

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS**

**ESTUDIO DE LA COMPLETACIÓN DE DUMPFLOODING MODIFICADO QUE  
FUSIONA LAS TUBERÍAS DE INYECCIÓN Y PRODUCCIÓN**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERA EN  
PETRÓLEOS**

**OPCIÓN: ARTÍCULO ACADÉMICO**

**AUTOR: CARLOS ANDRÉS CORELLA MOYA**

**carlos.corella@epn.edu.ec**

**DIRECTOR: RAÚL ARMANDO VALENCIA TAPIA, MSC**

**raul.valencia@epn.edu.ec**

**Quito, marzo del 2021**

## **DECLARACIÓN**

Yo Carlos Andrés Corella Moya declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

---

Carlos Andrés Corella Moya

## **CERTIFICACIÓN**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Carlos Andrés Corella Moya, bajo mi supervisión.

---

Raúl Armando Valencia Tapia, MSC  
Director del Trabajo de Titulación

## **AGRADECIMIENTOS**

A mi madre Rocío, que partió a la gloria de Dios mucho antes de verme poder alcanzar este logro. Por haber sido una mujer ejemplar y guiarme por un camino de responsabilidad y perseverancia.

A mi padre Carlos, por su apoyo, enseñanzas y sacrificio para hacer que sus hijos tengamos una educación de calidad y siempre nos animó a no rendirnos a pesar de las duras circunstancias.

A mi hermano Byron, que siempre me apoyó con las inquietudes que surgieron en la realización de este trabajo; además por la confianza que puso sobre mí.

A mis hermanas Karla y Stephanie, por incentivar me siempre a alcanzar los objetivos que me propongo.

A mis sobrinos Mayerli, Anghy y Jossue, por alegrar los momentos en que me he sentido frustrado.

A mi abuelita Laura y a mis tíos, especialmente Eugenia, por ser un pilar importante en mi desarrollo personal y académico.

A mi director de tesis Raúl Valencia, por su guía constante y su invaluable supervisión.

A la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, a sus docentes por inculcarme sus conocimientos y prepararme para la vida profesional.

A Schlumberger Ecuador y sus ingenieros de completación por haberme permitido realizar este trabajo en base a sus proyectos.

## **DEDICATORIA**

Mi trabajo de titulación lo dedico en primer lugar a Dios, por haberme dado la oportunidad de vivir, por los momentos felices y por la fortaleza brindada para superar los duros momentos que se han presentado en mi vida.

Le dedico este trabajo a la memoria de mi madre fallecida, ya que ella era la inspiración para superarme a diario y lograr alcanzar todas mis metas. Desde el día en que partió me he propuesto llegar a tener un título universitario y hacer que ella se sienta orgullosa de mí a pesar de ya no tenerla físicamente.

A toda mi familia, que siempre me demostraron cariño y me brindaron su apoyo incondicional en todo lo que me he propuesto.

## TABLA DE CONTENIDO

|   |      |
|---|------|
| DECLARACIÓN.....  | II   |
| CERTIFICACIÓN.....  | III  |
| AGRADECIMIENTOS .....   | IV   |
| DEDICATORIA.....  | V    |
| TABLA DE CONTENIDO .....  | VI   |
| LISTA DE FIGURAS.....   | VIII |
| LISTA DE TABLAS.....  | X    |
| 1. ABSTRACT .....   | 1    |
| 2. RESUMEN.....   | 2    |
| 3. INTRODUCCIÓN .....   | 3    |
| 4. OBJETIVOS .....  | 5    |
| 4.1. OBJETIVO GENERAL.....  | 5    |
| 4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....  | 5    |
| 5. HIPÓTESIS .....  | 5    |
| 6. MARCO TEÓRICO .....  | 6    |
| 6.1. COMPLETACIÓN CONCÉNTRICA DUAL .....                                    | 6    |
| 6.2. DUMPFLOODING ORIGINAL.....   | 7    |
| 6.3. DUMPFLOODING MODIFICADO .....  | 8    |
| 6.3.1. DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS Y EQUIPOS DEL POZO.....              | 10   |
| 6.3.2. DETALLE DE LA CIRCULACIÓN DE LOS FLUIDOS POR LA<br>COMPLETACIÓN..... | 17   |
| 6.4. VELOCIDAD DE EROSIÓN .....   | 22   |
| 6.4.1. RELACIÓN DE VELOCIDAD DE EROSIÓN .....                               | 23   |
| 7. METODOLOGÍA.....   | 24   |
| 7.1. ANÁLISIS DE MOVIMIENTO DE TUBERÍA .....                                | 24   |
| 7.2. ANÁLISIS NODAL A TRAVÉS DE LA COMPLETACIÓN .....                       | 24   |
| 7.2.1. ANTECEDENTES DE LA PRIMERA APLICACIÓN.....                           | 25   |
| 7.2.2. ANTECEDENTES DE LA SEGUNDA APLICACIÓN .....                          | 27   |
| 8. ANÁLISIS DE RESULTADOS .....   | 30   |
| 8.1. ANÁLISIS DE MOVIMIENTO DE TUBERÍA (POZOS A1 Y B1). .....               | 30   |
| 8.2. ANÁLISIS NODAL .....   | 34   |

|        |   |    |
|--------|---|----|
| 8.2.1. | ANÁLISIS NODAL EN EL POZO A1.....                         | 34 |
| 8.2.2. | ANÁLISIS NODAL EN EL POZO B1.....                         | 46 |
| 9.     | CONCLUSIONES.....   | 57 |
| 10.    | RECOMENDACIONES .....                                     | 58 |
| 11.    | NOMENCLATURA .....  | 59 |
| 12.    | FACTORES DE CONVERSIÓN .....                              | 60 |
| 13.    | BIBLIOGRAFÍA.....   | 61 |
|        | ANEXOS.....   | 62 |
|        | ANEXO I: ESQUEMA DE LA COMPLETACIÓN TOTAL, POZO A1.....   | 62 |
|        | ANEXO II: TRAYECTORIA DEL POZO A1 .....                   | 63 |
|        | ANEXO III: ESQUEMA DE LA COMPLETACIÓN TOTAL, POZO B1..... | 64 |
|        | ANEXO IV: TRAYECTORIA DEL POZO B1 .....                   | 65 |

## LISTA DE FIGURAS

|  |    |
|--|----|
| <b>Figura 1.-</b> Completación concéntrica dual.....   | 6  |
| <b>Figura 2.-</b> Dumpflooding original. ....  | 7  |
| <b>Figura 3.-</b> Diseño de dumpflooding modificado.....   | 9  |
| <b>Figura 4.-</b> Mule shoe.....   | 10 |
| <b>Figura 5.-</b> Sealbore extension.....  | 10 |
| <b>Figura 6.-</b> Sealbore couplings.....  | 10 |
| <b>Figura 7.-</b> Standard o premium sealbore retrievable packer. ....   | 11 |
| <b>Figura 8.-</b> Premium seal units.....  | 11 |
| <b>Figura 9.-</b> Premium locator seal assembly.....   | 12 |
| <b>Figura 10.-</b> Integral centralizer.....   | 12 |
| <b>Figura 11.-</b> Blast joints.....   | 12 |
| <b>Figura 12.-</b> Stinger assembly.....   | 13 |
| <b>Figura 13.-</b> Flow X-over.....  | 13 |
| <b>Figura 14.-</b> X-Over.....   | 13 |
| <b>Figura 15.-</b> Nipple.....   | 14 |
| <b>Figura 16.-</b> Pup joint.....  | 14 |
| <b>Figura 17.-</b> Handling sub.....   | 14 |
| <b>Figura 18.-</b> Tailpipe adapter.....   | 15 |
| <b>Figura 19.-</b> Flow coupling.....  | 15 |
| <b>Figura 20.-</b> No-Go.....  | 15 |
| <b>Figura 21.-</b> Bands catcher.....  | 15 |
| <b>Figura 22.-</b> Esquema de un sistema de bombeo electro-sumergible.....   | 16 |
| <b>Figura 23.-</b> Sliding sleeves.....  | 17 |
| <b>Figura 24.-</b> Tubería de producción.....  | 17 |
| <b>Figura 25.-</b> Completación del pozo.....  | 18 |
| <b>Figura 26.-</b> Red de superficie.....  | 19 |
| <b>Figura 27.-</b> Flujo del fluido producido e inyectado.....   | 20 |
| <b>Figura 28.-</b> Primera red de superficie alternativa.....  | 21 |
| <b>Figura 29.-</b> Segunda red de superficie alternativa.....  | 21 |
| <b>Figura 30.-</b> Estado mecánico del pozo A1.....  | 25 |
| <b>Figura 31.-</b> Red de superficie del pozo A1.....  | 27 |
| <b>Figura 32.-</b> Estado mecánico del pozo B1.....  | 28 |
| <b>Figura 33.-</b> Red de superficie del pozo B1.....  | 29 |
| <b>Figura 34.-</b> Estructura de la completación.....  | 30 |
| <b>Figura 35.-</b> Primera sección del análisis del movimiento de la tubería.....                                  | 31 |
| <b>Figura 36.-</b> Segunda sección del análisis del movimiento de la tubería.....                                  | 32 |
| <b>Figura 37.-</b> Tercera sección del análisis del movimiento de la tubería.....                                  | 33 |
| <b>Figura 38.-</b> Modelo de Darcy aplicado a la formación de interés del sistema de producción en el pozo A1..... | 34 |



|  |    |
|--|----|
| <b>Figura 39.-</b> IPR de producción del pozo A1.....  | 35 |
| <b>Figura 40.-</b> Gráfico de profundidad vs. EVR, producción pozo A1.....   | 35 |
| <b>Figura 41.-</b> Gráfico de profundidad vs. velocidad media del fluido, producción pozo A.....   | 36 |
| <b>Figura 42.-</b> Punto de cuello de botella a 10690 pies MD, 9900 pies TVD; nipple, 3½ pulg. EUE x 2 ¾ pulg. R. Producción, pozo A1.....   | 36 |
| <b>Figura 43.-</b> Modelo de Darcy aplicado a la formación de interés del sistema de inyección en el pozo A1.....                            | 39 |
| <b>Figura 44.-</b> IPR de inyección, pozo A1.....  | 40 |
| <b>Figura 45.-</b> Gráfico de profundidad vs. EVR, inyección pozo A1.....  | 40 |
| <b>Figura 46.-</b> Gráfico de elevación vs. velocidad media del fluido, inyección pozo A1.....   | 41 |
| <b>Figura 47.-</b> Punto de cuello de botella a 5960 pies MD, 5560 pies TVD; 2⅞ pulg. Stinger assembly. Inyección, pozo A1.....              | 41 |
| <b>Figura 48.-</b> Punto de cuello de botella a 9760 pies MD, 9030 pies TVD; 2⅞ pulg. Stinger assembly. Inyección, pozo A1.....              | 42 |
| <b>Figura 49.-</b> Presión vs. distancia total, red de superficie del pozo A1.....   | 45 |
| <b>Figura 50.-</b> EVR vs. distancia total, red de superficie del pozo A1.....   | 46 |
| <b>Figura 51.-</b> Modelo de Darcy aplicado a la formación de interés del sistema de producción en el pozo B1.....                           | 47 |
| <b>Figura 52.-</b> IPR de producción, pozo B1.....   | 47 |
| <b>Figura 53.-</b> Gráfico de profundidad vs. EVR, producción pozo B1.....   | 48 |
| <b>Figura 54.-</b> Gráfico de profundidad vs. velocidad media del fluido, producción pozo B1.....  | 48 |
| <b>Figura 55.-</b> Punto de cuello de botella a 11900 pies MD, 10000 pies TVD; nipple, 3½-pulg. EUE x 2.75-pulg. R. Producción, pozo B1..... | 49 |
| <b>Figura 56.-</b> Modelo de Darcy aplicado a la formación de interés del sistema de inyección en el pozo B1.....                            | 51 |
| <b>Figura 57.-</b> IPR de inyección del pozo B1.....   | 52 |
| <b>Figura 58.-</b> Gráfico de profundidad vs. EVR, inyección pozo B1.....  | 52 |
| <b>Figura 59.-</b> Gráfico de profundidad vs. velocidad media del fluido, inyección pozo B1.....   | 53 |
| <b>Figura 60.-</b> Punto de cuello de botella a 10600 pies MD, 8930 pies TVD; 2⅞ pulg. stinger assembly. Inyección, pozo B1.....             | 53 |
| <b>Figura 61.-</b> Punto de cuello de botella a 11130 pies MD, 9350 pies TVD; 2⅞-pulg. stinger assembly. Inyección, pozo B1.....             | 54 |

## LISTA DE TABLAS

|  |    |
|--|----|
| <b>Tabla 1.-</b> Características del nipple, 3½ pulg. EUE x 2 ¾ pulg. R y accesorios cercanos. Producción, pozo A1.....  | 37 |
| <b>Tabla 2.-</b> Características del 2⅞ pulg. Stinger assembly y accesorios cercanos. Inyección, pozo A1.....            | 42 |
| <b>Tabla 3.-</b> Características 2⅞ pulg. Stinger assembly y accesorios cercanos. Inyección, pozo A1.....                | 43 |
| <b>Tabla 4.-</b> Elementos y tamaños de la red de superficie.....  | 45 |
| <b>Tabla 5.-</b> Características del nipple, 3½-pulg. EUE x 2.75-pulg. R y accesorios cercanos. Producción, pozo B1..... | 49 |
| <b>Tabla 6.-</b> Características del 2⅞ pulg. stinger assembly y accesorios cercanos. Inyección, pozo B1.....            | 54 |
| <b>Tabla 7.-</b> Características del 2⅞-pulg. stinger assembly y accesorios cercanos. Inyección, pozo B1.....            | 55 |

# 1. ABSTRACT

Most of the fields in Ecuador are considered “mature.” This status has many challenges because mature reservoirs come with dropping pressure negatively affect the productivity of their wells.

Water injection is a well-known solution for mature fields. Either water or gas is injected to maintain reservoir pressure and displace the trapped hydrocarbons towards the producer well. A water injector well is selected for maximum impact on adjacent producer wells.

This secondary recovery method has incremental production due to greater reservoir pressure.

Water injection projects require a source of clean water. Traditionally, minimum specifications are achieved by surface treatment facilities.

However, in the Ecuadorian Oriente Basin, the Hollin reservoir is an active aquifer with water meeting the requirements for use in waterflooding. But in other cases, water from production wells and from traditional surface facilities requires high investment costs because of associated facilities, chemical treatments, water production lines, and other requirements.

Ecuadorian completions engineers have developed a novel completion configuration that helps to optimize costs and accelerate water injection projects without huge investments on surface facilities.

This proposed completion is called “modified dumpflooding” and represents a cost-effective solution for mature Ecuadorian fields. Modified dumpflooding is a redesign version of the original dual concentric completion and dumpflooding; and that it uses most of its parts. Modified dumpflooding completion enables companies to use just one well for water production and injecting it into the depleted reservoir as a closed loop. Additionally, it helps to save costs in surface facilities, reducing human exposure to high pressure lines over large distances and eliminating operational expenditures for chemicals and equipment maintenance.

In this technical study a strong nodal analysis and a movement and stress analysis are performed on all pipes and mechanical components. Demonstrating, from an operations perspective, how completion behaves. These analyzes are essential to help companies understand how the current design of water injection projects is performing. They also provide a basis for optimization of the mechanical configuration to reduce bottlenecks and improve completion performance.

## 2. RESUMEN

La mayoría de los campos en Ecuador son considerados "maduros". Este estado presenta muchos desafíos porque los reservorios maduros tienen una caída de presión que afecta negativamente la productividad de sus pozos.

La inyección de agua es una solución muy conocida para los campos maduros. Se inyecta agua o gas para mantener la presión del yacimiento y desplazar los hidrocarburos atrapados hacia el pozo productor. Se selecciona un pozo inyector de agua para lograr el máximo impacto en los pozos productores adyacentes.

Este método de recuperación secundaria provoca una producción incremental debido a que genera una mayor presión en el yacimiento.

Los proyectos de inyección de agua requieren una fuente de agua limpia. Tradicionalmente, las instalaciones de tratamiento de superficies logran que se alcance las especificaciones mínimas.

Sin embargo, en la Cuenca del Oriente ecuatoriana, la formación Hollín es un acuífero activo con agua que cumple con los requisitos para su uso en inyección. Pero en otros casos, el agua de los pozos de producción y de las instalaciones tradicionales de superficie requiere altos costos de inversión debido a las instalaciones requeridas, los tratamientos químicos, las líneas de producción de agua y otros.

Los ingenieros de completación ecuatorianos han desarrollado una configuración novedosa que ayuda a optimizar los costos y acelerar los proyectos de inyección de agua sin grandes inversiones en instalaciones de superficie.

Esta completación propuesta se denomina "dumpflooding modificado" y representa una solución rentable para los campos maduros ecuatorianos. El dumpflooding modificado es una versión de rediseño de la completación concéntrica dual y dumpflooding original; y que utiliza la mayoría de sus piezas. La completación de dumpflooding modificado permite a las empresas usar solo un pozo para la producción de agua e inyectarla en el reservorio depletado mediante un sistema cerrado. Además, ayuda a ahorrar costos en las instalaciones de superficie, reducir la exposición humana a las líneas de alta presión a grandes distancias y eliminar los gastos operativos por productos químicos y mantenimiento de equipos.

En este estudio técnico se realiza un fuerte análisis nodal y un análisis de movimiento y estrés en todas las tuberías y componentes mecánicos. Demostrando, desde la perspectiva de las operaciones, cómo se comporta la completación. Estos análisis son fundamentales para ayudar a las empresas a comprender cómo se está comportando el diseño actual de los proyectos de inyección de agua. También proporcionan una base para la optimización de la configuración mecánica a fin de reducir los cuellos de botella y mejorar el rendimiento de la completación.

