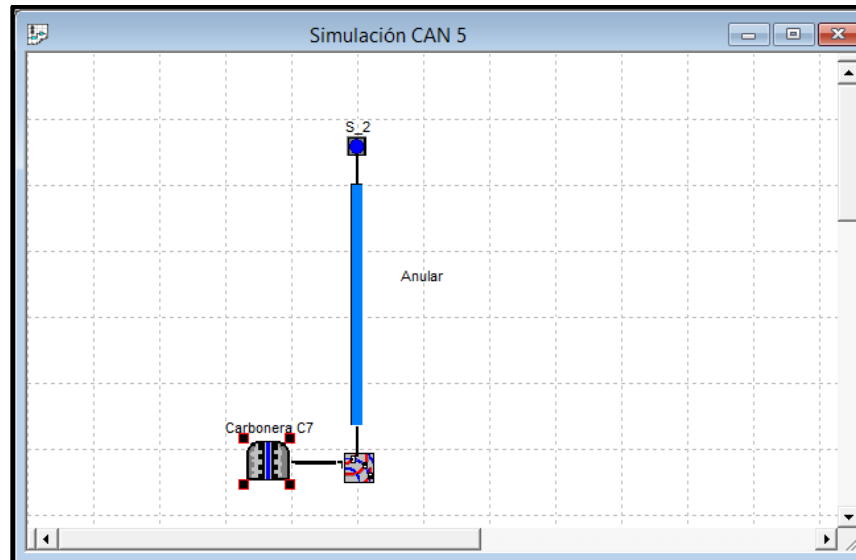
**Tabla 7 Propiedades de Yacimiento Unidad de Flujo Carbonera C7.**

Presión de Yacimiento	2250 psia
Punto de Burbuja	100 psia
Corte de Agua	70%
GOR	80 scf/STB
Factor Volumétrico de Formación.	1,065
Temperatura	185°F
Profundidad Media Perforados.	5631ft MD
Espesor Neto de Hidrocarburos Prom.	14ft TVD
Gravedad Específica Agua	1,07
°API	39,7

Fuente: Compañía Operadora.

Para el modelamiento de este completamiento se sigue la misma metodología aplicada para el completamiento superior. La **Figura 29** muestra un esquema detallado del modelamiento para el completamiento inferior.

**Figura 29 Esquema detallado de modelamiento en simulador para la unidad de flujo inferior C7.**

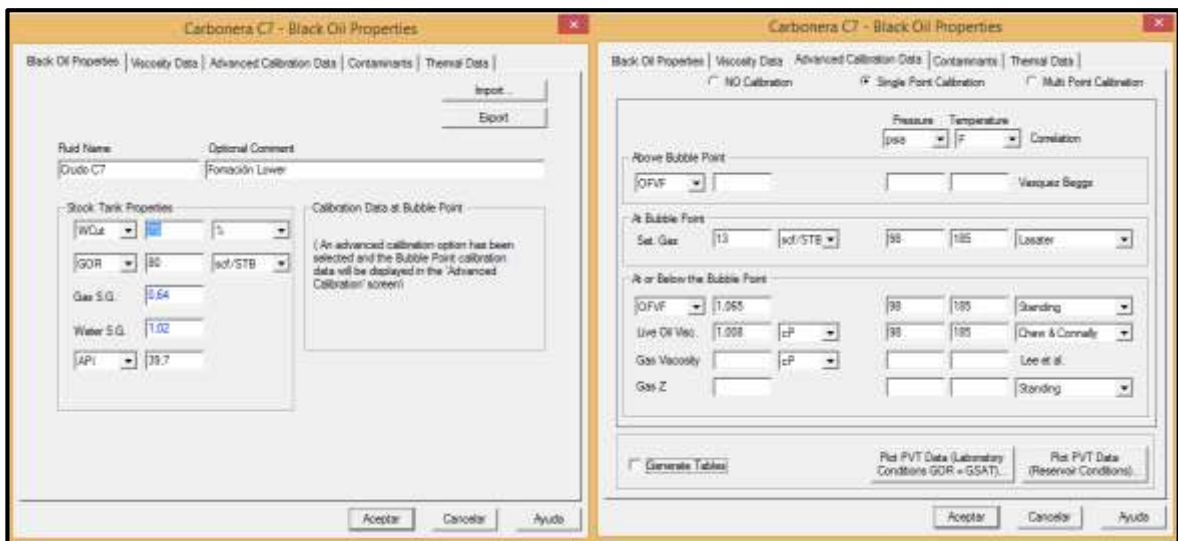


Al igual que en el completamiento superior, el modelo de IPR utilizado para la simulación será *“Well PI”*, y el índice de productividad a trabajar será de 3,0 STB/d/psi de acuerdo a lo establecido en el capítulo 2. La **Figura 30** muestra la interface para definición de modelo de fluido *“Black Oil Properties”* y la definición de datos de calibración avanzada *“Advanced Calibration Data”*.

Para el modelamiento de la tubería de producción del completamiento inferior es necesario tener en cuenta que el flujo atraviesa por tres diámetros distintos, el primer diámetro es de 2,441” y comprende desde 5322 a 5177 pies, esta longitud está compuesta por la tubería de extensión del sistema de encapsulamiento atravesando el bloque soporte, la tubería de By Pass y finalizando en el bloque en Y, el segundo diámetro es el espacio anular generado entre el diámetro interno de la tubería de 4-1/2” 12,75# y el diámetro externo de la tubería concéntrica 2-7/8”

6,4# desde los 5177 hasta los 5161 pies, esta longitud comprende la tubería de manipulación del ensamblaje Y-Tool, por último el espacio anular generado entre el diámetro interno de la tubería de revestimiento de 5-1/2" 17# y el diámetro externo de la tubería anular de 2-7/8" 6,4# que comprende la extensión de la sarta de producción hasta superficie. La **Figura 31** muestra la tubería cargada al software.

**Figura 30 Definición de Modelo de Fluido y Datos de Calibración Avanzada en Completamiento Inferior.**



Para el diseño del equipo de bombeo electrosumergible se seleccionan los equipos más similares al equipo dinámico propuesto por la compañía operadora. La **figura 32** muestra los parámetros de diseño cargados al software.

Figura 31 Definición de modelo de tubería de producción anular.

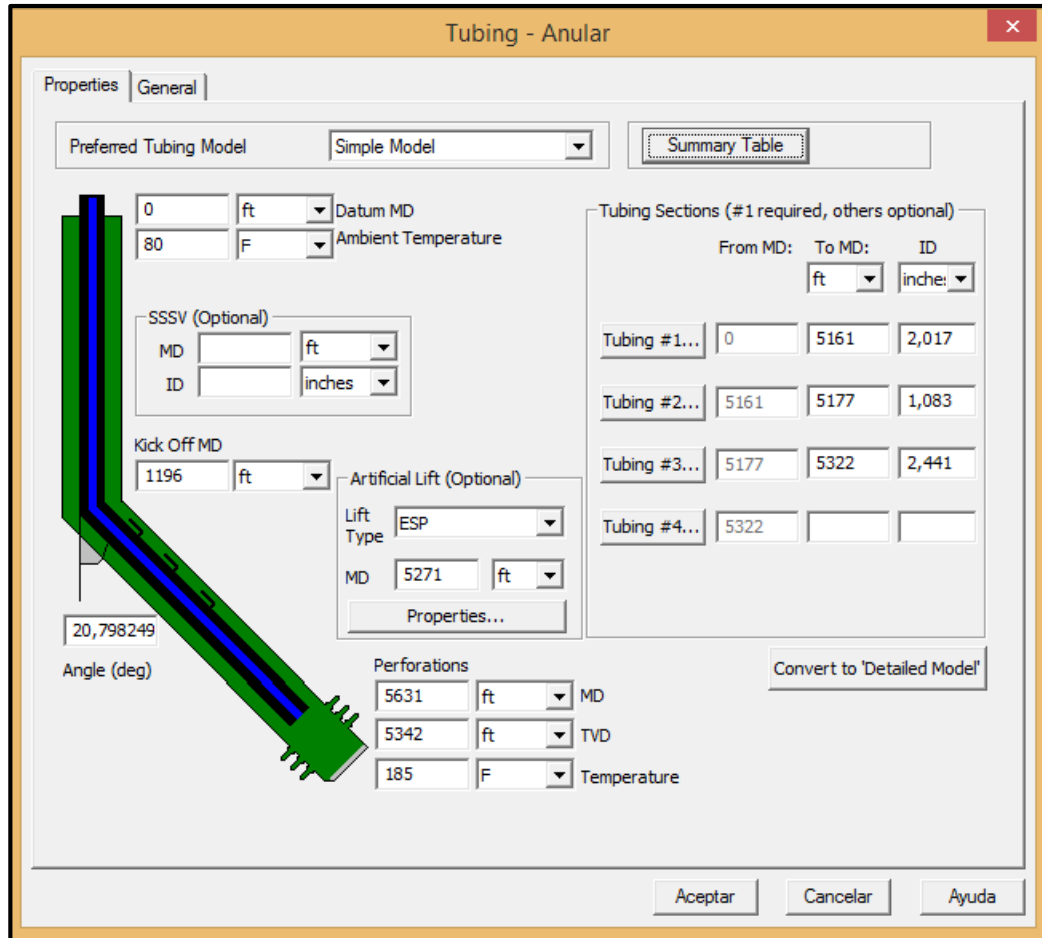
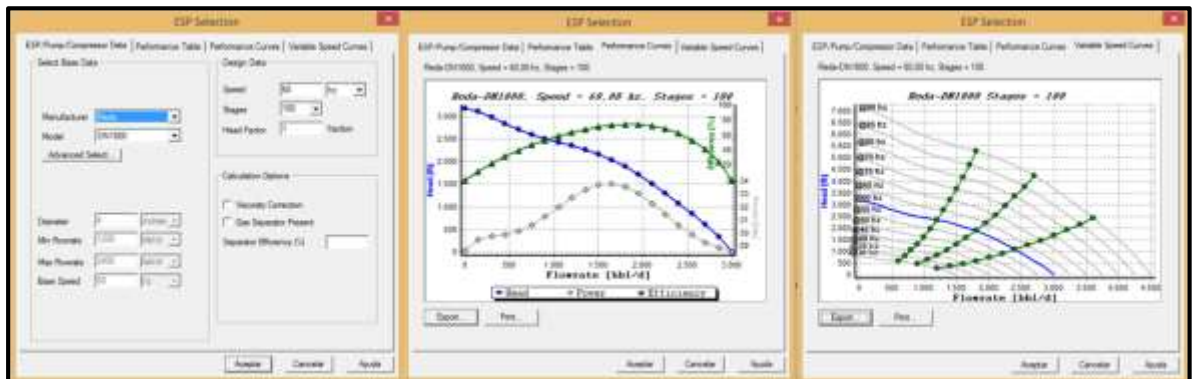


Figura 32 Equipo ESP inferior simulado.



### **3.3. Análisis de sensibilidad de las variables que impactan la producción en un completamiento dual concéntrico (formaciones C5 y C7).**

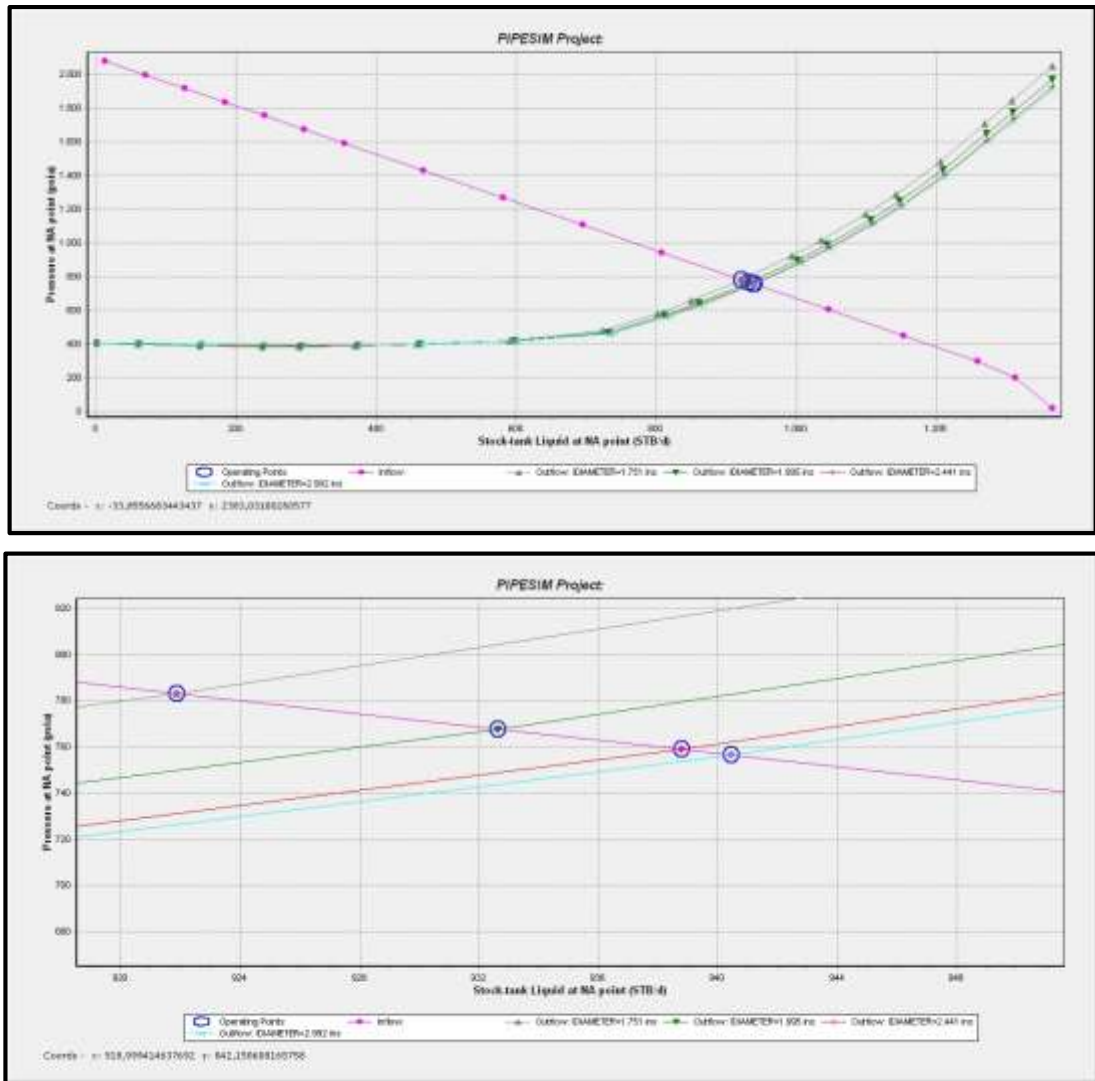
La metodología utilizada para evaluar el comportamiento de la producción a través de todo el completamiento consiste en variar las tres variables que impactan la producción para observar cómo se comporta el outflow y evaluar el desplazamiento del intercepto en la gráfica.