### 3. INTRODUCCIÓN

“Ecuador es uno de los países más importantes en la producción de petróleo de América Latina. La producción en la región ecuatoriana se inició en 1972. Los principales reservorios productivos de la cuenca son Hollín del Aptiano-Albiano Medio, T del Albiano Superior, U del Cenomaniano Superior y M1 del Carnpaniano. Estos exhiben características bien definidas dentro de un modo de estratigrafía secuencial, como generalmente estos reservorios forman parte de procesos transgresivos, la mejor calidad de estos se encuentra a la base, degradándose generalmente en dirección hacia el techo.” (Baby et al., 2004).

Con el tiempo, la producción ha reducido las presiones de los yacimientos, lo que ha afectado directamente al potencial petrolero de los campos. La inyección de agua es el método de recuperación más utilizado para contrarrestar la declinación de la presión del yacimiento, porque ayuda a mantener la presión y a desplazar el petróleo atrapado hacia los pozos de productores.

Las empresas han invertido mucho dinero en instalaciones de superficie, construyendo plantas de tratamiento de agua para que el agua local sea apta para la inyección.

Adicionalmente, las empresas operadoras en Ecuador han basado su filosofía de inyección en base a patrones de obtención de agua que la mayoría de las veces se ubican lejos de las instalaciones de superficie y la disponibilidad de ese pozo significa un desafío adicional, ya que no existe un pozo específico para producir agua y luego enviarla por tuberías hasta llegar al pozo inyector.

“El reservorio de Hollín inferior posee un acuífero activo, que en algunas zonas de la cuenca oriente, tiene un agua muy similar al agua tratada, que se utiliza para inyectarse en otros reservorios sin causar problemas de taponamiento u otros daños en la formación” (Rodríguez et al., 2015). Por lo tanto, el depósito Hollín inferior es una buena fuente de agua para proyectos de inyección.

Hay muchos casos en los que es técnica y económicamente necesario utilizar un solo pozo para producir agua del reservorio Hollín inferior y al mismo tiempo, esta agua se inyecta en el reservorio U inferior. También para producir petróleo del reservorio de T inferior para luego enviarlo a las instalaciones de producción y al mismo tiempo una red de agua llega a ser inyectada al reservorio de U inferior.

El Dumpflooding original permite producir agua de un reservorio inferior y mediante un ciclo cerrado, dentro del mismo pozo, esta es inyectada en un reservorio superior, para iniciar un barrido del petróleo. En esta completación no existe una red de superficie, ya que esta se aplica en países donde no es requerido evaluar el agua para ser inyectada.

La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero del Ecuador obliga a las empresas operadoras a evaluar y tratar el agua antes de inyectar en la formación. Por esto, ingenieros de completación de pozos ecuatorianos han desarrollado una configuración denominada dumpflooding modificado, diseñada en base a la configuración de completación concéntrica

dual y al dumpflooding original. Lograron que el agua producida llegue a superficie, y en una corta red de facilidades sea evaluada y tratada para luego ser inyectada por el mismo pozo a un reservorio superior al anterior. Este nuevo diseño, también da la posibilidad, mediante el mismo pozo, de producir petróleo de un reservorio e inyectar agua en otro reservorio para el barrido y producción desde otro pozo.

La aplicación de esta completación permite un gran ahorro en costos de instalaciones y líneas de superficie, ya que no se necesita un gran espacio de tierra para ubicar los equipos y evita que el personal se exponga a líneas de alta presión además de reducir los costos de tratamiento químico y mantenimiento.

## **4. OBJETIVOS**

### **4.1. OBJETIVO GENERAL**

Analizar la eficiencia de la completación de Dumpflooding modificado.

### **4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Analizar la información disponible sobre los actuales procesos de producción e inyección de agua en el Oriente Ecuatoriano.
- Describir el funcionamiento de la completación original de Dumpflooding, de la completación modificada y de la red de superficie, analizando los equipos y herramientas.
- Realizar un análisis nodal de la completación aplicada en dos pozos, el primero produce e inyecta agua, y el segundo produce petróleo e inyecta agua.
- Identificar los puntos más propensos a presentar problemas por erosión, aplicando la teoría de la relación de velocidad de erosión (EVR).
- Analizar el movimiento y esfuerzo de la tubería, dividiendo la completación en 3 partes para facilitar el estudio.

## **5. HIPÓTESIS**

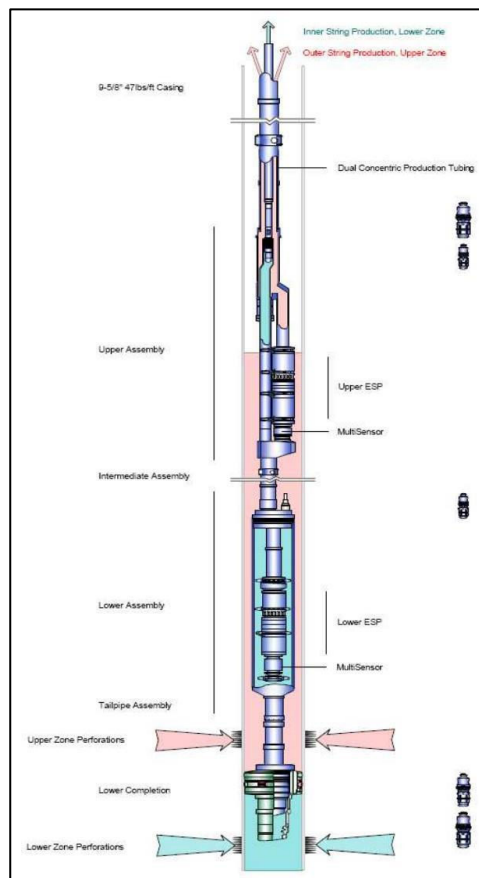
Se puede modificar la completación de dumpflooding original de tal manera que permita tomar muestras del fluido en superficie, así como también medir la cantidad de agua antes de inyectar a la formación receptora, conforme lo determinan las normativas ecuatorianas.

## 6. MARCO TEÓRICO

### 6.1. COMPLETACIÓN CONCÉNTRICA DUAL

Esta completación permite la producción de dos zonas a la vez, mediante el mismo pozo utilizando dos bombas electro-sumergibles.

El sistema dual de flujo permite que el fluido producido de una zona pase a través de este sin mezclarse con la producción que viene de la otra zona, ya que el primero es levantado con la ayuda de una BES y pasa a través de una tubería de cierto diámetro; mientras el segundo es levantado por otro equipo BES y circula a través del anular formado entre las dos tuberías concéntricas. El diseño general de esta completación es mostrado en la **figura 1**.



**Figura 1.-** Completación concéntrica dual.  
Fuente: Ruiz, C. (2007).

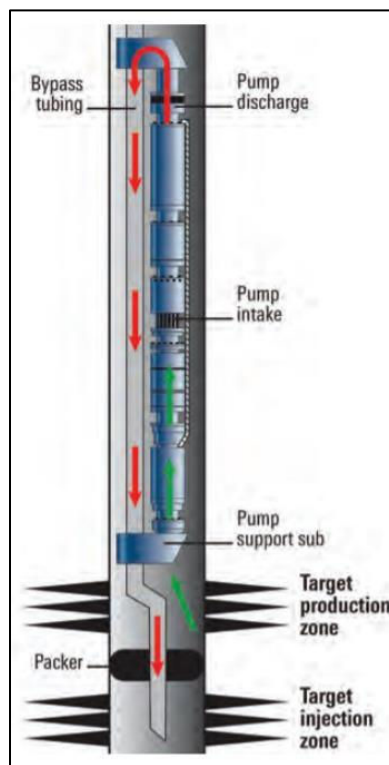


“Con esto se consigue que las dos zonas sean independientemente, o simultáneamente producidas, ya que la producción de cada zona llega a superficie a través de tuberías separadas, por lo tanto, pueden ser medidas independientemente en superficie” (Ruiz, 2007).

## 6.2. DUMPFLOODING ORIGINAL

El dumpflooding es un método estudiado desde 1970 como alternativa para la inyección de agua convencional. Esta completación permite obtener agua de un acuífero y que sea inyectada en un yacimiento productor de petróleo que se encuentra con baja presión, esto mediante un solo pozo.

“El agua fluye desde la zona de producción de agua hasta la toma de la bomba; después de que la bomba electro-sumergible aumenta la presión, el agua a alta presión fluye a través de la herramienta “Y” invertida y la tubería con sistema de bypass hacia la zona de inyección objetivo” (Al-Kady et al., 2017). Esta completación es mostrada en la **figura 2**.



**Figura 2.-** Dumpflooding original.  
Fuente: Empresa de servicios Schlumberger.

Este diseño de completación otorga grandes ventajas tales como:

- Las instalaciones de inyección en superficie son menos complejas.
- Ahorro en gastos por procedimientos de tratamiento de agua.
- Es amigable con el medio ambiente.
- Conserva la integridad mecánica del pozo.
- El agua subterránea generalmente puede ser obtenida en mayor cantidad y mejor calidad, a comparación con las fuentes en superficie.
- Existe menos problemas de corrosión, ya que es un sistema cerrado sin entrada de oxígeno.

Pero también se presentan ciertas desventajas con esta completación, tales como:

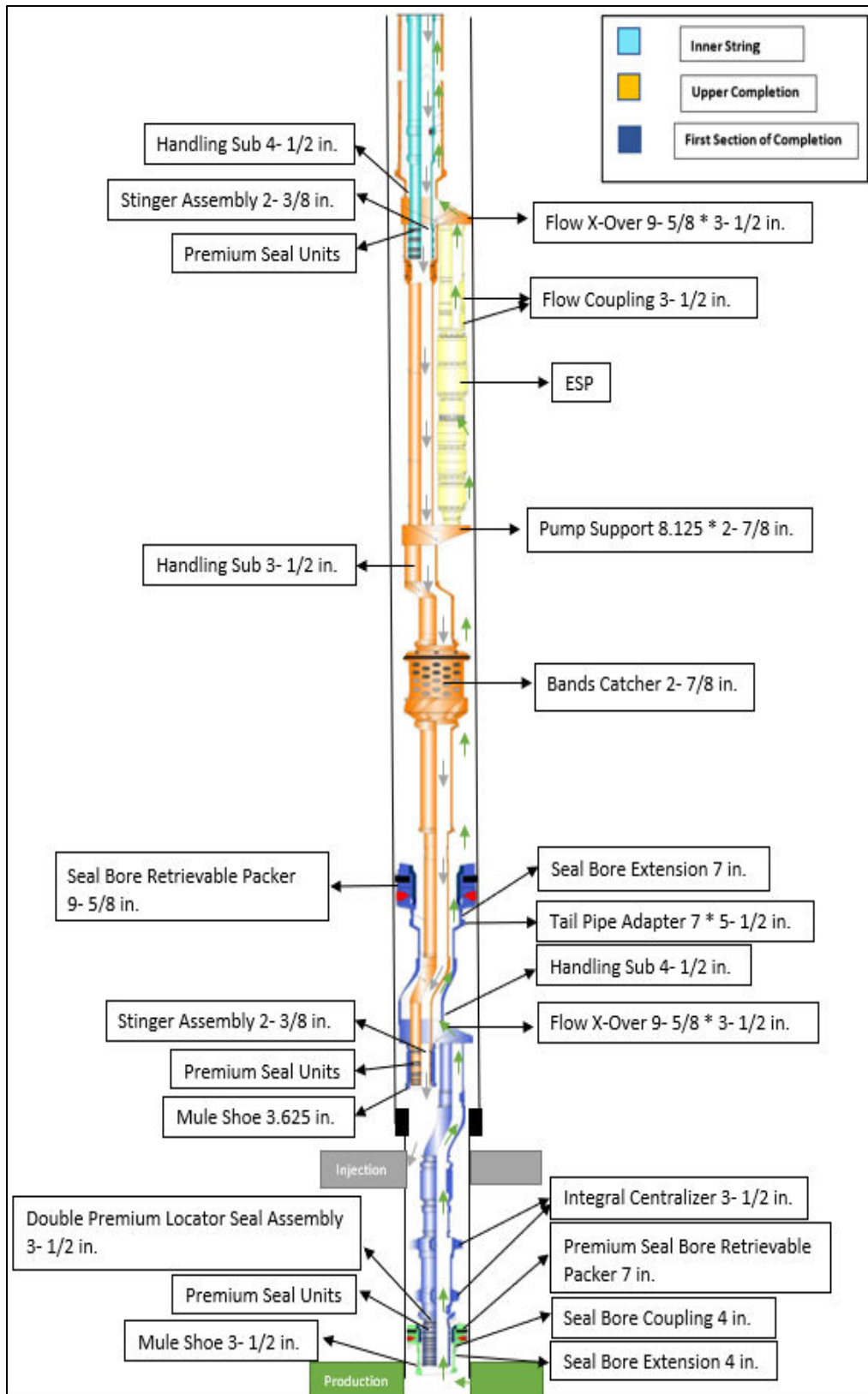
- No es posible medir la cantidad de fluidos que ingresan a la formación de interés.
- No se puede identificar el perfil de inyección.
- No permite controlar la migración de finos y calcular la eficiencia de barrido.

### **6.3. DUMPFLOODING MODIFICADO**

La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero del Ecuador requiere que las empresas operadoras evalúen y traten el agua antes de inyectar en la formación, por lo que es imposible utilizar el diseño de dumpflooding original.

Ingenieros ecuatorianos han realizado una modificación a este diseño, en base a los conocimientos en la completación concéntrica dual y dumpflooding original; y utilizando equipos y herramientas aplicados en estos, haciendo que el agua producida llegue a superficie, y en una corta red de facilidades sea evaluada y tratada para luego ser inyectada por el mismo pozo a un reservorio superior al anterior. Este nuevo diseño, también da la posibilidad, mediante el mismo pozo, de producir petróleo de un reservorio e inyectar agua en otro reservorio para el barrido y producción desde otro pozo. El diseño de esta completación, junto a las principales herramientas y equipos, son mostrados en la **figura 3**.

Además, se muestra el diseño completo del esquema de las completaciones, de los dos pozos a estudiarse en este trabajo, en los Anexos I y III. Ahí se puede observar detalladamente cada una de las herramientas y accesorios que conforman este diseño. En estos esquemáticos completos también se detallan las medidas y profundidades, de igual manera están divididas las secciones de la completación.



**Figura 3.-** Diseño de dumpflooding modificado.  
Fuente: Esquema de completación de un pozo de Schlumberger.

### 6.3.1. DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS Y EQUIPOS DEL POZO

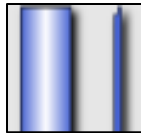
**Mule shoe:** Es un pequeño tubo que se adjunta a la parte inferior de la sarta. La parte extrema inferior del tubo posee un ángulo de aproximadamente 45°, como se muestra en la **figura 4**, lo que facilita la entrada y colocación de sellos en extensiones pulidas, incluso en pozos desviados. También sirve para facilitar la entrada de la sarta en la parte superior del liner y la entrada de herramientas en la tubería.



**Figura 4.-** Mule shoe.

*Fuente: Programa Well Builder-Schlumberger.*

**Sealbore extensión:** Se utiliza en instalaciones donde se requieren sellos flotantes debido a contracciones y estiramiento de la tubería. Este accesorio permite extender la longitud del diámetro interno pulido del Quantum Packer. Se muestra en la **figura 5**.



**Figura 5.-** Sealbore extension.

*Fuente: Programa Well Builder-Schlumberger.*

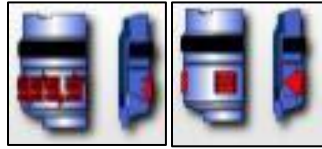
**Sealbore couplings:** se utilizan para conectar el sealbore extension con los sealbore packers, los cuales tienen conexión macho-macho, por lo que se requiere un acople del tipo hembra-hembra al cual se le denomina sealbore coupling. Se puede ver en la **figura 6**.



**Figura 6.-** Sealbore couplings.

*Fuente: Programa Well Builder-Schlumberger.*

**Standard / premium sealbore retrievable packer:** es un empacador recuperable del tipo sealbore que permite la entrada de las unidades de sello al fondo de la tubería de producción o inyección. Estos se muestran en la **figura 7**.

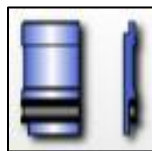


**Figura 7.-** Standard o premium sealbore retrievable packer.  
Fuente: Programa Well Builder-Schlumberger.

Hay aplicaciones en las que se anticipa un gran movimiento de la tubería, por ejemplo, por expansión térmica en las que el sealbore y el seal assembly funcionan como una junta de expansión. El premium sealbore retrievable packer soporta presiones y temperaturas más altas, alrededor de 10000 psi y el standard sealbore retrievable packer soporta 6000 psi.

Los packers recuperables requieren una herramienta de liberación y recuperación para devolverlos a la superficie, mientras que los permanentes se muelen y empujan hacia el fondo del pozo y sus restos se recuperan con una herramienta de recuperación. Ambos se fijan con una herramienta de cable o hidráulica.

**Premium seal units:** forman un conjunto de sellos que proporciona un sellado positivo a altas presiones y temperaturas. Todas las unidades de sello están diseñadas para una fácil reparación en campo, adhesión de sellos y empaquetamiento en V, como se ve en la **figura 8**.



**Figura 8.-** Premium seal units.  
Fuente: Programa Well Builder-Schlumberger.

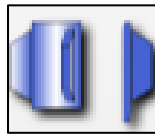
Estas premium seal units son sistemas de sellado en V, ya sea hechos de materiales elastoméricos o plásticos con un sistema de respaldo de plástico y metal. Se pueden usar varias combinaciones de material de respaldo con cada sello en V para adaptarse a diferentes temperaturas y presiones.

**Premium locator seal assembly:** se utiliza en instalaciones que requieren sellos flotantes, sirven para localizar el ensamblaje de sellos dentro del packer. Una vez ubicado, este evita el movimiento hacia abajo de la tubería mientras permite que el sello se mueva únicamente hacia arriba con la contracción de la tubería. Se muestra en la **figura 9**.