Para esto, primero se debe seleccionar el modelo que se va a analizar (tubería concéntrica o anular), una vez seleccionado se debe ir al módulo de análisis nodal en la pestaña de operaciones, allí se despliega una ventana que muestra dos secciones, la primera es la sección de inflow, en donde es posible introducir distintos valores de índice de productividad, temperaturas o presiones estáticas, esto con el fin de evaluar los comportamientos de la producción a distintas tasas de aprovechamiento de energía, sin embargo como se explicó en el capítulo dos se trabajaran con los índices de productividad establecidos (0,7 para C5 y 3,0 para C7), esto con el fin de mantener el equipo de bombeo en la zona óptima de operación. La segunda sección será la sección objetivo de este análisis nodal pues se variará el outflow en función de los diámetros de la tubería de producción y las distintas frecuencias de operación del equipo electrosumergible.

#### **3.3.1. Análisis de sensibilidad variando diámetros de tubería de producción (formaciones C5 y C7).**

En primer lugar se seleccionó el modelo que correspondiente a la formación superior C5 que lleva por nombre “*Concéntrica*” y se despliega la ventana de análisis nodal, allí en la sección de outflow se introducen 4 diámetros internos de tuberías comerciales de producción, 3-1/2” 9,3#, 2-7/8” 6,4#, 2-3/8” 4,6# y 2-1/16 3,25#. La **figura 33** muestra los datos introducidos al software.

**Figura 33 Variación de diámetros de tubería de producción concéntrica.**



Como se puede observar en la gráfica, para la formación superior cuya producción es conducida a través de la tubería concéntrica, con una bomba de 172 etapas a 60 Hz de frecuencia, la mayor producción obtenida es de 940,46 STB/d con tubería de OD= 3-1/2”, la **tabla 8** muestra los distintos valores de producción resultantes del análisis de sensibilidad al cambio de diámetro de tubería concéntrica.

**Tabla 8** Producción resultante a través de distintos diámetros evaluados para la tubería concéntrica.

OD tubería de Producción	Producción (STB/d)	Presión en el Punto de Análisis Nodal
2-1/16"	921,88	783,04
2-3/8"	932,64	767,66
2-7/8"	938,81	758,84
3-1/2"	940,46	756,48

Como se puede observar en la tabla 8 la diferencia en volúmenes producidos entre la tubería de producción comercialmente más pequeña y más grande es de 18,58 STB/d operando el equipo electrosumergible a 60 Hz.

Para el completamiento inferior el análisis de sensibilidad en los diámetros debe ser detallado cuidadosamente, pues el área de flujo es equivalente a la diferencia que existe entre el diámetro interior de la tubería anular (revestimiento de 5-1/2" o 4-1/2") y la tubería concéntrica (2-1/16", 2-3/8", 2-7/8" o 3-1/2"). La **tabla 9** muestra el diámetro efectivo de flujo en función de los distintos arreglos de tuberías de producción.

Al igual que en el equipo superior, se debe desplegar la ventana de análisis nodal y en la sección de "Outflow" se debe especificar que la variable cambiante es el diámetro interno de la tubería de producción No.1 de acuerdo a los datos cargados en el modelo de tubería. En este caso analizaremos dos diámetros de tubería anular, cada uno combinado con los cuatro diámetros de tubería concéntrica analizada para la producción de la formación C5. La **figura 34** muestra el desplazamiento del intercepto con la curva de "Inflow" construida con un índice de productividad de 3,0 STB/d/psi.