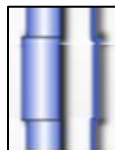
**Figura 9.-** Premium locator seal assembly.  
Fuente: Programa Well Builder-Schlumberger.

**Integral centralizer:** Centraliza la completación superior y evita que los sellos rocen contra la pared del pozo y facilita la entrada de los sellos al sealbore retrievable packer. Su forma se ve en la **figura 10**.



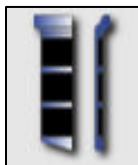
**Figura 10.-** Integral centralizer.  
Fuente: Programa Well Builder-Schlumberger.

**Blast joints:** Sustituye a la tubería de paredes gruesas, **figura 11**, cuya función es colocarse delante de los disparos para reducir y desviar la fuerza del chorro.



**Figura 11.-** Blast joints.  
Fuente: Programa Well Builder-Schlumberger.

**Stinger assembly:** Son herramientas diseñadas para formar un sello hermético en un receptáculo, por lo que permite el paso de fluidos solo por la parte interna del stinger, quedando sellado el espacio anular. Está equipado con sellos dinámicos y atraviesa el orificio de sellado pulido del packer. Se muestra en la **figura 12**.



**Figura 12.- Stinger assembly.**  
*Fuente: Programa Well Builder-Schlumberger.*

**Flow X-over:** Proporciona un sistema de derivación (bypass) para el bombeo eléctrico sumergible (BES), se ensambla junto con la bomba eléctrica sumergible y tiene el propósito de tener acceso a la parte inferior de la bomba, como se muestra en la figura 13.



**Figura 13.- Flow X-over.**  
*Fuente: Programa Well Builder-Schlumberger.*

Una vez instalados el equipo BES y el flow x-over, existe la posibilidad en el futuro de realizar trabajos en el pozo como recuperación de standing valves, corrida del sensor, limpieza, estimulación, sin necesidad de sacar la completación con una plataforma de reacondicionamiento. En este caso, el bypass permitirá inyectar el agua a la formación receptora.

**X-Over:** Dispositivo corto mostrado en la **figura 14** utilizado para permitir la conexión de dos componentes con diferentes tipos de roscas o tamaños.



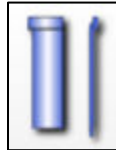
**Figura 14.- X-Over.**  
*Fuente: Programa Well Builder-Schlumberger.*

**Nipples:** Dispositivos tubulares insertados en la tubería de producción e inyección a cierta profundidad. Internamente, están diseñados principalmente para mantener un dispositivo de cierre. Su forma se muestra en la **figura 15**.



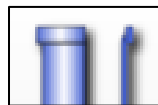
**Figura 15.- Nipple.**  
*Fuente: Programa Well Builder-Schlumberger.*

**Pup joints:** son tuberías de longitudes pequeñas que utilizan para ajustar la longitud de la sarta y la profundidad de los sellos cuando se utilizan sealbore packers. Esta operación se conoce como espaciado. En la **figura 16** se muestra un pup joint.



**Figura 16.- Pup joint.**  
*Fuente: Programa Well Builder-Schlumberger.*

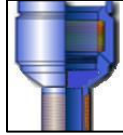
**Handling sub:** Parte del Flow X-over. Su perfil externo en la sección superior permite al operador instalar de forma segura el Flow X-over, mostrado en la **figura 17**.



**Figura 17.- Handling sub.**  
*Fuente: Programa Well Builder-Schlumberger.*

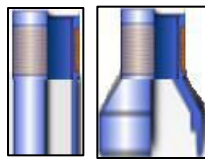
**Tailpipe adapter:** X-over que generalmente conecta el extremo inferior del sealbore extension a un diámetro y conexión diferentes. Se muestra en la **figura 18**.





**Figura 18.- Tailpipe adapter.**  
*Fuente: Programa Well Builder-Schlumberger.*

**Flow coupling:** Se muestra en la **figura 19**, está conectado a la tubería para limitar la erosión debido a los cambios de velocidad cuando se encuentra un diámetro reducido.



**Figura 19.- Flow coupling.**  
*Fuente: Programa Well Builder-Schlumberger.*

**No-Go:** Niple que incorpora un perfil interno de diámetro reducido y proporciona una indicación de asiento positivo al evitar que la herramienta o dispositivo a colocar pase por el a través de este. Visto en la **figura 20**.



**Figura 20.- No-Go.**  
*Fuente: Programa Well Builder-Schlumberger.*

**Bands catcher:** Ubicado en el pozo para recuperar piezas pequeñas, como herramientas de mano, piezas pequeñas y bandas de instalaciones de ESP o cualquier otra pieza que pudiera caer al fondo y causar problemas con la completación. **Figura 21**.



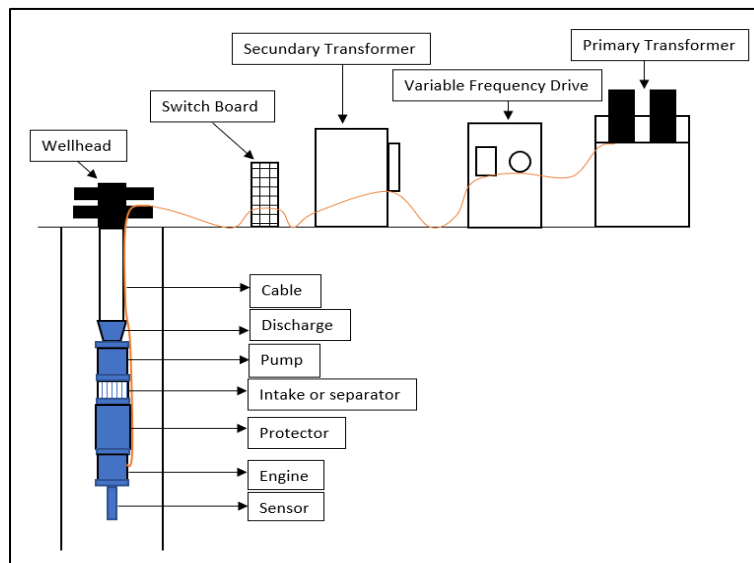
**Figura 21.- Bands catcher.**  
*Fuente: Programa Well Builder-Schlumberger.*

**BES:** Un sistema de levantamiento artificial que utiliza un sistema de bombeo de fondo de pozo operado eléctricamente. El sistema de bombeo consta de secciones de bomba centrífuga de etapas múltiples que se pueden configurar específicamente para adaptarse a la producción y las características del pozo para una aplicación determinada.

Su principal ventaja es que realmente no tiene casi ninguna instalación en superficie a excepción de un control de velocidad del motor, transformadores y un switchboard. El bombeo se realiza con el mismo equipo BES. Este se energiza con un cable eléctrico blindado que corre en paralelo a la tubería y conecta las tomas de corriente en la superficie con la bomba.

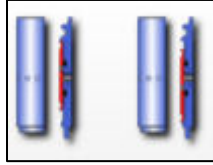
El costo de instalación del sistema BES es uno de los mayores en toda la completación, pero el mantenimiento en superficie es mínimo y se limita a los componentes electrónicos de los variadores de velocidad y las protecciones eléctricas.

Una unidad convencional típica del sistema BES está compuesta por equipos de fondo de pozo, equipos de superficie, cables y componentes de superficie. La **figura 22** muestra un esquema del equipo de superficie y de fondo de pozo.



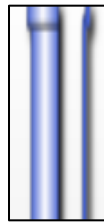
**Figura 22.-** Esquema de un sistema de bombeo electro-sumergible.

**Sliding sleeves:** camisas de circulación conectadas a la sarta de tubería para establecer la comunicación entre la tubería y el anular de completaciones simples o múltiples. Estos se muestran en la **figura 23**. Estos dispositivos también son necesarios para igualar las presiones antes de sacar del pozo una completación.



**Figura 23.- Sliding sleeves.**  
*Fuente: Programa Well Builder-Schlumberger.*

**Tubería de producción:** Conducto principal para los fluidos producidos por el pozo. También protege el casing de la presión y la corrosión. Se muestra en la **figura 24**.

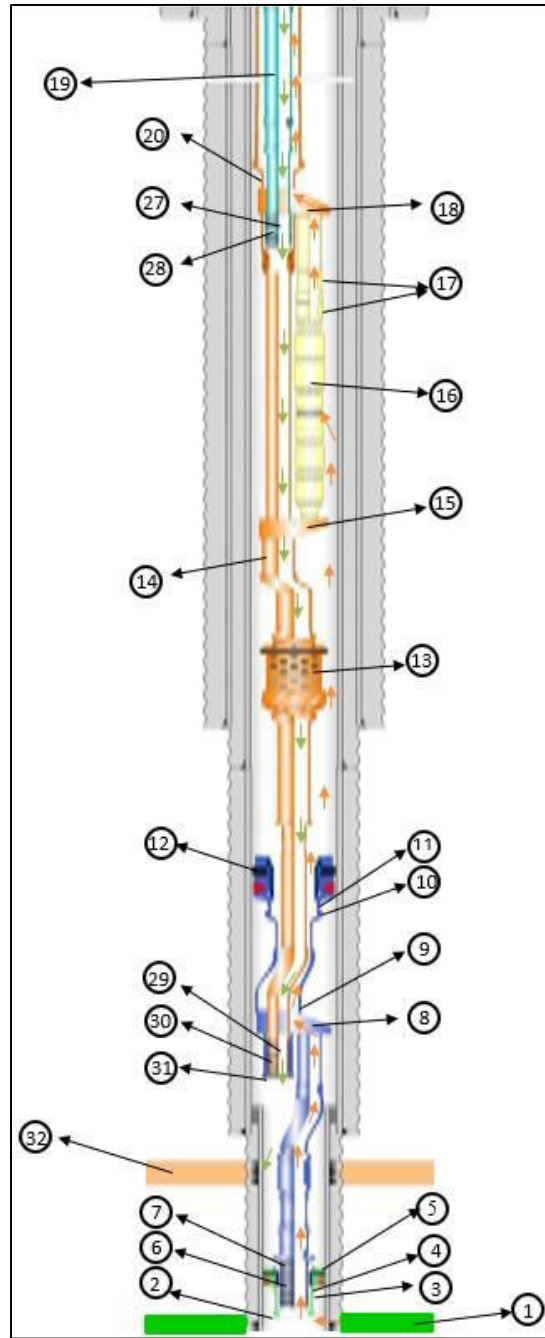


**Figura 24.- Tubería de producción.**  
*Fuente: Programa Well Builder-Schlumberger.*

### 6.3.2. DETALLE DE LA CIRCULACIÓN DE LOS FLUIDOS POR LA COMPLETACIÓN

El esquema de la **figura 25** muestra el flujo de agua producida y herramientas utilizadas en la completación por donde circula el agua hasta llegar a la superficie y de regreso a la zona de inyección.

El agua resultante de la formación productora (1) ingresa al pozo y asciende por el interior del primer tramo de la completación, a través del Mule Shoe (2); luego por el Seal Unit (6) y Locator Seal Assembly (7), estos dos últimos ubicados en el conjunto formado por el Seal Bore Extension (3), el Seal Bore Coupling (4) y el Seal Bore Retrievable Packer (5). El fluido asciende por esta parte de la completación hasta llegar al Flow X-Over (8) que permite cambiar la trayectoria del fluido de tubería al anular, el espacio formado entre la primera sección de la completación, compuesta por el Handling Sub (9), Tail Pipe Adapter (10), Seal Bore Extension (11), Seal Bore Retrievable Packer (12); y parte de la completación superior.

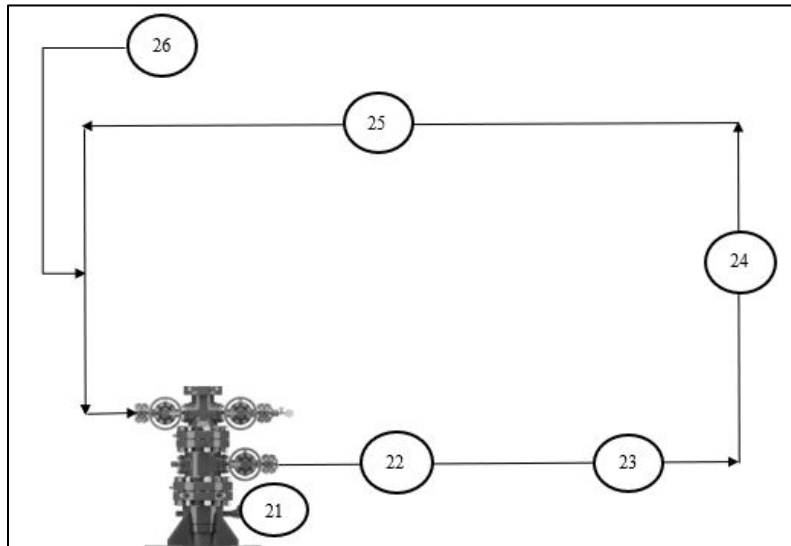


**Figura 25.-** Completación del pozo.  
 Fuente: Esquema de completación de un pozo de Schlumberger.

Cuando el fluido llega al Seal Bore Retrievable Packer (12), circula a través del espacio anular entre la completación superior y el casing, alrededor del Band Catcher (13), el Handling Sub (14) y el Pump Support (15), hasta que entra en la toma de la Bomba Electro-Sumergible (BES) (16). Con la ayuda del equipo BES, el fluido adquiere suficiente presión para llegar a la superficie, pasando por dos Flow Couplings (17) y otro Flow X-Over (18),

luego fluyendo a través del espacio anular formado entre el Inner String (19) y la completación superior. Un Handling Sub (20) se encuentra en el Flow X-Over (18).

En la superficie, **figura 26**, el fluido sale del cabezal del pozo (21) y entra en un sistema de circuito cerrado que consta de una unidad de muestreo (22), medición de flujo (23), medición de presión (24) y medición de temperatura (25). El sistema de tratamiento químico (26) se utiliza para tratar el fluido que se inyectará antes de entrar en la boca del pozo (21).

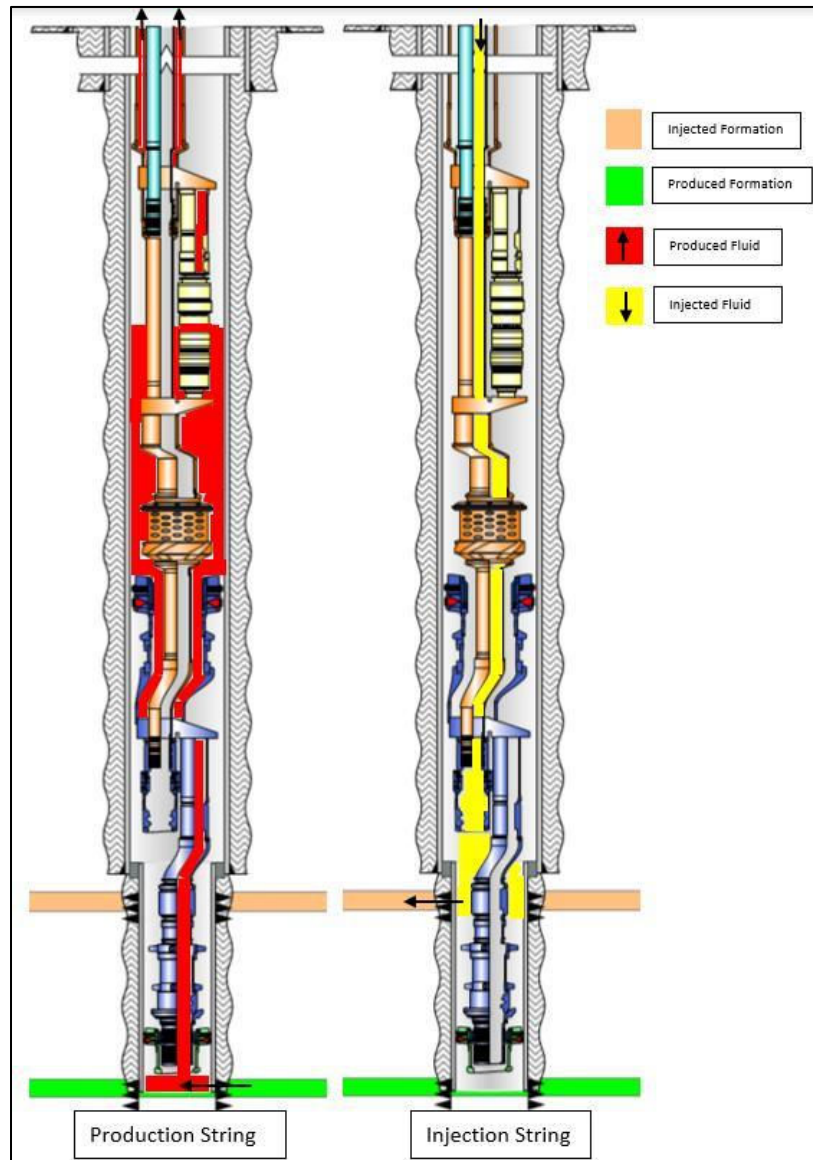


**Figura 26.-** Red de superficie.

Desde el Cabezal de Pozo (21) se inyecta el fluido a través del Inner String (19), pasando por su sección interior hasta el conjunto formado por el Stinger Assembly (27) y Seal Units (28); luego circular a través de la porción interior restante de la completación superior, a través del interior del Handling Sub (14) y el Bands Catcher (13), fluyendo hacia abajo dentro de otro conjunto formado por el Stinger Assembly (29) con las Seal Units (30) y el Mule Shoe (31). El fluido entra en el espacio confinado formado entre el Seal Bore Retrievable Packer (12) y el otro Seal Bore Retrievable Packer (5) ingresando a las perforaciones de la formación a inyectarse (32).

En la **figura 27** es mostrado un esquema de la completación que detalla el flujo de los fluidos producidos e inyectados.