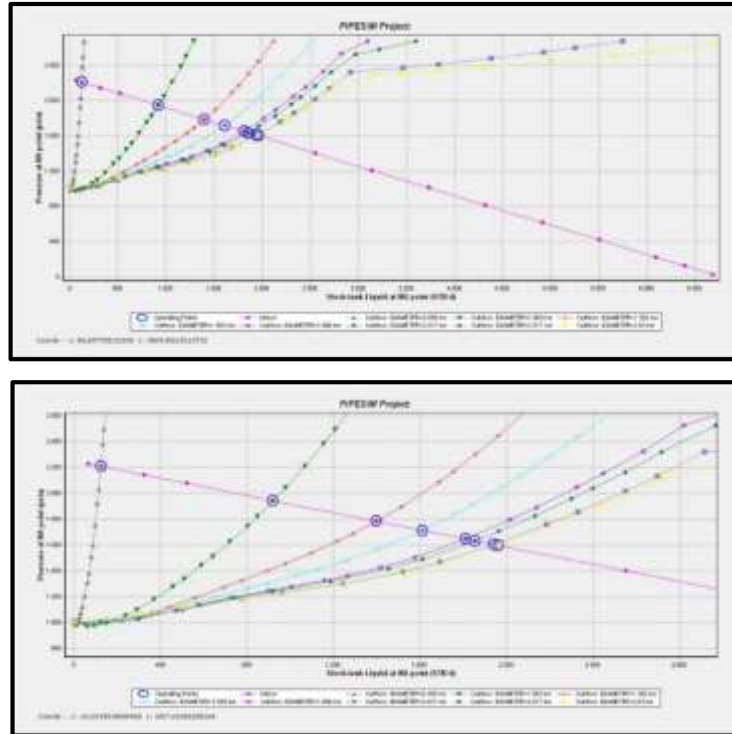
**Tabla 9 Diámetro Efectivo de Flujo.**

<b>Id<sub>csg</sub>-Od<sub>tbg</sub></b>	<b>D<sub>eff</sub> flujo</b>
5-1/2"-3-1/2"	1,392
5-1/2"-2-7/8"	2,017
5-1/2"-2-3/8"	2,517
5-1/2"-2-1/16"	2,830
4-1/2"-3-1/2"	0,458
4-1/2"-2-7/8"	1,083
4-1/2"-2-3/8"	1,583
4-1/2"-2-1/16"	1,896

Como se puede apreciar en la tabla 9 la configuración de tuberías que menos restricción presenta al flujo anular es la que está compuesta por tubería de producción concéntrica de 2-1/16" y tubería de revestimiento anular de 5-1/2", mientras que la producción más restringida se encuentra en la configuración que está compuesta por tubería de producción concéntrica de 3-1/2" y tubería de revestimiento anular de 4-1/2".

Como se puede observar en la figura 34, la combinación de tubería anular de 5-1/2" y 2-1/16" es la que mayor área de flujo brinda para el flujo de fluidos desde el subsuelo hasta la superficie, con una bomba serie 400 de 100 etapas a 60 Hz. La **tabla 10** muestra los distintos valores de producción resultantes del análisis de sensibilidad al cambio de diámetro efectivo de flujo anular.

**Figura 34 Variación de diámetros de tubería de producción anular.**



**Tabla 10 Producción resultante a través de distintos diámetros efectivos de flujo por tubería anular.**

OD's Anular	Producción (STB/d)	Presión en el Punto de Análisis Nodal
4-1/2"-3-1/2"	124,58	2.208,47
4-1/2"-2-7/8"	920,39	1.943,21
5-1/2"-3-1/2"	1.397,34	1.784,22
4-1/2"-2-3/8"	1.610,97	1.713,01
4-1/2"-2-1/16"	1.809,31	1.646,90
5-1/2"-2-7/8"	1.852,46	1.632,51
5-1/2"-2-3/8"	1.940,44	1.603,19
5-1/2"-2-1/16"	1.960,48	1.596,51

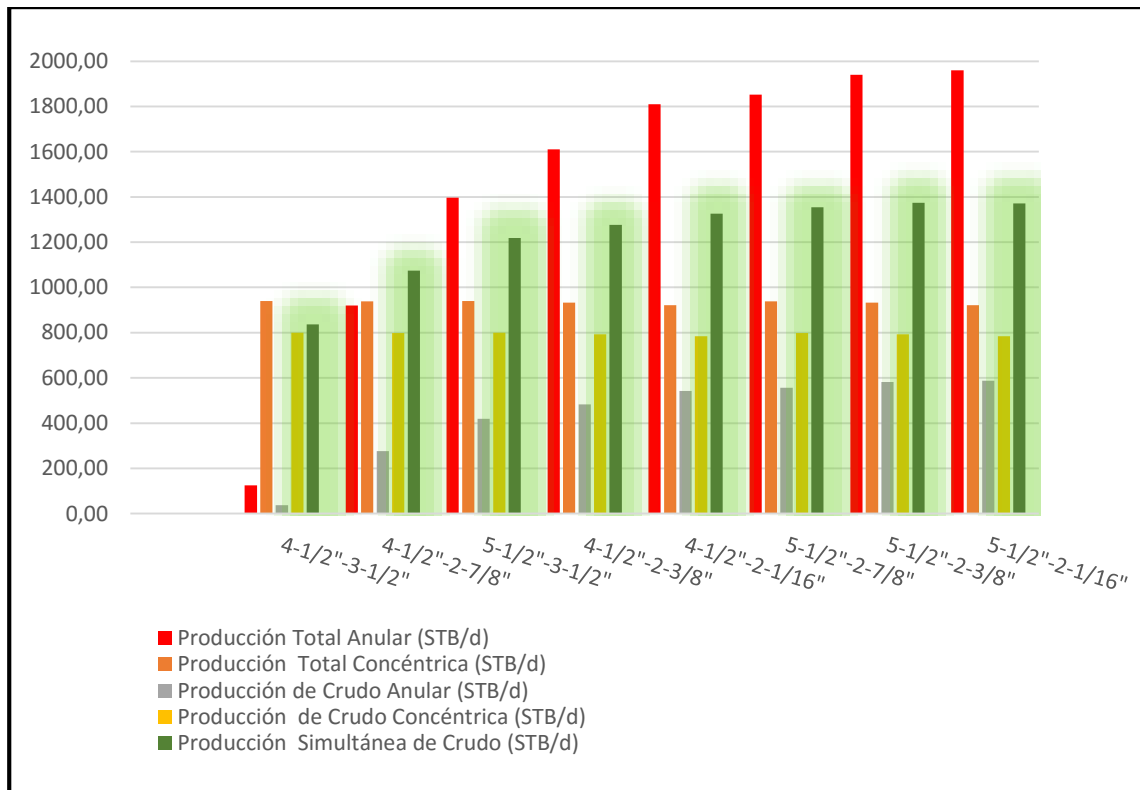
Evaluando los análisis de sensibilidad realizados sobre ambas zonas de interés, es necesario liquidar los volúmenes netos de crudo para realizar la sumatoria de volúmenes de aceite neto y de esta forma determinar cuál es la configuración más eficiente para recuperar la mayor cantidad de petróleo posible con un Completamiento Dual Concéntrico Encapsulado. La **Tabla 11** muestra los distintos volúmenes de crudo obtenidos con cada arreglo así como el volumen neto de crudo producido a través de un Completamiento Dual Concéntrico en un revestimiento de 9-5/8" 43,5#.

**Tabla 101 Producción de crudo neta en función de las distintas configuraciones de tuberías de producción concéntrica y anular.**

OD's Anular	Producción Total Anular (STB/d)	Producción Total Concéntrica (STB/d)	Producción de Crudo Anular (STB/d)	Producción de Crudo Concéntrica (STB/d)	Producción Simultánea de Crudo (STB/d)
4-1/2"-3-1/2"	124,58	940,46	37,38	799,39	836,77
4-1/2"-2-7/8"	920,38	938,81	276,11	797,99	1074,10
5-1/2"-3-1/2"	1397,34	940,46	419,20	799,39	1218,60
4-1/2"-2-3/8"	1610,97	932,64	483,29	792,75	1276,04
4-1/2"-2-1/16"	1809,31	921,88	542,79	783,59	1326,39
5-1/2"-2-7/8"	1852,46	938,81	555,74	797,99	1353,73
5-1/2"-2-3/8"	1940,44	932,64	582,13	792,75	1374,88
5-1/2"-2-1/16"	1960,48	921,88	588,14	783,59	1371,74

La **figura 35** muestra un consolidado de los volúmenes producidos, en donde al igual que la tabla 10 se puede ver que la configuración más adecuada para producir la mayor cantidad de crudo es la que está compuesta por una tubería anular de 5-1/2" y una tubería concéntrica de 2-3/8".

**Figura 35 Consolidado de volúmenes producidos en el pozo tipo a distintas configuraciones de tubería de producción.**



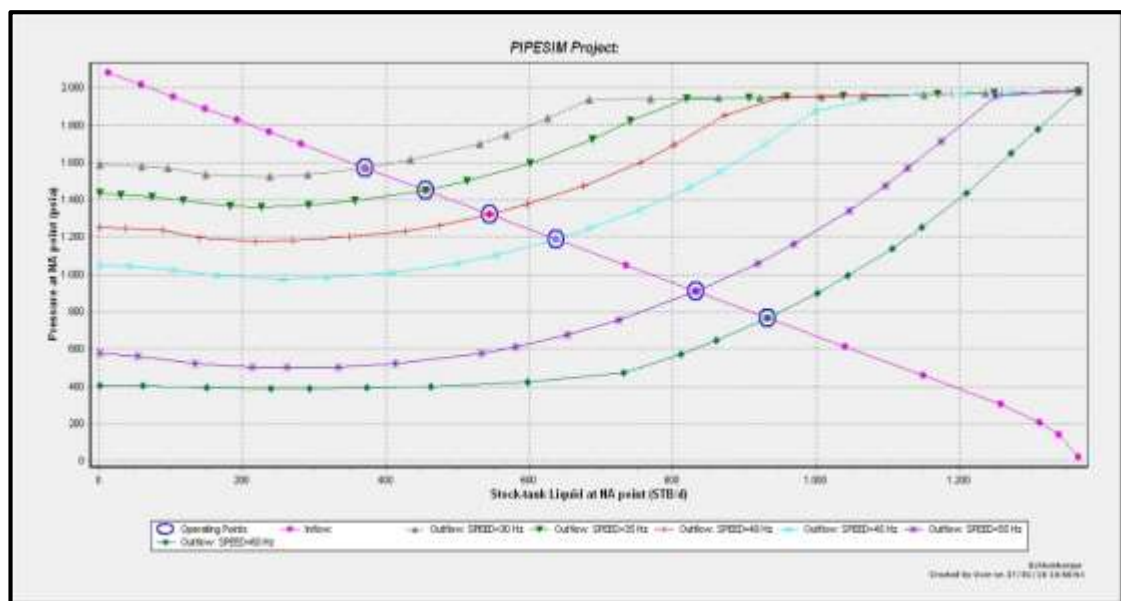
### 3.3.2. Análisis de sensibilidad variando frecuencias de operación en los equipos de bombeo (formaciones C5 y C7).

Para evaluar la frecuencia óptima de operación es necesario tener en cuenta las curvas de operación de las bombas seleccionadas para saber cuál es el límite operativo con el que dispone el equipo de bombeo. Cabe resaltar que este análisis de sensibilidad no es estimativo, su finalidad sencillamente es evaluar el comportamiento del equipo de bombeo a distintas velocidades de giro.

La **figura 36** muestra la producción a distintas frecuencias de bombeo a través de la mejor opción de sarta concéntrica deducida en el numeral anterior (2-3/8" 4,6#). En la gráfica se puede observar claramente que el comportamiento de la producción

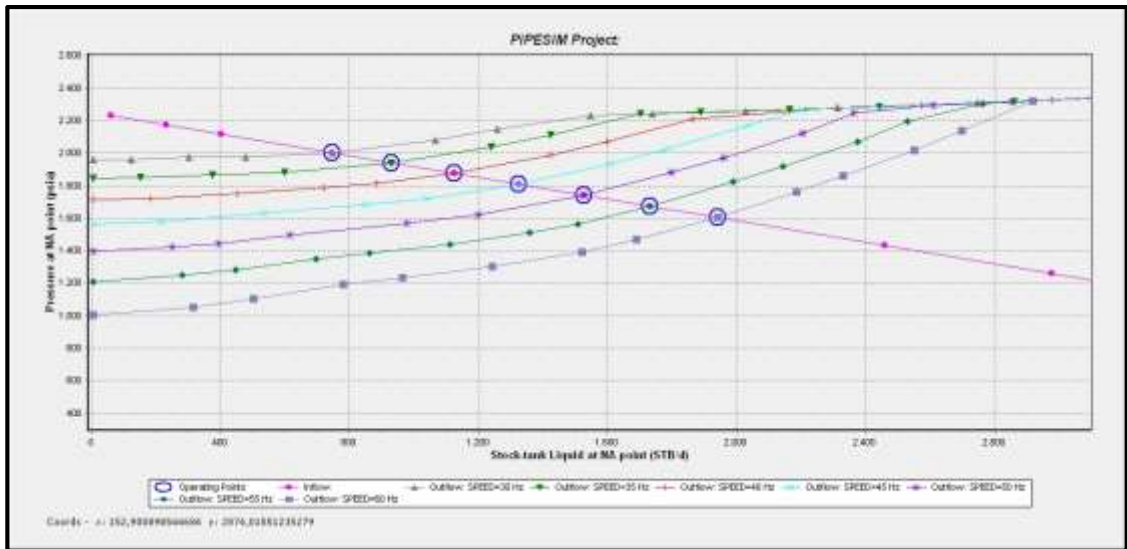
es directamente proporcional a la frecuencia, de acuerdo a este comportamiento y teniendo en cuenta la curva multifrecuencia para el equipo que producirá C5, se aconseja producir a una frecuencia de 60Hz, de esta manera se garantiza que el equipo de bombeo estará trabajando dentro de los límites operativos y maximizando la producción.