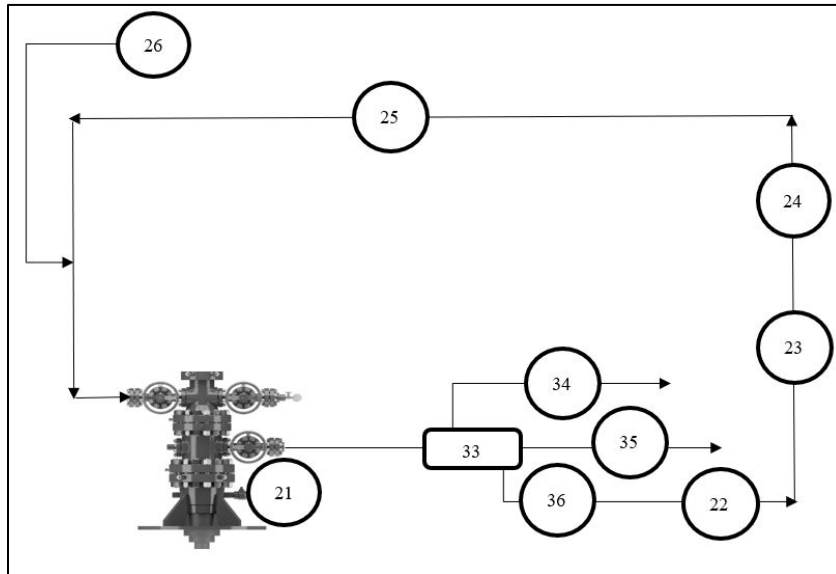
Hay que aclarar que la red de superficie no tiene que regirse al diseño establecido en lo anterior. A continuación, se muestra un par de diseños alternativos de la red de superficie, que pueden ser aplicados en cualquier campo donde se haya aplicado esta completación. También puede haber más diseños a parte de los que se muestra aquí.



**Figura 27.-** Flujo del fluido producido e inyectado.  
 Fuente: Esquema de completación de un pozo de Schlumberger.

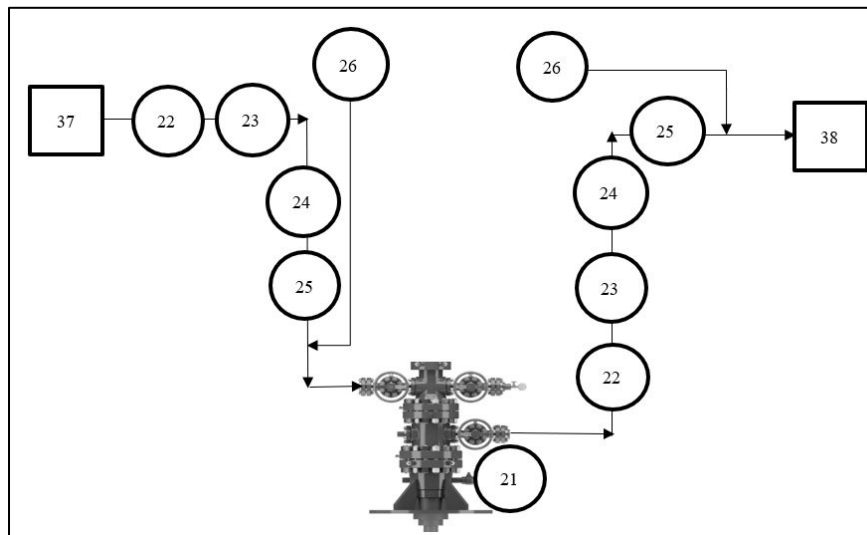
### Redes de superficie alternativas:

Las posibles redes de superficie alternativas pueden ser como estas; en la primera, **figura 28**, hay un dispositivo Separador (33), en el que se separan el gas (34), el aceite (35) y el agua (36), si se requiere. El agua continuará por el sistema de medición y tratamiento mencionado anteriormente. No es necesario que sea un separador trifásico, puede ser un separador bifásico, hidrociclón o cualquier otro tipo de separador.



**Figura 28.-** Primera red de superficie alternativa.

En otra red de superficie alternativa, **figura 29**, el fluido a inyectarse proviene de una fuente externa (37), como un pozo fuente o agua procesada; a este fluido se le realiza las medidas y tratamientos ya mencionados. Y el fluido que se produce se dirige hacia las instalaciones centrales de producción (38), sometiéndolo también a las mediciones y tratamientos.



**Figura 29.-** Segunda red de superficie alternativa.

## 6.4. VELOCIDAD DE EROSIÓN

“La práctica recomendada 14E del Instituto Americano del Petróleo (API RP 14E) propuso una correlación para la velocidad de erosión,  $v_e$ , para mezclas gas-líquido” (Arabnejad, et al., 2014).

La velocidad de erosión se expresa de la siguiente manera:

$$v_e = \frac{C_E}{\sqrt{\rho_m}}, \dots\dots\dots (1)$$

Dónde:

$v_e$  está en *pies/s*

La densidad de la mezcla,  $\rho_m$  está en *lbm/pies<sup>3</sup>*

$C_E$  es una constante empírica. En esta ecuación  $C_E = 100$  para servicio continuo y  $C_E = 125$  para servicio intermitente, para fluidos libres de sólidos y cuando no se anticipa corrosión la constante podría aumentar a 250.

$\rho_m$  se expresa como:

$$\rho_m = \frac{\rho_g U_{sg} + \rho_l U_{sl} + U_{sd}}{U_{sg} + U_{sl} + U_{sd}}, \dots\dots\dots (2)$$

O,

$$\rho_m = C_l \rho_l + (1 - C_l) \rho_g, \dots\dots\dots (3)$$

Dónde:

$\rho_g$  = densidad del gas, *lbm/pies<sup>3</sup>*

$\rho_l$  = densidad del líquido, *lbm/pies<sup>3</sup>*

$U_{sg}$  = velocidad superficial del gas, *pies/s*

$U_{sl}$  = velocidad superficial del líquido, *pies/s*

$U_{sd}$  = velocidad superficial de la gota, *pies/s*

$$C_l = \text{fracción de caudal} = \frac{Q_l}{Q_l + Q_g}$$

$Q_l$  = caudal del líquido, *mismas unidades que el del gas*

$Q_g$  = caudal del gas, *mismas unidades que el del líquido*



### 6.4.1.RELACIÓN DE VELOCIDAD DE EROSIÓN

La relación de velocidad de erosión (EVR) es la relación entre la velocidad actual real del fluido y la velocidad de erosión:

$$EVR = \frac{v_a}{v_e} \dots\dots\dots (5)$$

Dónde:

La velocidad actual ( $v_a$ ) y  $v_e$  están en *pies/s*.

“Si  $EVR > 1$ , entonces se espera erosión porque la velocidad actual que tiene el fluido en el pozo es mayor que la velocidad de erosión calculada. Si  $EVR < 1$ , entonces no hay erosión porque la velocidad actual que tiene el fluido en el pozo no excede la velocidad de erosión calculada” (Sania, et al., 2019).

## **7. METODOLOGÍA**

### **7.1. ANÁLISIS DE MOVIMIENTO DE TUBERÍA**

Se realiza un estudio detallado de los movimientos y la tensión de la tubería, así como de los componentes, para lo cual se utilizaron los datos del primer pozo para mostrar algunos resultados de simulación.

En este caso se utilizó un software de una empresa de servicios con amplia experiencia en diseños complejos de completaciones de pozos.

Ante la ausencia de un procedimiento establecido para realizar el análisis de este tipo de completación compleja, se personalizó la solución del modelo, dividiendo la completación en tres tramos y analizándolos por separado.

Como cualquier simulador de esfuerzos los datos de entrada son fundamentales, por lo que la metalurgia, el tipo de conexiones y los diámetros internos y externos, entre otros, deben ser lo más precisos posible para que los resultados reflejen mejor lo que sucederá en el pozo.

### **7.2. ANÁLISIS NODAL A TRAVÉS DE LA COMPLETACIÓN**

La metodología de análisis nodal permite evaluar el flujo de la tubería ya sea en el pozo o en la superficie, de modo que el operador pueda conocer el potencial real del pozo desde el yacimiento hasta la superficie.

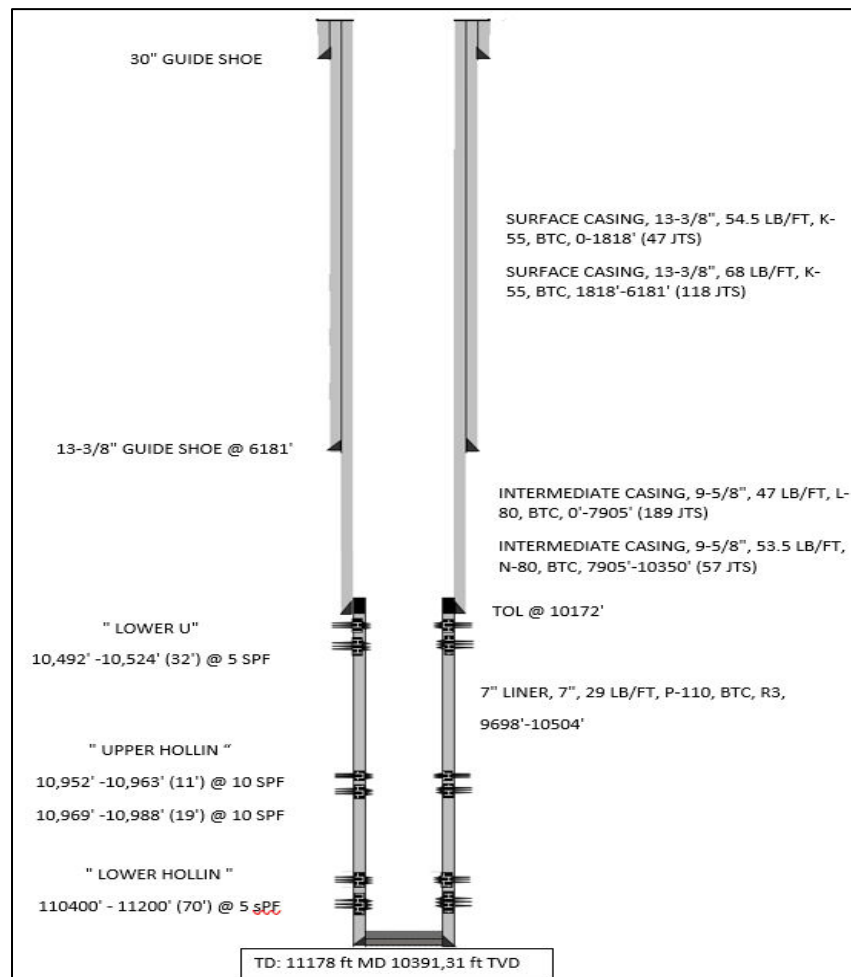
El análisis nodal también permite evaluar el rendimiento de la completación y calcular la tasa de producción y la variación de presión en todos los componentes. Mide las tasas de petróleo, agua y gas considerando el diseño de los pozos y ayuda a aumentar la producción al menor costo.

Se realiza el análisis nodal mediante el uso de un programa para dicho fin. Se espera principalmente obtener datos sobre la velocidad de erosión, para que posteriormente estos sean comparados con valores calculados con las ecuaciones de la teoría de la velocidad de erosión.

## 7.2.1. ANTECEDENTES DE LA PRIMERA APLICACIÓN

La primera aplicación de esta completación de dumpflooding modificado es para un pozo denominado A1, que produce agua de Hollín inferior y esta es inyectada en U inferior. Este es un pozo direccional tipo J, con una profundidad final de 11188 pies MD, 104011.31 pies TVD.

Como se muestra en la **figura 30**, el casing superficial de 13<sup>3</sup>/<sub>8</sub> pulg., K-55, 54.5 lbm/pie se bajó de 0 a 1818 pies MD y a continuación un casing de 68 lbm/pie de fue puesto de 1818 a 6181 pies MD. Se estableció el casing intermedio de 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub> pulg., L-80, 47 lbm/pie de 0 a 7905 pies MD y otro de 53.5 lbm/pie de 7905 a 10350 pies MD. El liner de producción de 7 pulg, P-110, 29 lbm/pie se encuentra de 9698 a 10504 pies MD. En el Anexo II se muestra la trayectoria que tiene este pozo.



**Figura 30.- Estado mecánico del pozo A1.**  
Fuente: Esquema de completación de un pozo de Schlumberger.

## SARTA DE PRODUCCIÓN

Esta sarta representa el flujo de fluidos que circulan desde el depósito Hollín inferior hasta llegar a la superficie.

Un simulador de tuberías es un elemento clave en este trabajo porque permite simular los fluidos producidos a través de toda la sarta de producción. El simulador requiere varias entradas para establecer el modelo de producción de pozo. En este caso, se deben proporcionar las propiedades del yacimiento y las características esquemáticas del pozo. Los datos promedio resumidos para el yacimiento Hollín inferior son los siguientes:

- $T_r = 228^\circ F$
- $P_r = 4400 \text{ psi}$
- $h_r = 70 \text{ ft}$
- $k_{ef} = 150 \text{ md}$
- $r_d = 500 \text{ m} = 1640.42 \text{ ft}$

Por lo general, en modelos de pozo, es necesario configurar los datos PVT; sin embargo, esta formación está produciendo agua, por lo que el software solo necesita especificaciones de este líquido.

## SARTA DE INYECCIÓN

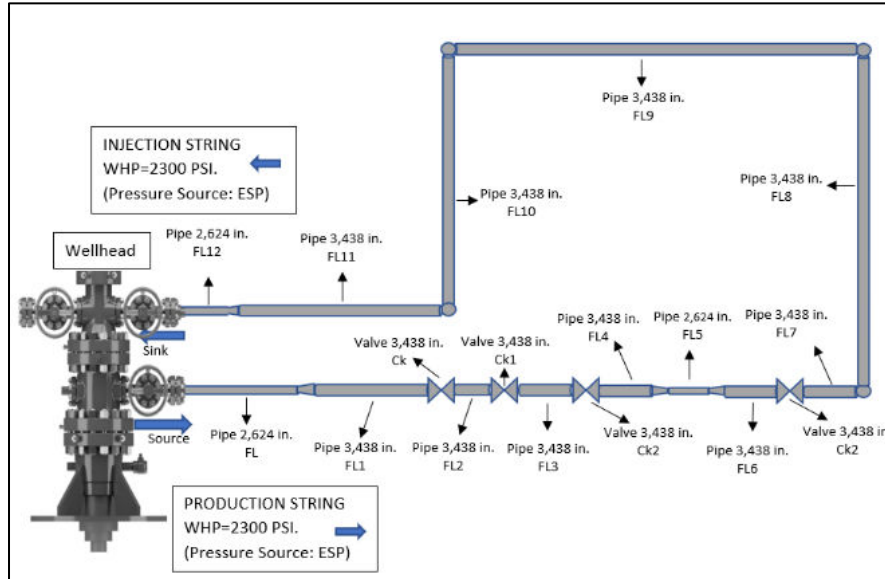
Esta sarta representa la forma en que se inyectan los fluidos desde la superficie hasta el depósito U Inferior a través de la completación.

Un simulador de tuberías vuelve a ser clave porque permite simular los fluidos inyectados a través de toda la sarta de inyección. El simulador de tubería requiere varias entradas para configurar el modelo de inyección de pozo. De igual manera se deben proporcionar las propiedades del yacimiento y las características esquemáticas del pozo. A continuación, se muestran los datos promedio resumidos para el reservorio U inferior:

- $P_r = 1525 \text{ psi}$
- $T_r = 228^\circ F$
- $h_r = 10 \text{ ft}$
- $k_{ef} = 130 \text{ md}$
- $r_d = 500 \text{ m} = 1640.42 \text{ ft}$

## RED DE SUPERFICIE

La **figura 31** muestra una presión de cabeza (Pwh) de 2300 psi procedente de la energía del equipo BES. Esta presión permite que el fluido circule a lo largo de la red de superficie y es con la que el fluido ingresa a la sarta de inyección.

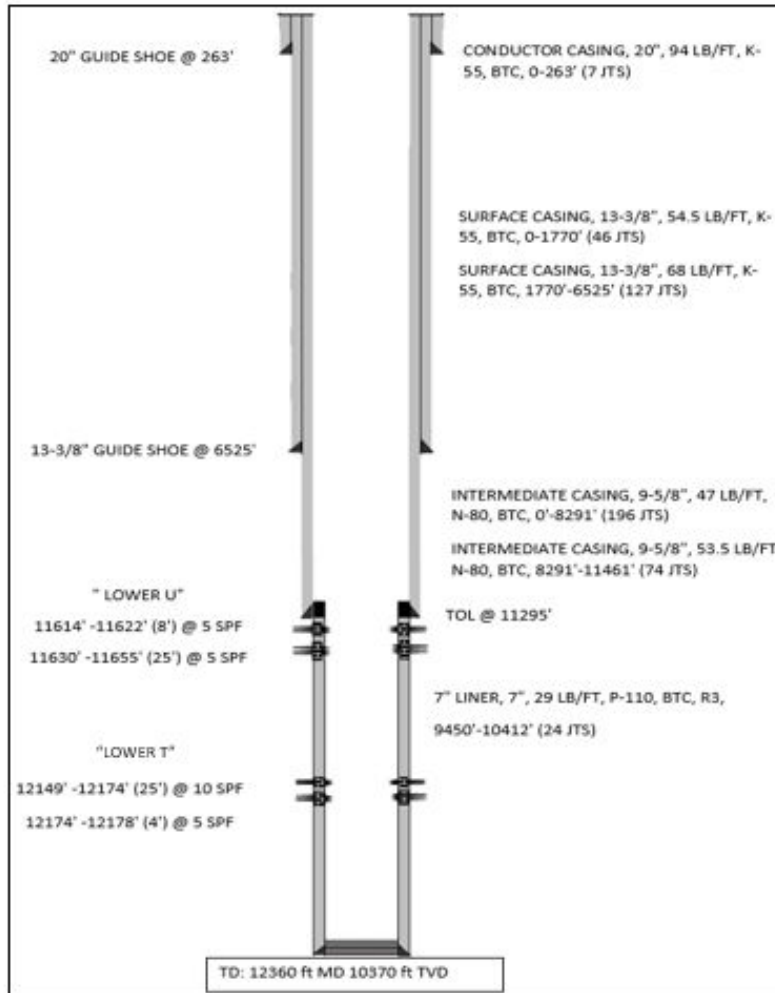


**Figura 31.-** Red de superficie del pozo A1.

## 7.2.2. ANTECEDENTES DE LA SEGUNDA APLICACIÓN

La segunda aplicación de esta completación de dumpflooding modificado es para un pozo denominado B1, que produce petróleo de T inferior e inyecta agua en U inferior. La perforación es direccional tipo J, se alcanzó una profundidad final de 12360 pies MD, 10370 pies TVD.