**Figura 36 Análisis de sensibilidad de la producción a varias frecuencias de bombeo a través de la tubería de 2-3/8" 4,6#.**



La **figura 37** muestra la producción a distintas frecuencias de bombeo a través de la mejor opción de sarta anular deducida en el numeral anterior (5-1/2" y 2-3/8" 4,6#). En la gráfica se puede observar claramente que el comportamiento de la producción es directamente proporcional a la frecuencia, de acuerdo a este comportamiento y teniendo en cuenta la curva multifrecuencia para el equipo que producirá C5, se aconseja producir a una frecuencia de 60Hz, de esta manera se garantiza que el equipo de bombeo estará trabajando dentro de los límites operativos y maximizando la producción.

**Figura 37 Análisis de sensibilidad de la producción a varias frecuencias de bombeo a través del anular generado entre tubería de 5-1/2" y 2-3/8".**



En síntesis, se puede concluir que para ambos equipos se puede trabajar con la frecuencia eléctrica estándar con la que se trabaja en Colombia (60 Hz) obteniendo un caudal de producción más óptimo para la explotación de ambas formaciones encontradas en este pozo. Sin embargo es necesario el uso de variadores de frecuencia, pues el arranque de los sistemas de bombeo electrosumergible debe ser progresivo ya que si se inician estos sistemas a altas velocidades se corre el riesgo de partir los ejes que conectan todos los componentes del sistema (Sellos, *Intake* y bombas).

## 4. ANÁLISIS FINANCIERO.

Aunque los completamientos duales concéntricos son alternativas viables para la explotación de dos yacimientos de manera simultánea, es de suma importancia evaluar las variables de impacto al AFE (por sus siglas en inglés “*Authorized for Expenditure*”) del proyecto. En este capítulo se hará una breve comparación en primer lugar entre los costos que implican instalar este sistema con cada tipo de tubería de producción y la repercusión directa que estos tienen sobre los distintos volúmenes producidos y en segundo lugar entre un sistema de completamiento convencional con el que pueda producir progresivamente las formaciones de interés (completamiento sencillo selectivo), un sistema Dual de Sartas Paralelas y el sistema objeto de este estudio un Completamiento Dual Concéntrico encapsulado.

Por último se realizara un análisis utilizando el método “*Payback*” con el fin de determinar el tiempo con el cual se recupera la inversión. Para realizar esta estimación se utilizará la siguiente expresión.

$$\text{Payback} = (\text{Inversión Inicial})/(\text{Flujo efectivo anual})$$

### 4.1. Análisis Cuantitativo de ingresos por volúmenes producidos.

La **Tabla 12** muestra el flujo de caja generado por producción a partir de las distintas configuraciones de tubería anular y concéntrica. El precio del barril utilizado para cuantificar la producción en dólares fue de 32,27, valor promedio del mes de Enero de año 2016.

Como se mencionó al comienzo del presente estudio, el criterio de selección de la tubería concéntrica y anular de un completamiento Dual Concéntrico en la mayoría de los casos está estrechamente ligado a los materiales disponibles en la bodega

de materiales del campo más no a la eficiencia de flujo que tengan las diversas configuraciones de sarta, en la mayoría de los casos para los pozos del campo objetivo de este estudio se escoge tubería concéntrica de 2-7/8". La diferencia entre elegir una tubería de 2-7/8" y una de 2-3/8" en flujo son 21,15 barriles de crudo por día y en dinero tomando como precio base USD32,27 son USD684,61 al día, proyectados al año son USD246.460,23 que se dejan de percibir al escoger una tubería de producción concéntrica de 2-7/8".

**Tabla 11 Flujo de caja generado por producción a través de un completamiento Dual Concéntrica.**

Configuraciones Tuberías	Producción Simultánea de Crudo (STB/d)	Precio Producción (USD)
4-1/2"-3-1/2"	836,77	\$27.086,18
4-1/2"-2-7/8"	1074,10	\$34.768,69
5-1/2"-3-1/2"	1218,60	\$39.445,94
4-1/2"-2-3/8"	1276,04	\$41.305,31
4-1/2"-2-1/16"	1326,39	\$42.935,18
5-1/2"-2-7/8"	1353,73	\$43.820,16
5-1/2"-2-3/8"	1374,88	\$44.504,77
5-1/2"-2-1/16"	1371,74	\$44.403,15

#### **4.2. Costos de implementación de un Sistema de Completamiento sencillo selectivo con Y-Tool.**

Los sistemas de completamiento sencillo selectivo con bombeo electrosumergible consisten en una Y-Tool y una sarta de empaques que separa las formaciones de interés, entre empaques se localizan camisas de circulación que son activadas por herramientas de "Slickline" y se abren en función del agotamiento de la formación

a producir. Los costos asociados a este tipo de completamiento se muestran en la **tabla 13**.

**Tabla 12 Costos asociados a un completamiento sencillo selectivo con Y-Tool.**

COMPONENTE	COSTO UNITARIO (USD)	CANT. (UN)	TOTAL (USD)
Tubería de producción 3-1/2" 9,2#	10 /ft	5.500 ft	55.000
Empaques	30.000	3	90.000
Equipo ESP	400.000	1	400.000
Camisas de Circulación	5.000	2	10.000
Perfil de asentamiento (" <i>Landing Nipple</i> ")	3.000	1	3.000
Y-Tool	40.000	1	40.000
<b>TOTAL</b>			<b>598.000</b>

Fuente: Compañía operadora.

Asumiendo un precio promedio del barril de crudo de USD 32,37 y una producción diaria de 700 barriles (por producir una formación a la vez), los ingresos producto de los volúmenes producidos al año son de USD 8'270.535. Utilizando la metodología "*Payback*" se tiene que el tiempo de retorno de la inversión es de 0,9 meses.

#### **4.3. Costos de implementación de un Sistema de Completamiento Dual con sartas paralelas.**

Como se explicó en el primer capítulo, el completamiento dual con sartas paralelas, brinda la posibilidad de producir dos formaciones independientemente y de manera simultánea mediante la instalación de dos tuberías de producción instaladas de

forma paralela. Los costos asociados a este tipo de completamiento se muestran en la **tabla 14**.

**Tabla 13 Costos asociados a un completamiento Dual con Sartas Paralelas.**

COMPONENTE	COSTO UNITARIO (USD)	CANT. (UN)	TOTAL (USD)
Tubería de producción 3-1/2" 9,2#	10 /ft	11.000 ft	110.000
Empaques	80.000	1	80.000
Equipo ESP	320.000	2	640.000
Perfil de asentamiento (" <i>Landing Nipple</i> ")	3.000	2	6.000
<b>TOTAL</b>			<b>836.000</b>

Fuente: Compañía operadora.