Como se muestra en la **figura 32**, el casing de superficie que se bajó es de 13<sup>3</sup>/<sub>8</sub> pulgadas, K-55, 54.5 lbm/pie de 0 a 1770 pies MD y a continuación un casing de 68 lbm/pie de 1770 a 6525 pies MD. Se puso un casing intermedio de 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub> pulg., N-80, 47 lbm/pie que se bajó de 0 a 8291 pies MD y otro de 53.5 lbm/pie de 8291 a 11461 pies MD. El liner de producción de 7 pulgadas, P-110, 29 lbm/pie se encuentra de 9450 a 10412 pies MD. En el Anexo IV se muestra la trayectoria de este pozo.



**Figura 32.- Estado mecánico del pozo B1.**  
Fuente: Esquema de completación de un pozo de Schlumberger.

## SARTA DE PRODUCCIÓN

Esta sarta representa el flujo de fluidos que circula desde el reservorio T Inferior hasta llegar a la superficie. Los datos promedio resumidos para el reservorio T inferior son:

- $P_r = 2500 \text{ psi}$
- $T_r = 225^\circ\text{F}$
- $h_r = 25 \text{ ft}$
- $k_{ef} = 150 \text{ md}$
- $r_d = 500 \text{ m} = 1640.42 \text{ ft}$

## SARTA DE INYECCIÓN

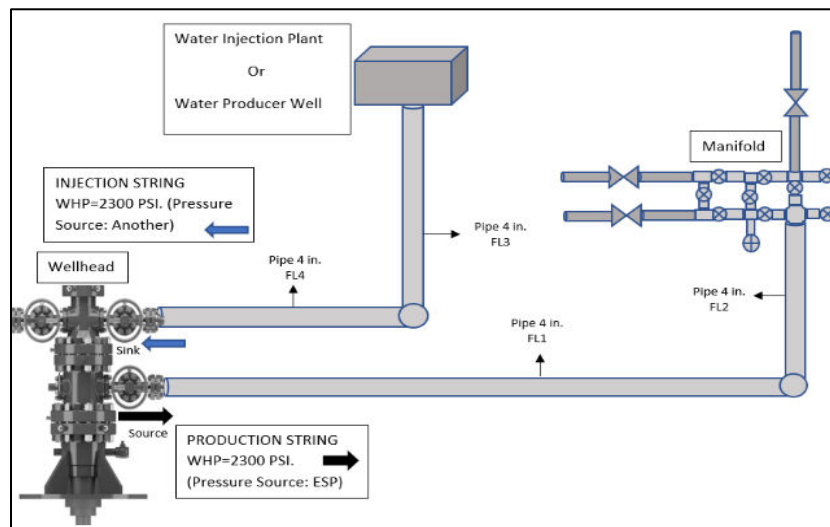
Esta sarta representa la forma en que se inyectan los fluidos desde la superficie hasta el depósito U inferior a través de la completación.

A continuación, se muestran los datos promedio resumidos para el reservorio U inferior:

- $P_r = 1400 \text{ psi}$
- $T_r = 228^\circ\text{F}$
- $h_r = 12 \text{ ft}$
- $k_{ef} = 120 \text{ md}$
- $r_d = 500 \text{ m} = 1640.42 \text{ ft}$

## RED DE SUPERFICIE

La **figura 33** muestra el diagrama de superficie para esta segunda aplicación. En este caso, no es necesario una red de superficie como la anterior aplicación porque se requiere que la bomba de presión envíe fluidos a otras instalaciones de superficie a través de una tubería de 4 pulg. Por otro lado, el agua proviene de una fuente diferente que puede ser un pozo productor de agua o una planta de agua. La presión de inyección es de aproximadamente 2300 psi. En consecuencia, en esta aplicación, en términos de tuberías de superficie, las cadenas de producción e inyección van aisladas entre sí.

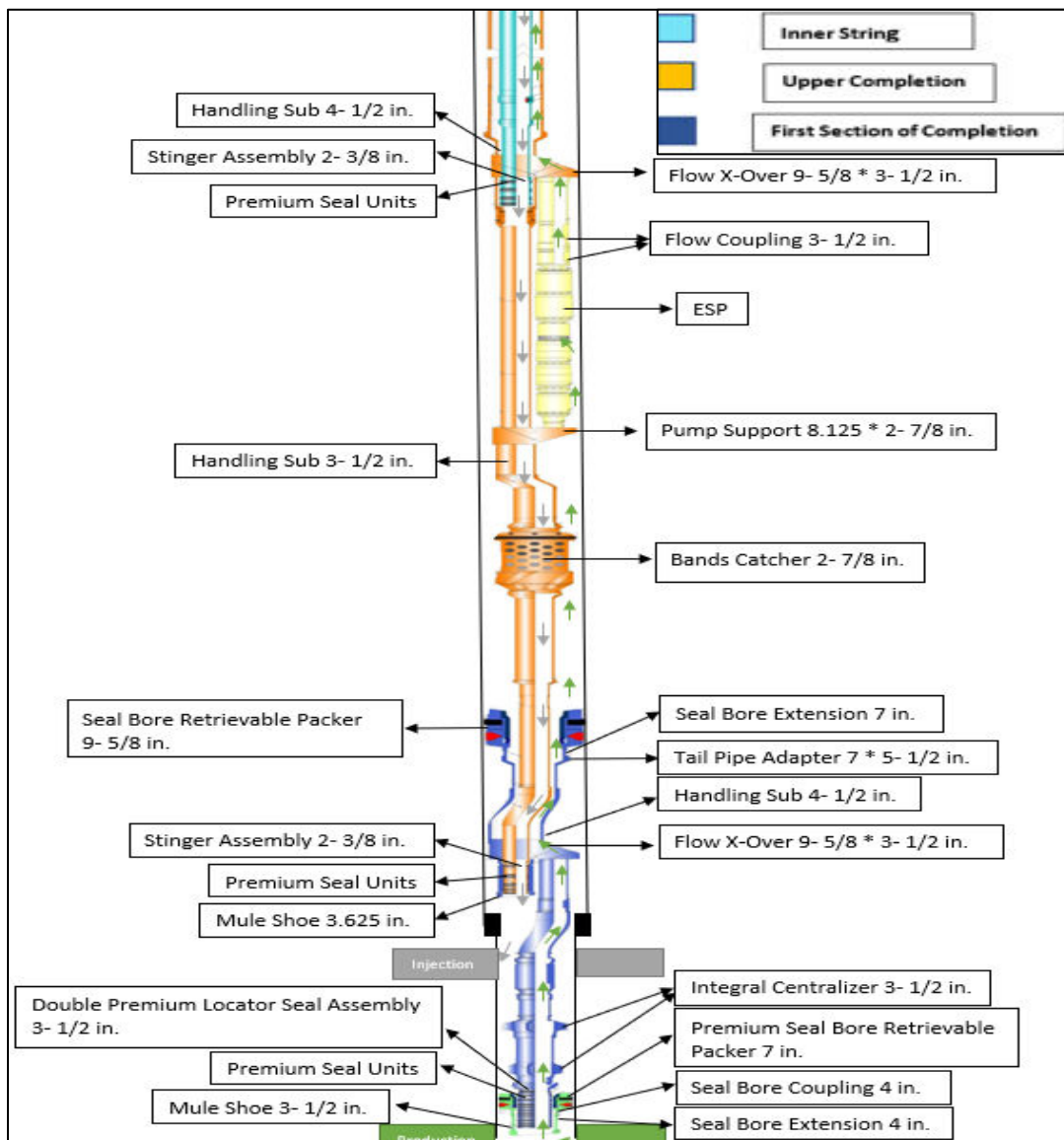


**Figura 33.- Red de superficie del pozo B1.**

## 8. ANÁLISIS DE RESULTADOS

### 8.1. ANÁLISIS DE MOVIMIENTO DE TUBERÍA (POZOS A1 Y B1).

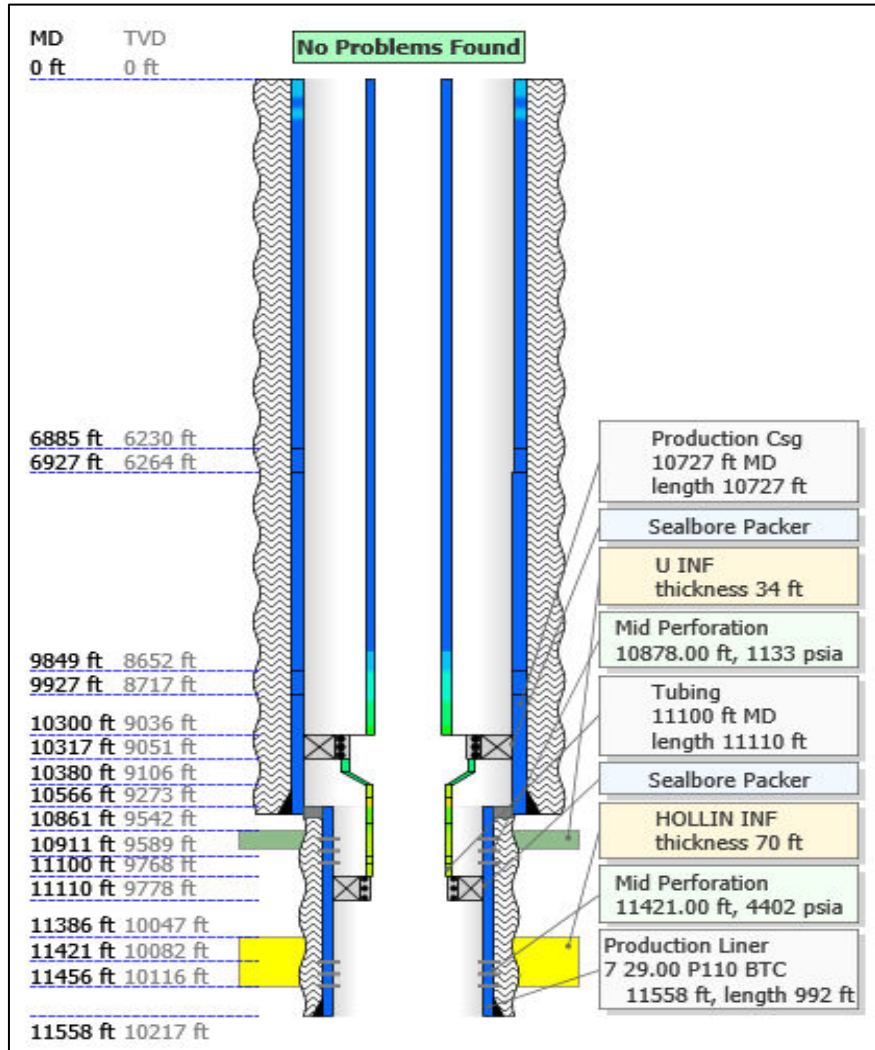
La primera sección está entre la unidad de sellos que ingresa al empacador inferior, hasta el empacador de 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub> pulg. En la **figura 34**, esta sección está representada en azul.



**Figura 34.-** Estructura de la completación.  
Fuente: Esquema de completación de un pozo de Schlumberger.



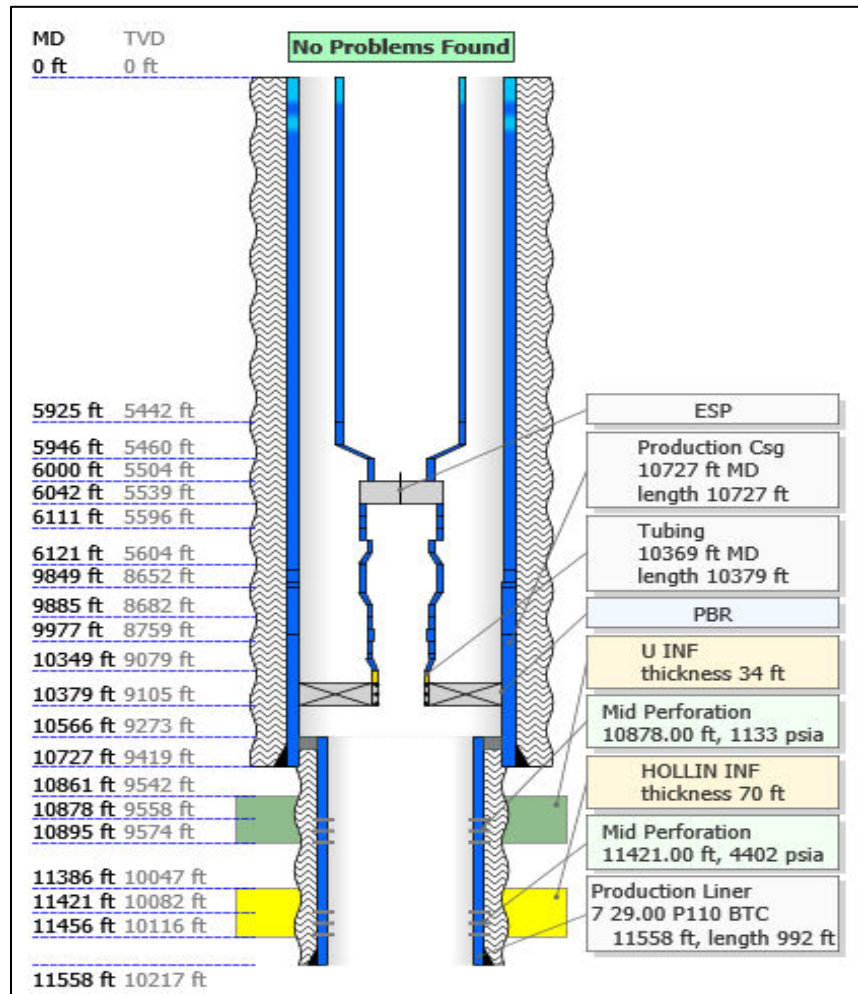
La clave es definir la longitud correcta de los sellos, así como las seal bore extensions necesarias para evitar deformaciones y otros efectos negativos en la tubería y los componentes de la completación. El resultado de la simulación, en la **figura 35**, muestra que no hay ningún problema con esta parte de la completación en el escenario esperado por el cliente durante la vida de esta. El simulador muestra en pantalla un cuadro de dialogo en color verde, el cual indica que la primera sección de la completación no tiene ningún problema en cuanto a movimiento de tubería y esfuerzos.



**Figura 35.-** Primera sección del análisis del movimiento de la tubería.  
Fuente: Programa TDAS-Schlumberger.

El segundo tramo contempla el equipo y tubería que se encuentra entre el stinger y la boca del pozo e incluye equipos fundamentales para la completación, como el BES, bands catcher, flow X-over, tubería externa y otros. Esta sección está representada en la **figura**

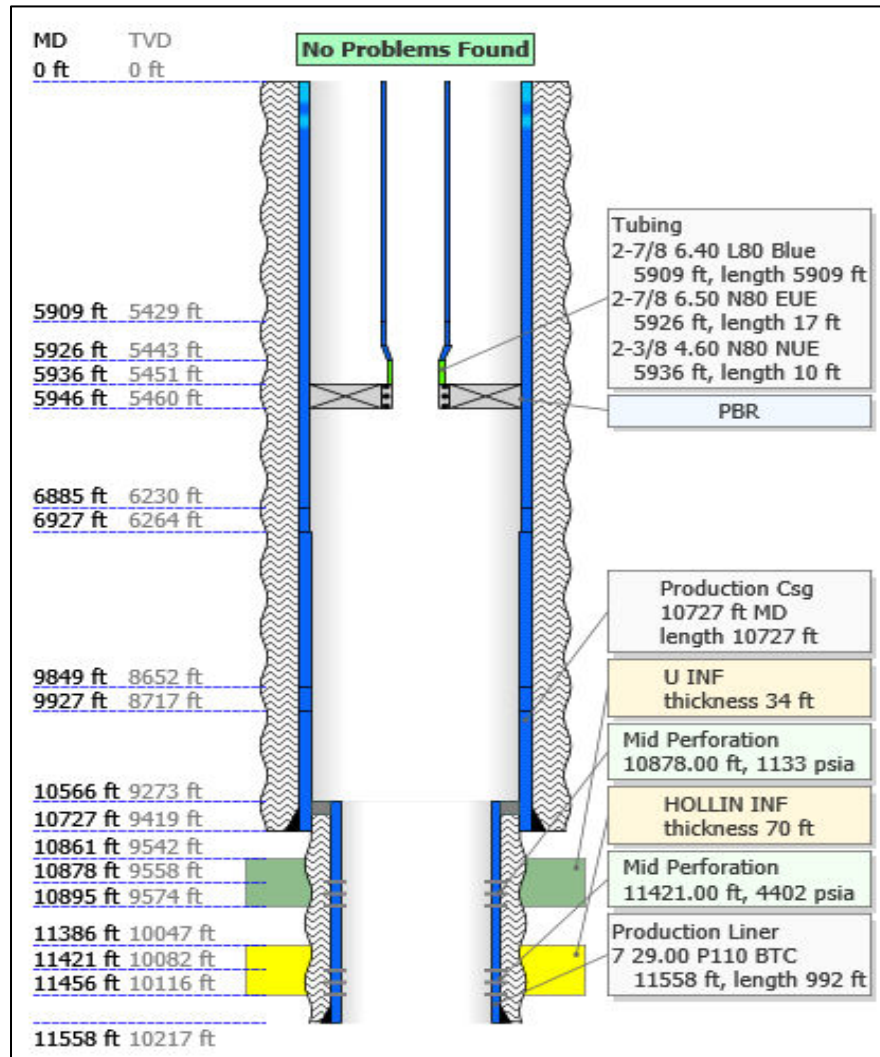
**34** en color naranja. En esta sección, el pandeo es extremadamente crítico, por lo que se recomienda prestar mucha atención a estos cálculos. Se recomienda colocar esta sección en tensión para evitar cargas axiales en el BES mientras el sistema está encendido. La simulación se muestra en la **figura 36**. En pantalla se muestra un cuadro de dialogo en color verde, indicando que la segunda sección de la completación no tiene ningún problema en cuanto a movimiento de tubería y esfuerzos.