Asumiendo un precio promedio del barril de crudo de USD 32,37 y una producción diaria de 1.500 barriles (asumiendo además que no hubiese problemas geométricos y utilizando sartas de 2-7/8"), los ingresos producto de los volúmenes producidos al año son de USD 17'722.575. Utilizando la metodología "*Payback*" se tiene que el tiempo de retorno de la inversión es de 0,6 meses.

#### **4.4. Sistema de Completamiento Dual Concéntrico Encapsulado.**

El sistema de Completamiento Dual Concéntrico Encapsulado, como se ha venido mencionando en el desarrollo del presente trabajo permite el aprovechamiento de dos formaciones productoras de manera simultánea utilizando una tubería de revestimiento de 4-1/2" o 5-1/2" como tubería de producción anular y una tubería de producción concéntrica cuyas dimensiones puede variar de 2-1/16 a 3-1/2". Debido a que la configuración resultante de este estudio muestra que la distribución más

eficiente de tubería para la producción de las formaciones encontradas en este pozo tipo es tubería anular de 5-1/2” y concéntrica de 2-3/8” realizaremos la estimación de costos con dicha configuración y la configuración actualmente utilizada. Los costos asociados a este tipo de completamiento en ambas configuraciones se muestran en las **tablas 15 y 16**.

**Tabla 14 Costos asociados a un completamiento Dual Concéntrico Encapsulado con tubería concéntrica de 2-3/8”.**

<b>COMPONENTE</b>	<b>COSTO UNITARIO (USD)</b>	<b>CANT. (UN)</b>	<b>TOTAL (USD)</b>
Tubería de producción Anular 5-1/2” 17#	25 /ft	5.500 ft	137.500
Tubería de producción Concéntrica 2-3/8” 4,6#	7 /ft	5.500ft	38.500
Empaques	80.000	1	80.000
Equipo ESP	320.000	2	640.000
Herramientas para Completamiento Dual (Y-Tool, Bloque soporte y Encapsulamiento, servicio técnico)	500.000	1	500.000
<b>TOTAL</b>			<b>1'396.000</b>

Fuente: Compañía operadora.

Para el sistema de completamiento dual concéntrico es necesario aplicar la metodología “*Payback*” en el escenario actual de producción y en el escenario de producción propuesto por medio de análisis nodal. Al igual que en los casos anteriores se asume un precio promedio del barril de USD 32,37, sin embargo la producción no es un estimado, los datos de volúmenes producidos utilizados para la aplicación de la metodología son simulados.

**Tabla 15 Costos asociados a un completamiento Dual Concéntrico Encapsulado con tubería concéntrica de 2-7/8”.**

<b>COMPONENTE</b>	<b>COSTO UNITARIO (USD)</b>	<b>CANT. (UN)</b>	<b>TOTAL (USD)</b>
Tubería de producción Anular 5-1/2” 17#	25 /ft	5.500 ft	137.500
Tubería de producción Concéntrica 2-3/8” 4,6#	8 /ft	5.500ft	44.000
Empaques	80.000	1	80.000
Equipo ESP	320.000	2	640.000
Herramientas para Completamiento Dual (Y-Tool, Bloque soporte y Encapsulamiento, servicio técnico)	500.000	1	500.000
<b>TOTAL</b>			<b>1'401.500</b>

Fuente: Compañía operadora.

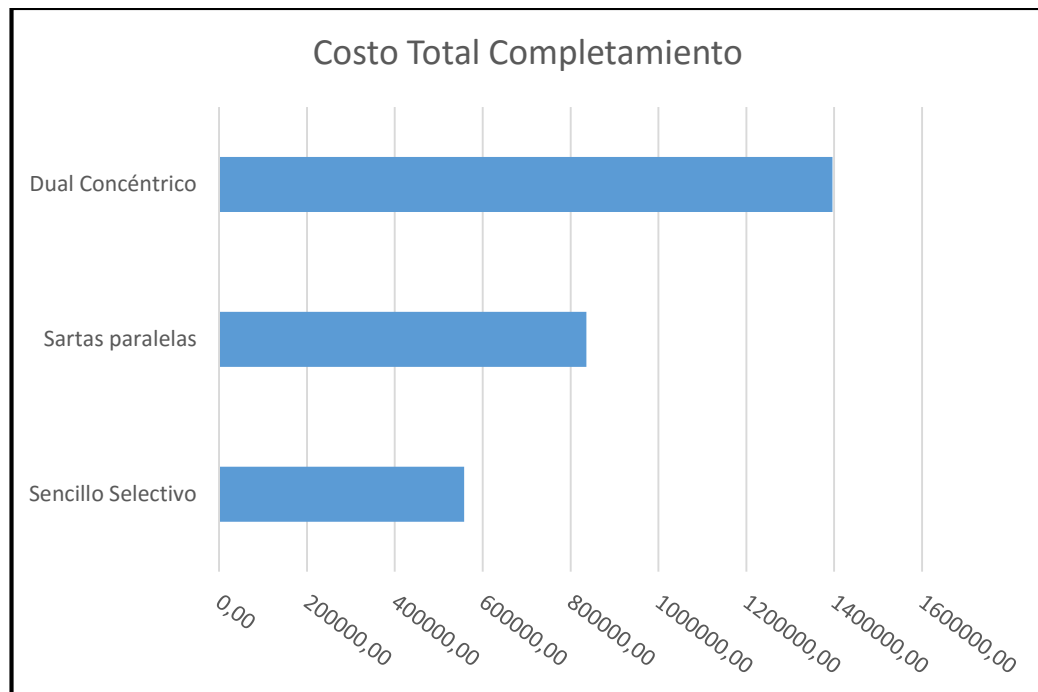
La **tabla 17** muestra la estimación de tiempo de retorno por medio de la metodología “Payback” para el escenario de flujo actual (tubería concéntrica 2-7/8”) y el escenario de flujo propuesto (tubería concéntrica 2-3/8”).

**Tabla 16 Estimación del “Payback” en el escenario de flujo actual y el escenario de flujo propuesto.**

<b>Tipo Completamiento</b>	<b>Costo Total Completamiento (USD)</b>	<b>Producción Diaria (BPD)</b>	<b>Ingresos por producción al año (USD)</b>	<b>Payback (meses)</b>
Dual Concéntrico 2-3/8"	1'396.000	1375	16'244.241	1,0
Dual Concéntrico 2-7/8"	1'401.500	1354	15'994.358	1,1

La **figura 38** muestra un consolidado comparativo entre los costos de implementación de los tres tipos de completamiento viables para producir discriminadamente las formaciones C5 y C7 presentes en el pozo tipo.