**Figura 36.-** Segunda sección del análisis del movimiento de la tubería.  
Fuente: Programa TDAS-Schlumberger.

La tercera sección consta del stinger superior, accesorios y tubería interna que permite dos pasajes de fluido: el agua producida a través del anular y la tubería interna permite la inyección a la zona receptora. Esta sección está representada en azul claro en la **figura 34**. Se deben considerar los movimientos de la tubería como el alargamiento y la contracción para diseñar la longitud más adecuada del stinger en diferentes escenarios. Esto ayudará a realizar el espaciamiento. Así mismo, debemos tener cuidado también con el pandeo.

La simulación se muestra en la **figura 37**. Se muestra un cuadro de dialogo en color verde en la pantalla, el cual muestra que la tercera sección de la completación no tiene ningún problema en cuanto a movimiento de tubería y esfuerzos.



**Figura 37.-** Tercera sección del análisis del movimiento de la tubería.  
Fuente: Programa TDAS-Schlumberger.

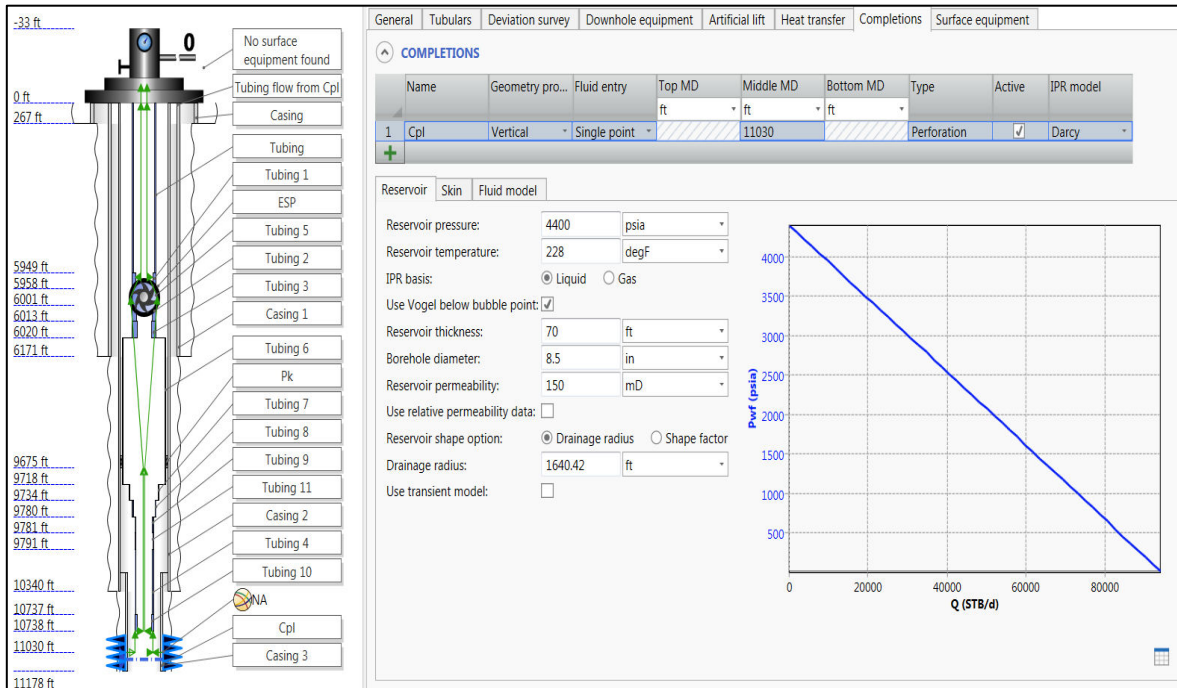
Los resultados de cada sección, dependiendo del escenario que se analiza, deben transferirse a la siguiente sección como puntos de carga. Esto permite conectar las diferentes partes de la completación en un solo modelo que refleja el comportamiento real de esta en diferentes condiciones.

## 8.2. ANÁLISIS NODAL

### 8.2.1. ANÁLISIS NODAL EN EL POZO A1

#### SARTA DE PRODUCCIÓN

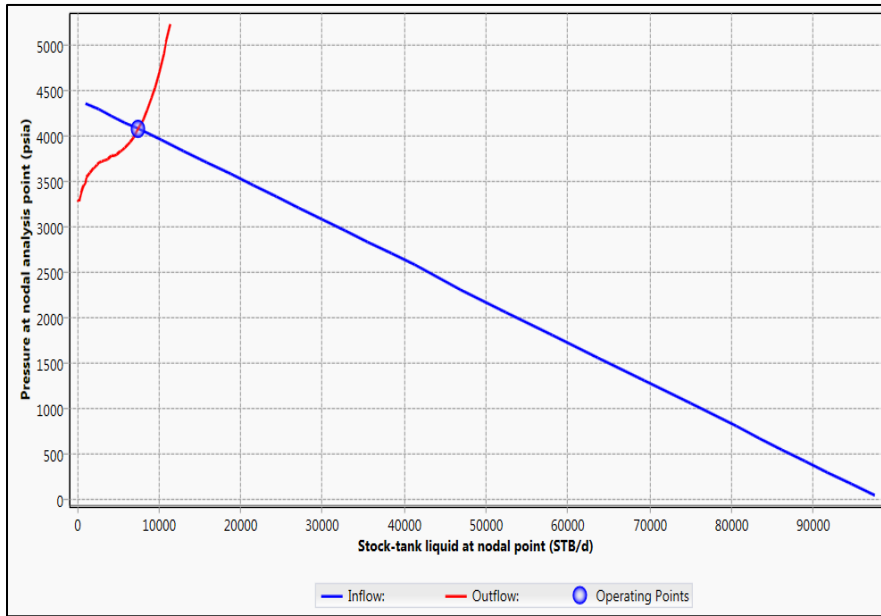
La **figura 38** muestra la ley de Darcy aplicada en la formación productora del pozo A1. Esta es la forma de establecer el modelo de producción de pozos.



**Figura 38.-** Modelo de Darcy aplicado a la formación de interés del sistema de producción en el pozo A1.

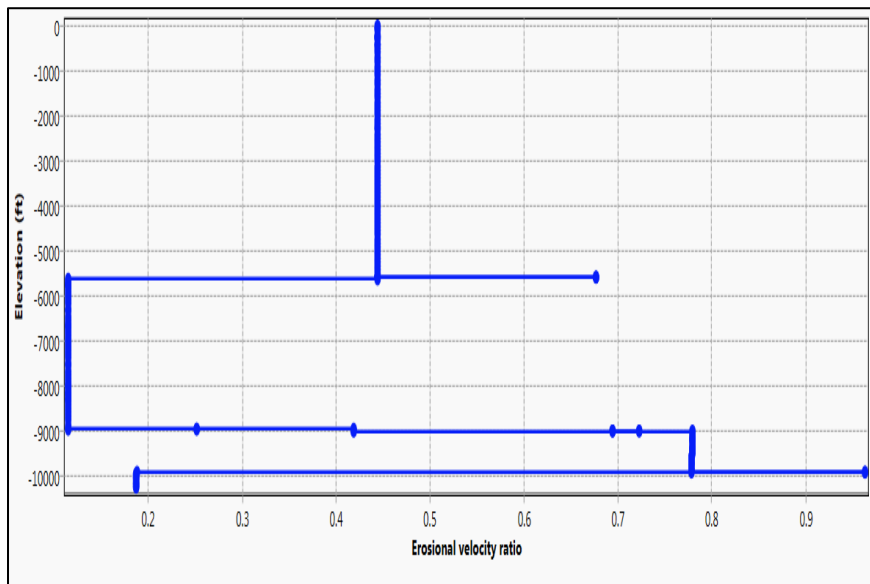
Fuente: Programa Pipe Sim-Schlumberger.

La **figura 39** muestra la IPR para el Pozo A1. La producción estimada es de 7000 B/D de agua, considerando la presión en el punto del análisis nodal ( $P_w$ ) es de alrededor de 4000 psi y en la boca de pozo de 2300 psi, esta última suministrada por la bomba electro sumergible, que sirve para la inyección de agua a la formación de interés.



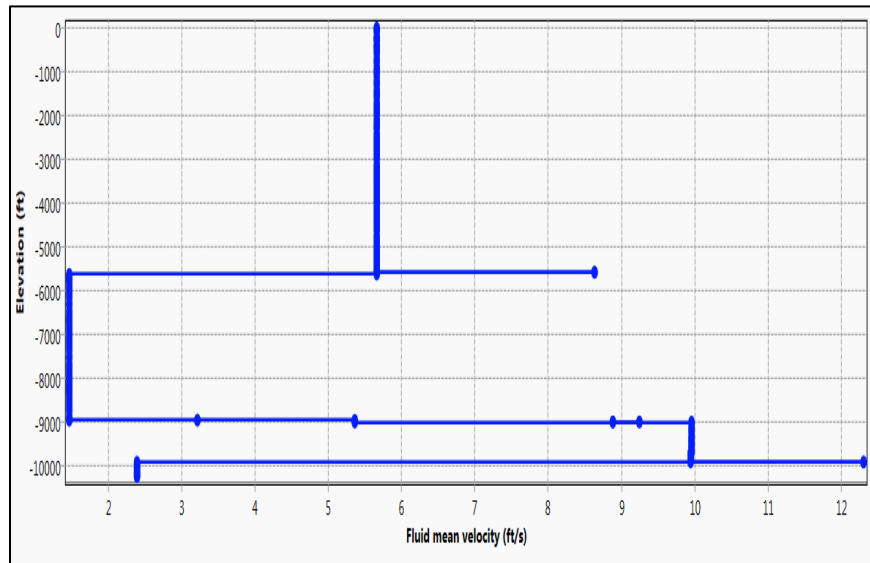
**Figura 39.-** IPR de producción del pozo A1.  
Fuente: Programa Pipe Sim-Schlumberger.

La **figura 40** muestra la profundidad vs. EVR. La teoría indica un punto de cuello de botella a 10690 pies MD, 9900 pies TVD, ya que el EVR se acerca a 1.



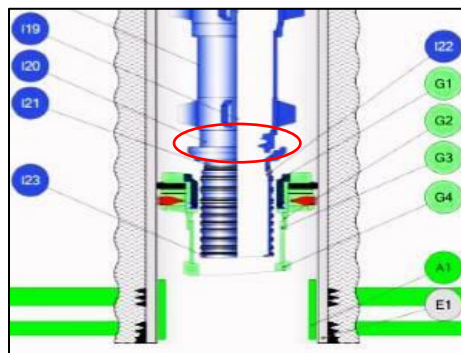
**Figura 40.-** Gráfico de profundidad vs. EVR, producción pozo A1.  
Fuente: Programa Pipe Sim-Schlumberger.

La **figura 41** muestra la profundidad vs. la velocidad media del fluido. Nuevamente, hay un cuello de botella en 10690 pies MD, TVD de 9900 pies, que es el principal cuello de botella porque tiene la mayor velocidad a 12.5 pies/seg, lo que indica el punto de erosión más débil.



**Figura 41.-** Gráfico de profundidad vs. velocidad media del fluido, producción pozo A.  
Fuente: Programa Pipe Sim-Schlumberger.

La **figura 42** muestra dónde se encuentra el cuello de botella. La herramienta es un nipple, 3½ pulg. EUE x 2¾ pulg. R.



**Figura 42.-** Punto de cuello de botella a 10690 pies MD, 9900 pies TVD; nipple, 3½ pulg. EUE x 2¾ pulg. R. Producción, pozo A1.  
Fuente: Esquema de una completación de Schlumberger.

La **tabla 1** muestra las herramientas cercanas, junto a los tamaños y profundidades.



**Tabla 1.- Características del nipple, 3½ pulg. EUE x 2 ¾ pulg. R y accesorios cercanos. Producción, pozo A1.**

| Descripción del ítem                 | Número | OD (pulg) | ID (pulg) | Profundidad MD (pies) |
|--------------------------------------|--------|-----------|-----------|-----------------------|
| Pup Joint                            | I18    | 3.5       | 2.992     | 10676                 |
| Integral Centralizer                 | I19    | 6.015     | 2.992     | 10688                 |
| Nipple                               | I20    | 4.5       | 2.75      | 10690                 |
| Double Premium Locator Seal Assembly | I21    | 5.108     | 2.99      | 10691                 |
| Premium Seal Units                   | I22    | 4.001     | 2.991     | 10692                 |
| Special Mule Shoe                    | I23    | 3.92      | 2.441     | 10700                 |
| Premium Sealbore Retrievable Packer  | G1     | 5.994     | 4         | 10693                 |
| Sealbore Coupling                    | G2     | 5.5       | 4         | 10698                 |
| Sealbore Extension                   | G3     | 5.5       | 4         | 10700                 |
| Mule Shoe                            | G4     | 5.9       | 4         | 11022                 |

*Fuente: Esquema de una completación de Schlumberger.*

## DEMOSTRACIÓN USANDO LA TEORÍA DE LA VELOCIDAD DE EROSIÓN

El valor de EVR (0.94) se obtuvo del gráfico de la simulación (**Figura 39**). Haciendo cálculos simples, de acuerdo con la teoría de la velocidad de erosión, resolviendo para  $v_e$ ,  $v_a$  y EVR en el nipple, 3½ pulg. EUE x 2.75 pulg. R:

Para  $v_e$ :

$$v_e = \frac{C_E}{\sqrt{\rho_m}} = \frac{100}{\sqrt{69.9}} = 11.96 \text{ pies/s, ..... (6)}$$

Dónde:

$$C_E = 100$$

$$\rho_m = 69.9 \text{ lbm/pies}^3$$

Para  $v_a$ :

$$r = \frac{d}{2} = \frac{0.229}{2} = 0.1145 \text{ pies.} \dots\dots\dots (7)$$

$$\begin{aligned} A &= \pi r^2 = \pi(0.1145)^2 \\ &= 0.0412 \text{ pies}^2. \dots\dots\dots (8) \end{aligned}$$

$$v_a = \frac{Q}{A} = \frac{0.4622}{0.0412} = 11.22 \text{ pies/s,}$$

Dónde:

$$Q = 7188.5 \text{ B/D} = 0.4622 \text{ pies}^3/\text{s}$$

$$d = 2.75 \text{ pulg.} = 0.229 \text{ pies.}$$

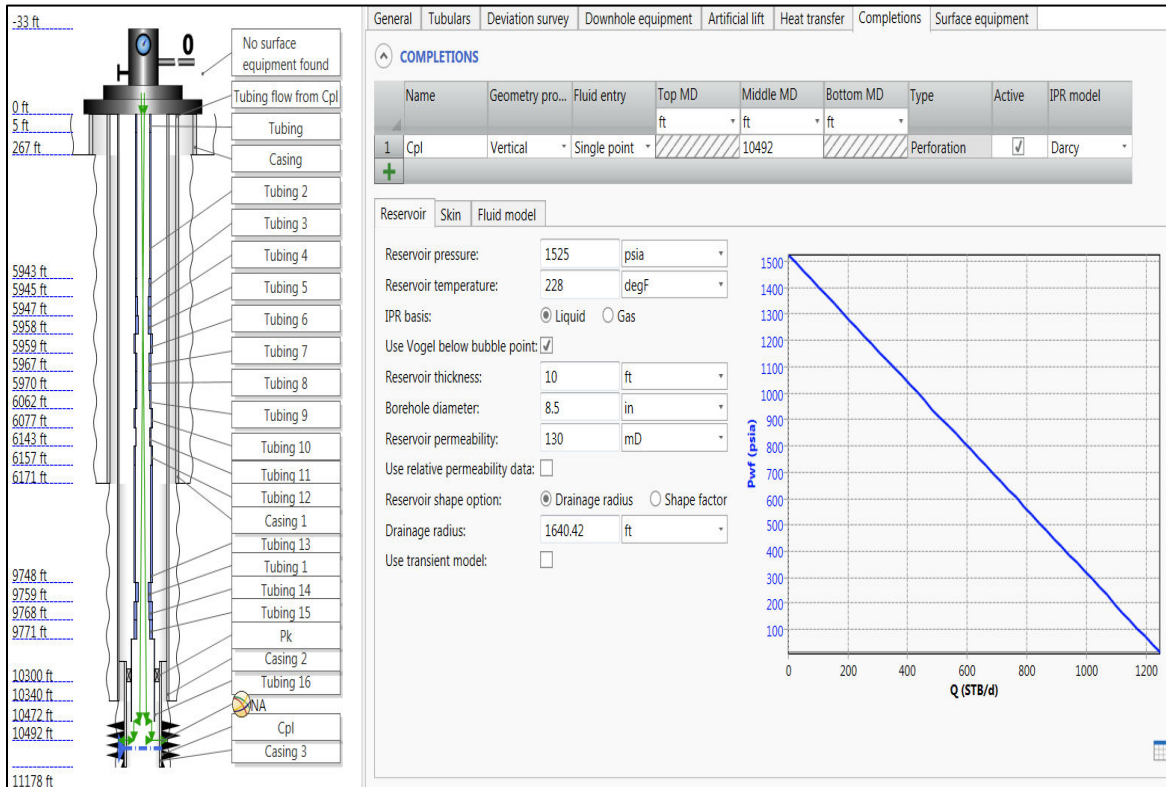
Entonces:

$$EVR = \frac{v_a}{v_e} = \frac{11.22}{11.96} = 0.94. \dots\dots\dots (9)$$



## SARTA DE INYECCIÓN

La **figura 43** muestra la ley de Darcy aplicada en la formación receptora para configurar la inyección del pozo.