**Figura 38 Comparativo de costo total por completamiento.**



La **tabla 18** muestra un comparativo del tiempo de retorno en meses de la inversión entre los cuatro distintos completamientos analizados en este capítulo. Como se puede ver en la tabla el tipo de completamiento que menor tiempo de retorno presenta es el completamiento de sarta paralelas, sin embargo es necesario tener en cuenta que para implementar este tipo de completamientos es necesario que las condiciones geométricas del pozo sean óptimas para mitigar problemas de pegas geométricas.

Con respecto al completamiento sencillo selectivo se asume una tasa de producción diaria de 700 barriles pues solo se puede producir una formación a la vez, por lo

cual el flujo de caja de este completamiento es aproximadamente un 50% menor que el del resto de completamientos propuestos.

**Tabla 17 Comparativo de tiempos de retorno entre los posibles completamientos habilitados para producir el pozo tipo.**

<b>Tipo Completamiento</b>	<b>Costo Total Completamiento (USD)</b>	<b>Producción Diaria (BPD)</b>	<b>Ingresos por producción al año (USD)</b>	<b>Payback (meses)</b>
Sencillo Selectivo	598000	700	8'270.535	0,9
Sartas paralelas	836000	1500	17'722.575	0,6
Dual Concéntrico 2-3/8"	1396000	1375	16'244.241	1,0
Dual Concéntrico 2-7/8"	1401500	1354	15'994.358	1,1

Por último, con respecto al completamiento dual, se puede observar que el tiempo de retorno con tubería de 2-3/8" es ligeramente menor que con tubería concéntrica de 2-7/8", esto debido a que por día se están recuperando USD 21,15 barriles adicionales.

## 5. CONCLUSIONES.

- Los completamientos Duales Concéntricos encapsulados son una alternativa económicamente más costosa que las alternativas convencionalmente utilizadas para producir dos formaciones de manera simultánea, sin embargo brindan ventajas tales como minimizar el riesgo de arrastre de la sarta de producción con la tubería de revestimiento por ser una sarta más compacta, de esta forma se puede atenuar el daño mecánico al cable y el aterrizaje prematuro del equipo de bombeo, la refrigeración del equipo de bombeo inferior es más eficiente al estar encapsulado por la reducción del área de flujo entre el motor y el equipo, esto incrementa la velocidad de flujo y la transferencia de calor es más eficiente.
- El criterio de selección de las tuberías que componen la sarta de producción no puede ser bajo ninguna circunstancia la disponibilidad de materiales que haya en la bodega del campo, la falta de realización de un análisis que brinde un panorama claro de la relación entre los diámetros de tubería de producción y los volúmenes producidos incurre en pérdidas de dinero que tienen un impacto directo en el flujo de caja de este tipo de proyectos.
- La sarta de producción actual instalada en el pozo tipo (tubería anular de 5-1/2" 17# y tubería concéntrica 2-7/8" 6.4#) está restringiendo la producción de petróleo en un 1,56% en volumen que son 21,15 barriles de petróleo al día.
- El volumen de petróleo remanente que se está dejando de producir al no utilizar una sarta concéntrica de 2-3/8" representa USD 20.437,24 al mes tomando como referencia un valor promedio del barril de USD32,21 (primer mes del año 2016).

- Cambiando la tubería de producción concéntrica se puede acortar el tiempo de retorno de la inversión en un 1,92% con respecto a la tubería de producción concéntrica utilizada actualmente.

## 6. RECOMENDACIONES.

- Reproducir el mismo estudio con diseños de equipos de bombeo que puedan manejar índices de productividad más altos que permitan un aprovechamiento más eficiente de la energía que se le transmite al fluido desde superficie al subsuelo.
- Realizar un estudio conjunto con el área de yacimientos que permita establecer las condiciones más favorables para las formaciones sin que se incurra en conificaciones y producción deliberada de agua.
- Realizar un análisis de sensibilidad con varios índices de productividad permitan establecer las condiciones óptimas de aprovechamiento del yacimiento para identificar la mejor forma de utilizar la energía que ofrecen las formaciones de interés.
- Realizar un estudio sobre el costo de levantamiento de fluidos de las formaciones de interés para obtener una aproximación más exacta del costo y beneficio que trae implementar este tipo de sistemas en pozos con dos horizontes de interés con fluidos de propiedades diferentes.
- Reproducir el mismo estudio con sartas paralelas evaluando el survey del pozo y las condiciones mecánicas del mismo, de haber viabilidad técnica para completar el pozo con sartas paralelas el tiempo de retorno de la inversión sería de un 46% debido a la reducción en la inversión inicial.

## **BIBLIOGRAFÍA.**

BEGGS, Dale. Production Optimization using Nodal Analysis. OGCI AND PETROSKILLS PUBLICATIONS. Segunda Edición. 2003.

BELLARBY, Jonathan. Well Completions Design. Aberdeen UK. ELSEVIER. 2009.

CABARCAS SIMANCAS, Manuel Enrique. Módulo de Análisis Nodal. Especialización en Producción de Hidrocarburos. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. 2013.

GARCIA FRANCO, Lenin Raymundo. Análisis Técnico-Económico de Completaciones dobles y su aplicación en pozos de la cuenca amazónica del Ecuador. Trabajo de grado para obtener el título de Ingeniero de Petróleo. Quito: Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleo, 2009.

GARCIA GARCIA, Nelly Johana. Aplicación de la Técnica de Análisis Nodal en el Sistema de Producción del Campo Bonanza para determinar oportunidades de optimización. Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2013.

HERIOT WATT UNIVERSITY. Institute of Petroleum Engineering. Production Technology Operations. 2005.

MAGGIOLO, Ricardo. Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal. ESPOIL ENGINEERING CONSULTANTS. 2008.

MEJIA GOMEZ, Jose Luis, MORALES PÉREZ, Alfonso. Evaluación Técnica y Económica del desempeño eléctrico del bombeo electrosumergible como método de levantamiento artificial en pozos de producción en dos campos diferentes, a través de un estudio de calidad de energía y análisis nodal de fondo. Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2011.

RUIZ JUMBO, Carlos Javier. Producción Simultánea de Petróleo de dos arenas diferentes mediante completaciones dobles concéntricas en el bloque 15. Proyecto previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleo. Quito: Escuela Politécnica Nacional. Escuela de Ingeniería en Petróleos, 2007.

SILVA TUQUERES, Diego. Análisis y determinación de pozos para instalar Completaciones Dobles Concéntricas en el campo Ily. Tesis de grado previa a la obtención del título de Ingeniero en Petróleos. Quito. Escuela de Ingeniería en Petróleos. 2007.