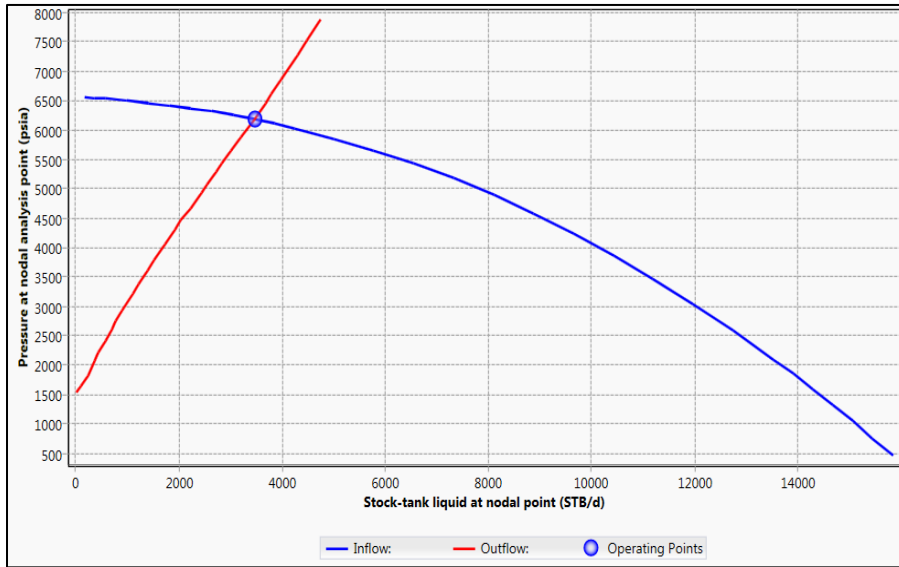


**Figura 43.-** Modelo de Darcy aplicado a la formación de interés del sistema de inyección en el pozo A1.

Fuente: Programa Pipe Sim-Schlumberger.

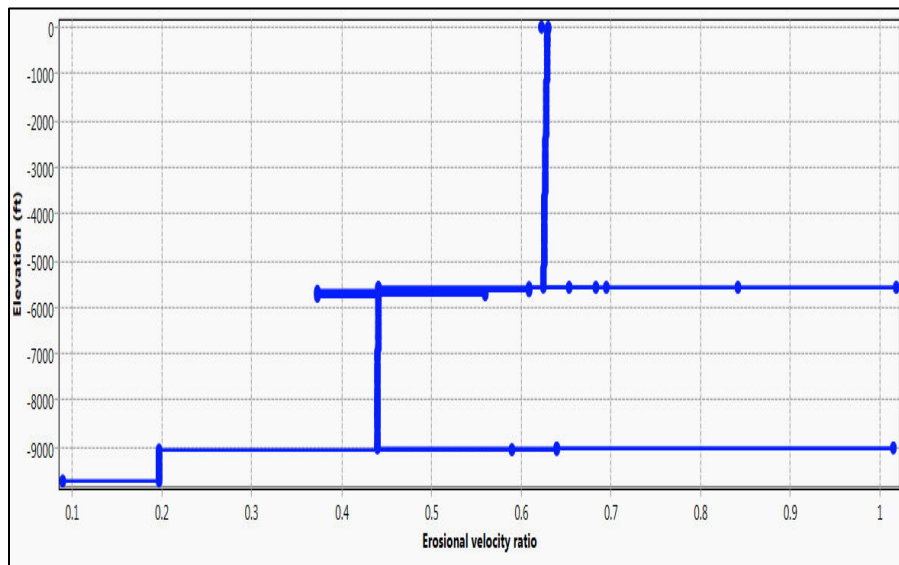
La **figura 44** muestra la IPR para el pozo A1. La inyección se estima en  $\pm 3800$  B/D considerando una  $P_{wh}$  de 2300 psi en la red de superficie.

Hay que recordar que la presión que se tiene en cabeza, para la sarta de inyección, es la misma con la que llega el fluido producido a la cabeza del pozo, gracias a la presión que es suministrada por la bomba electro sumergible y que recorre por la red de superficie, desde la producción.



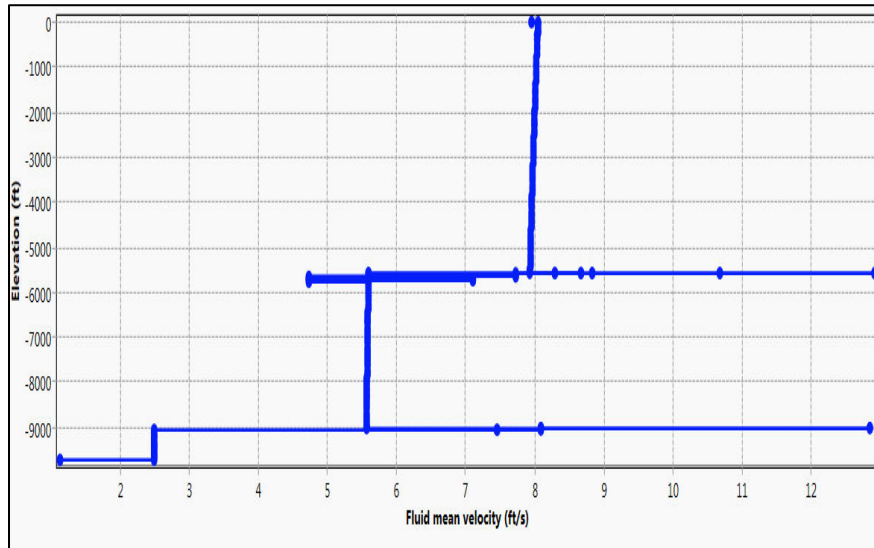
**Figura 44.-** IPR de inyección, pozo A1.  
Fuente: Programa Pipe Sim-Schlumberger.

La **figura 45** muestra la profundidad vs. EVR. De acuerdo con la teoría EVR, señala dos puntos de cuello de botella en MD de 5960 pies, TVD de 5560 pies y MD de 9760 pies, TVD de 9030 pies; debido a que la EVR es casi 1.



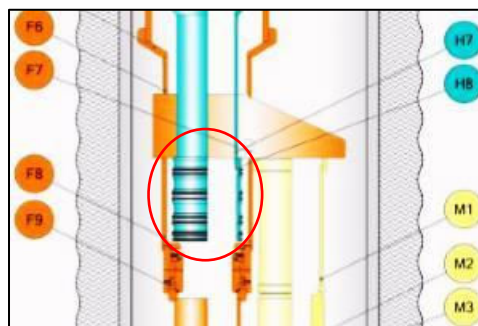
**Figura 45.-** Gráfico de profundidad vs. EVR, inyección pozo A1.  
Fuente: Programa Pipe Sim-Schlumberger.

La **figura 46** muestra la profundidad vs. la velocidad media del fluido, donde las profundidades a 5960 pies MD, 5560 TVD y 9760 pies MD, 9030 TVD son el principal cuello de botella. Debido a que ambos alcanzan los 12.9 pies/segundo, significa que estos son los puntos más débiles a la erosión.



**Figura 46.-** Gráfico de elevación vs. velocidad media del fluido, inyección pozo A1.  
Fuente: Programa Pipe Sim-Schlumberger.

La **figura 47** muestra dónde se encuentra el cuello de botella: el 2<sup>7</sup>/<sub>8</sub> pulg. Stinger assembly.



**Figura 47.-** Punto de cuello de botella a 5960 pies MD, 5560 pies TVD; 2<sup>7</sup>/<sub>8</sub> pulg. Stinger assembly. Inyección, pozo A1.  
Fuente: Diseño de una completación de Schlumberger.

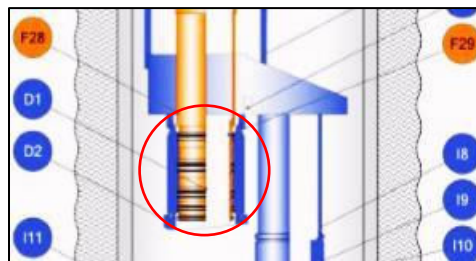
La **tabla 2** muestra las herramientas cercanas al cuello de botella, junto a los tamaños y profundidades.

**Tabla 2.-** Características del 2<sup>3</sup>/<sub>8</sub> pulg. Stinger assembly y accesorios cercanos. Inyección, pozo A1.

| Descripción del ítem           | Número | OD (pulg.) | ID (pulg.) | Profundidad MD (pies) |
|--------------------------------|--------|------------|------------|-----------------------|
| Pup Joint                      | H7     | 2.875      | 1.991      | 5939                  |
| Stinger Assembly               | H8     | 2.75       | 1.81       | 5960                  |
| Handling Sub                   | F6     | 4.5        | 3.99       | 5928                  |
| Flow X-Over Assembly           | F7     | 8          | 2.992      | 5932                  |
| Polished Bore Receptacle       | F8     | 4.5        | 2.75       | 5935                  |
| Adjustable Union C/W Pup Joint | F9     | 4.563      | 2.75       | 5938                  |
| Pump Sub                       | M1     | 3.5        | 2.992      | 5950                  |
| Flow Coupling                  | M2     | 4.5        | 2.992      | 5970                  |
| No-Go                          | M3     | 4.5        | 2.69       | 5976                  |

Fuente: Diseño de una completación de Schlumberger.

La **figura 48** muestra dónde está el otro punto de cuello de botella: el 2<sup>3</sup>/<sub>8</sub> pulg. Stinger assembly.



**Figura 48.-** Punto de cuello de botella a 9760 pies MD, 9030 pies TVD; 2<sup>3</sup>/<sub>8</sub> pulg. Stinger assembly. Inyección, pozo A1.

Fuente: Diseño de una completación de Schlumberger.

La **tabla 3** muestra herramientas que se ubican junto al 2<sup>3</sup>/<sub>8</sub> pulg. Stinger assembly. En esta tabla se detallan también los tamaños y profundidades de aquellas herramientas.

**Tabla 3.- Características 2¾ pulg. Stinger assembly y accesorios cercanos. Inyección, pozo A1.**

| Descripción del ítem                 | Número | OD (pulg.) | ID (pulg.) | Profundidad MD (pies) |
|--------------------------------------|--------|------------|------------|-----------------------|
| Pup Joint                            | F28    | 2.875      | 1.991      | 9735                  |
| Stinger Assembly                     | F29    | 2.75       | 1.81       | 9760                  |
| PBR 3.625-in Stub Acme x 2.75-in. ID | D1     | 4.563      | 2.75       | 9753                  |
| Mule Shoe                            | D2     | 4          | 2.75       | 9776                  |
| Pump Sub                             | I8     | 3.5        | 2.992      | 9754                  |
| Blast Joint Assembly                 | I9     | 4.5        | 2.992      | 9774                  |
| X-Over                               | I10    | 4.5        | 2.992      | 9789                  |
| Tubing                               | I11    | 3.5        | 2.99       | 9790                  |

Fuente: Diseño de una completación de Schlumberger.

### DEMOSTRACIÓN USANDO LA TEORÍA DE LA VELOCIDAD DE EROSIÓN

El valor de EVR (1.053) se obtuvo del gráfico de la simulación (**figura 44**). De acuerdo con la teoría de la velocidad de erosión, resolviendo para  $v_e, v_a$  y EVR en el Stinger assembly de 2¾ pulg.:

Para  $v_e$ :

$$v_e = \frac{C_E}{\sqrt{\rho_m}} = \frac{100}{\sqrt{69.9}}$$

$$= 11.96 \text{ pies/s}, \dots \dots \dots (10)$$

Dónde:

$$C_E = 100$$

$$\rho_m = 69.9 \text{ lbm/pies}^3$$

Para  $v_a$ :

$$r = \frac{d}{2} = \frac{0.15083}{2}$$
$$= 0.07542 \text{ pies} \dots\dots\dots(11)$$

$$A = \pi r^2 = \pi(0.07542)^2$$
$$= 0.01787 \text{ pies}^2 \dots\dots\dots(12)$$

$$v_a = \frac{Q}{A} = \frac{0.2251}{0.01787}$$
$$= 12.596 \text{ pies/s}, \dots\dots\dots(13)$$

Dónde:

$$Q = 3463.008 \frac{B}{D}$$
$$= 0.2251 \text{ pies}^3/\text{s} \dots\dots\dots(14)$$

$$d = 1.81 \text{ pulg.} = 0.15083 \text{ pies.}$$

Entonces,

$$EVR = \frac{v_a}{v_e} = \frac{12.596}{11.96} = 1.053 \dots\dots\dots(15)$$

## RED DE SUPERFICIE

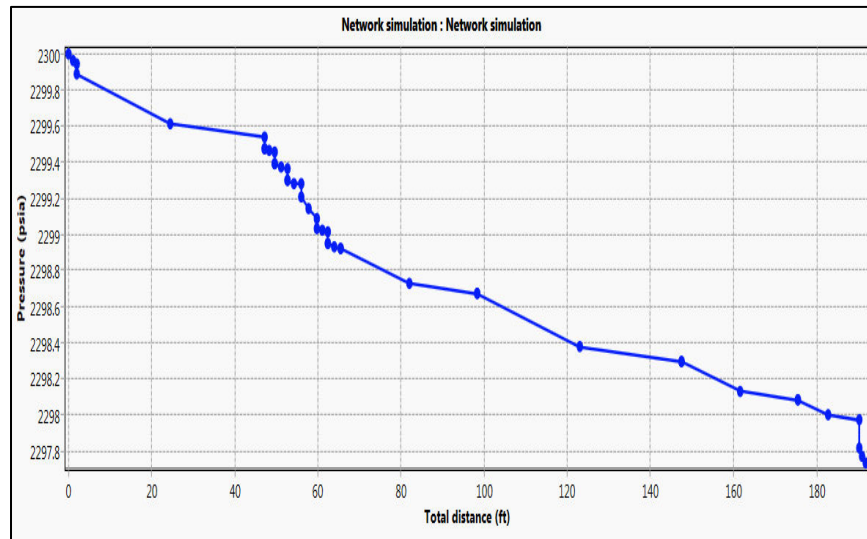
Los datos mostrados en la **tabla 4** fueron cargados en el programa para poder simular la red de superficie. En esta tabla son mostrados el tipo de elemento, ya sea tubería o válvula, junto con su tamaño y posición, distancia desde la cabeza del pozo.

**Tabla 4.- Elementos y tamaños de la red de superficie.**

| Item  | Número | ID (pulg.) | Bean size (pulg.) | Distancia horizontal (pies) |
|-------|--------|------------|-------------------|-----------------------------|
| Pipe  | FL     | 2.624      |                   | 1.968                       |
| Pipe  | FL1    | 3.438      |                   | 45.06                       |
| Valve | Ck     |            | 3.438             |                             |
| Pipe  | FL2    | 3.438      |                   | 2.46                        |
| Valve | Ck1    |            | 3.438             |                             |
| Pipe  | FL3    | 3.438      |                   | 3.114                       |
| Valve | Ck2    |            | 3.438             |                             |
| Pipe  | FL4    | 3.438      |                   | 3.247                       |
| Pipe  | FL5    | 2.624      |                   | 3.936                       |
| Pipe  | FL6    | 3.438      |                   | 2.493                       |
| Valve | Ck3    |            | 3.438             |                             |
| Pipe  | FL7    | 3.438      |                   | 3.22                        |
| Pipe  | FL8    | 3.438      |                   | 32.8                        |
| Pipe  | FL9    | 3.438      |                   | 49.21                       |
| Pipe  | FL10   | 3.438      |                   | 27.88                       |
| Pipe  | FL11   | 3.438      |                   | 14.76                       |
| Pipe  | FL12   | 2.624      |                   | 1.4                         |

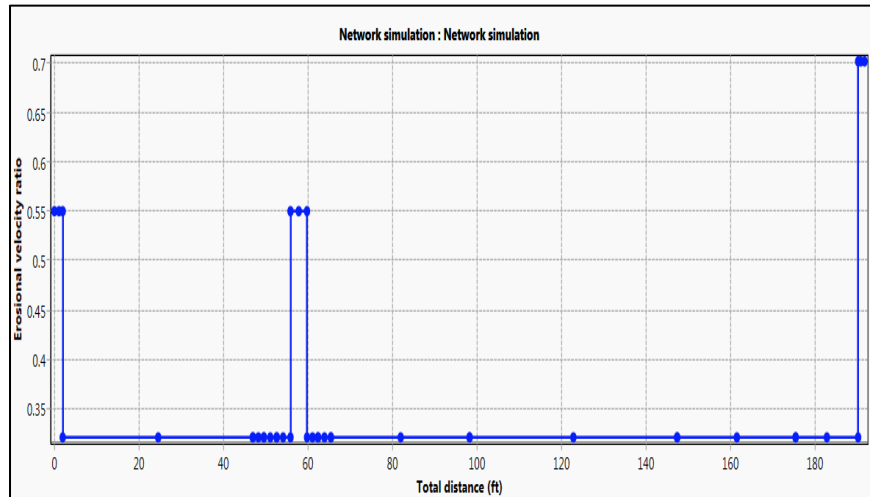
Fuente: Diseño de una red de superficie de Schlumberger.

La **figura 49** muestra la caída de presión a lo largo de la red de superficie. El gráfico destaca que las pérdidas de presión a través de las tuberías son mínimas (1-2 psi).



**Figura 49.- Presión vs. distancia total, red de superficie del pozo A1.**  
Fuente: Programa Pipe Sim-Schlumberger.

La **figura 50** muestra un cuello de botella en la entrada a la sarta de inyección (2.44 pulgadas de DI). Según la teoría de EVR, esta tiene un valor de 0.7.



**Figura 50.-** EVR vs. distancia total, red de superficie del pozo A1.  
Fuente: Programa Pipe Sim-Schlumberger.

En este caso, el valor está por debajo de 1, lo que significa que no hay problemas de erosión.

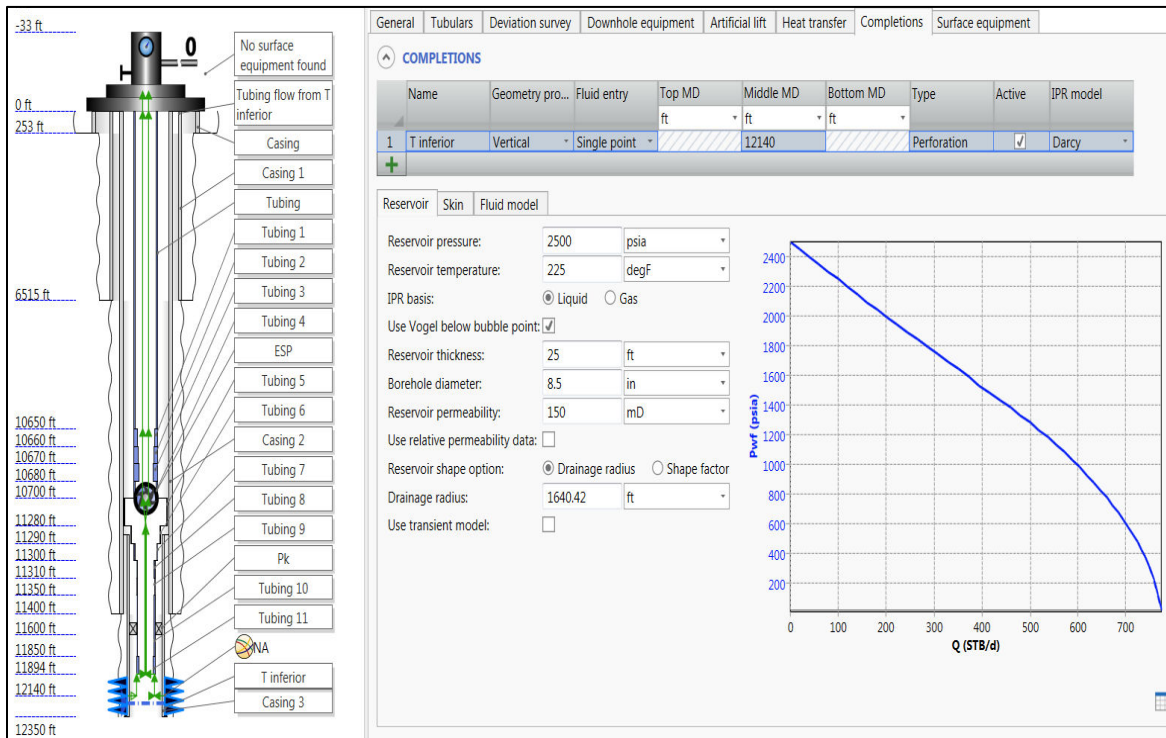
## 8.2.2. ANÁLISIS NODAL EN EL POZO B1

### SARTA DE PRODUCCIÓN

Se realiza el mismo procedimiento hecho en el análisis nodal del Pozo A1. En este segundo pozo existen diferencias notables como que no produce el mismo fluido que el que inyecta y que la red de superficie no es una red cerrada.

La **figura 51** muestra la ley de Darcy aplicada a la formación productora en el Pozo B1, para el sistema de producción.

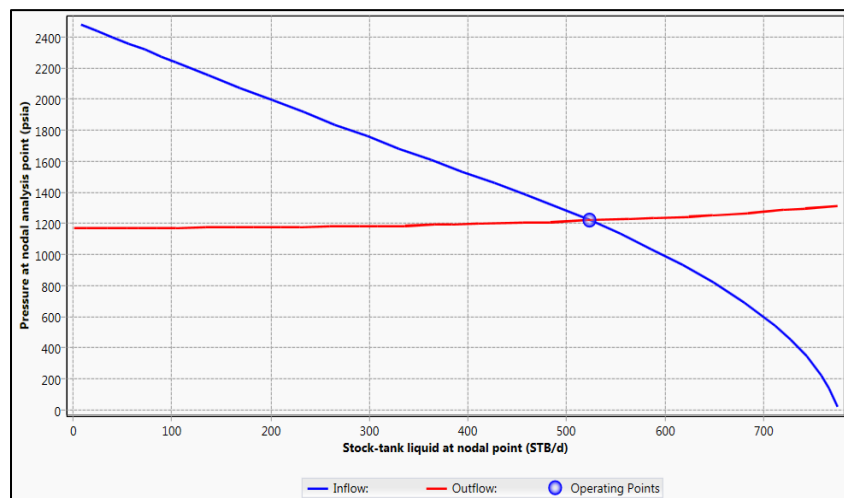




**Figura 51.-** Modelo de Darcy aplicado a la formación de interés del sistema de producción en el pozo B1.

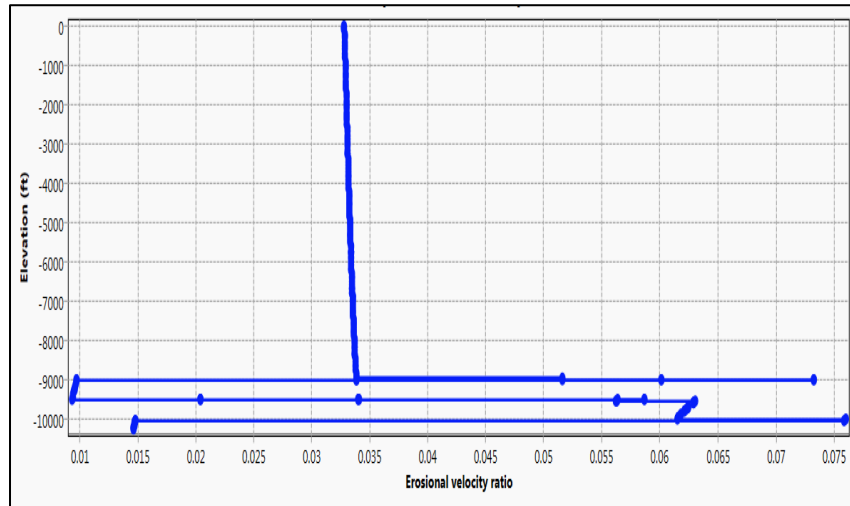
Fuente: Programa Pipe Sim-Schlumberger.

La **figura 52** muestra el IPR en la producción para el Pozo B1. La producción se estima en 550 B/D y 10% BSW considerando que la bomba otorga energía suficiente para que el fluido alcance una Pwh de 1500, en el fondo la Pw es de alrededor de 1200 psi. La presión en la boca del pozo suministra energía para enviar fluidos a las instalaciones de producción.



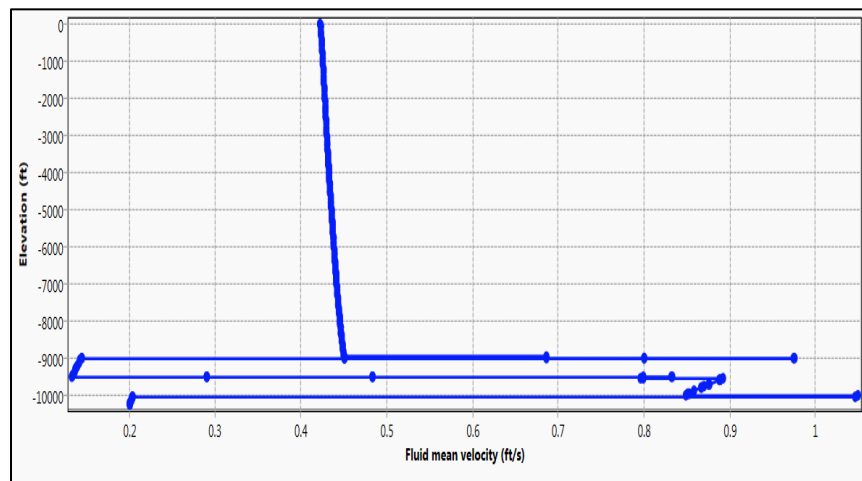
**Figura 52.-** IPR de producción, pozo B1.  
Fuente: Programa Pipe Sim-Schlumberger.

La **figura 53** muestra la profundidad vs. EVR. De acuerdo con la teoría de EVR, señala un punto de cuello de botella a 11900 pies MD, TVD de 10000 pies, donde el EVR es de aproximadamente 0.075. Según el valor de EVR, en este caso no hay posibilidad de erosión.



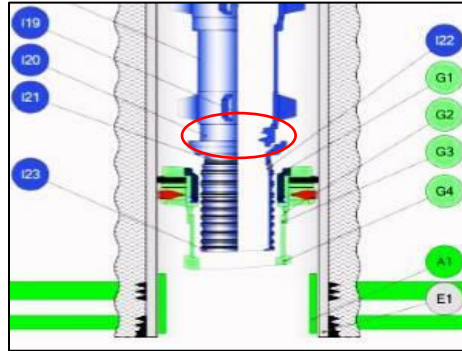
**Figura 53.-** Gráfico de profundidad vs. EVR, producción pozo B1.  
Fuente: Programa Pipe Sim-Schlumberger.

La **figura 54** muestra la profundidad vs. la velocidad media del fluido, donde el mismo punto a 11900 pies MD, 10000 pies TVD es el principal cuello de botella porque la mayor velocidad es de 0.2 pies/s, destacando el punto que podría ser más débil frente a la erosión.



**Figura 54.-** Gráfico de profundidad vs. velocidad media del fluido, producción pozo B1.  
Fuente: Programa Pipe Sim-Schlumberger.

La **figura 55** muestra gráficamente dónde se encuentra el cuello de botella. La herramienta es un nipple, 3½-pulg. EUE x 2.75-pulg. R. La **tabla 5** muestra las herramientas cercanas.



**Figura 55.-** Punto de cuello de botella a 11900 pies MD, 10000 pies TVD; nipple, 3½-pulg. EUE x 2.75-pulg. R. Producción, pozo B1.

Fuente: Diseño de una completación de Schlumberger.

**Tabla 5.-** Características del nipple, 3½-pulg. EUE x 2.75-pulg. R y accesorios cercanos. Producción, pozo B1.

| Descripción del ítem                 | Número | OD (pulg.) | ID (pulg.) | Profundidad MD (pies) |
|--------------------------------------|--------|------------|------------|-----------------------|
| Pup Joint                            | I18    | 3.5        | 2.992      | 11896                 |
| Integral Centralizer                 | I19    | 6.015      | 2.992      | 11898                 |
| Nipple                               | I20    | 4.5        | 2.75       | 11900                 |
| Double Premium Locator Seal Assembly | I21    | 5.108      | 2.99       | 11901                 |
| Premium Seal Units                   | I22    | 4.001      | 2.991      | 11902                 |
| Special Mule Shoe                    | I23    | 3.92       | 2.441      | 11910                 |
| Premium Sealbore Retrievable Packer  | G1     | 5.994      | 4          | 11903                 |
| Sealbore Coupling                    | G2     | 5.5        | 4          | 11908                 |
| Sealbore Extension                   | G3     | 5.5        | 4          | 11909                 |
| Mule Shoe                            | G4     | 5.9        | 4          | 11918                 |

Fuente: Diseño de una completación de Schlumberger.

## DEMOSTRACIÓN USANDO LA TEORÍA DE LA VELOCIDAD DE EROSIÓN

El valor de EVR (0.07) se derivó del gráfico del simulador (figura 52). Según la teoría de la velocidad de erosión, haciendo los cálculos como se muestra a continuación, se puede obtener  $v_e$ ,  $v_a$  y EVR en el nipple, 3½-pulg. EUE x 2.75-pulg. R:

Con:

$$C_E = 100$$

$$\rho_m = 76.94 \text{ lbm/pies}^3$$

$$Q = 523.8795 \text{ B/D} = 0.0337 \text{ pies}^3/\text{s}$$

$$d = 2.75 \text{ pulg.} = 0.229 \text{ pies}$$

Para  $v_e$ :

$$v_e = \frac{C_E}{\sqrt{\rho_m}} = \frac{100}{\sqrt{76.94}}$$
$$= 11.4 \text{ pies/s} \dots \dots \dots (16)$$

$$r = \frac{d}{2} = \frac{0.229}{2}$$
$$= 0.1145 \text{ pies} \dots \dots \dots (17)$$

$$A = \pi r^2 = \pi(0.1145)^2$$
$$= 0.0412 \text{ pies}^2 \dots \dots \dots (18)$$

Para  $v_a$ :

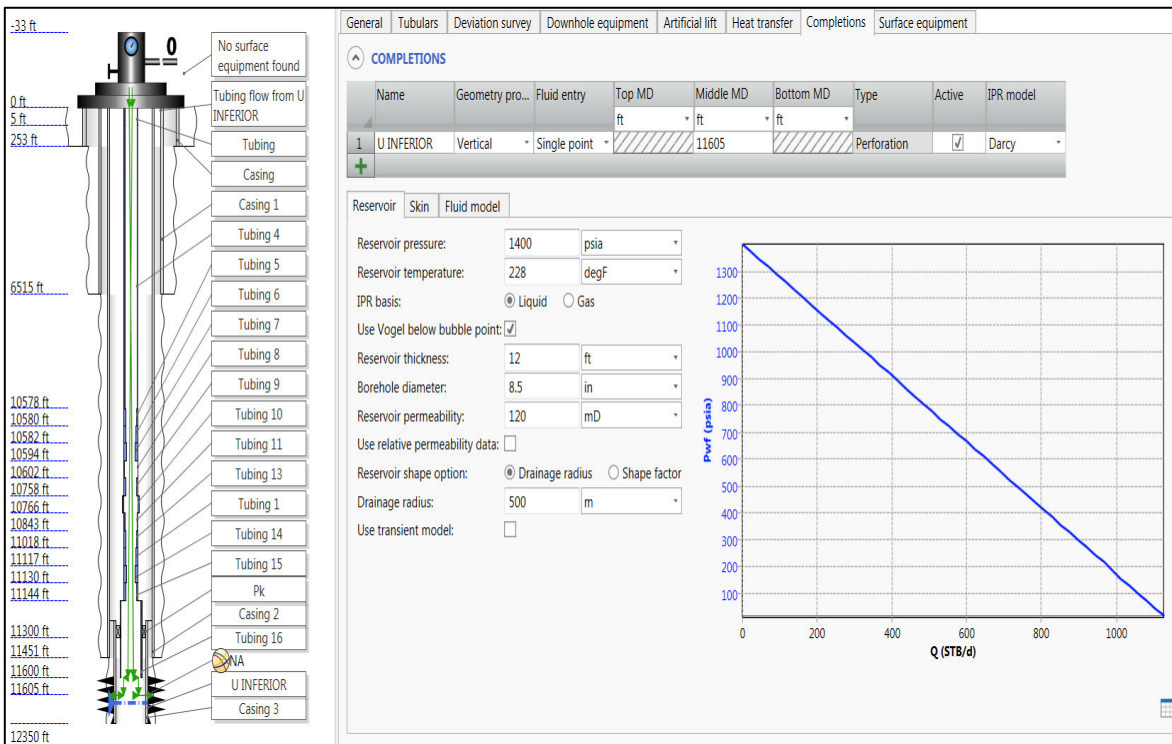
$$v_a = \frac{Q}{A} = \frac{0.0337}{0.0412}$$

$$= 0.82 \text{ pies/s} \dots \dots \dots (19)$$

$$EVR = \frac{v_a}{v_e} = \frac{0.82}{11.4} = 0.072 \dots \dots \dots (20)$$

**SARTA DE INYECCIÓN**

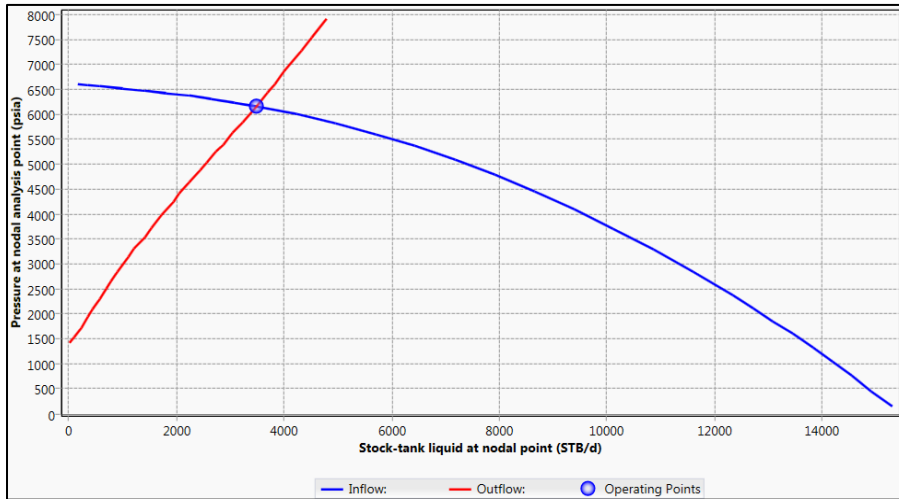
La **figura 56** muestra la ley de Darcy aplicada a la formación de interés y utilizada para configurar la inyección del pozo.



**Figura 56.-** Modelo de Darcy aplicado a la formación de interés del sistema de inyección en el pozo B1.

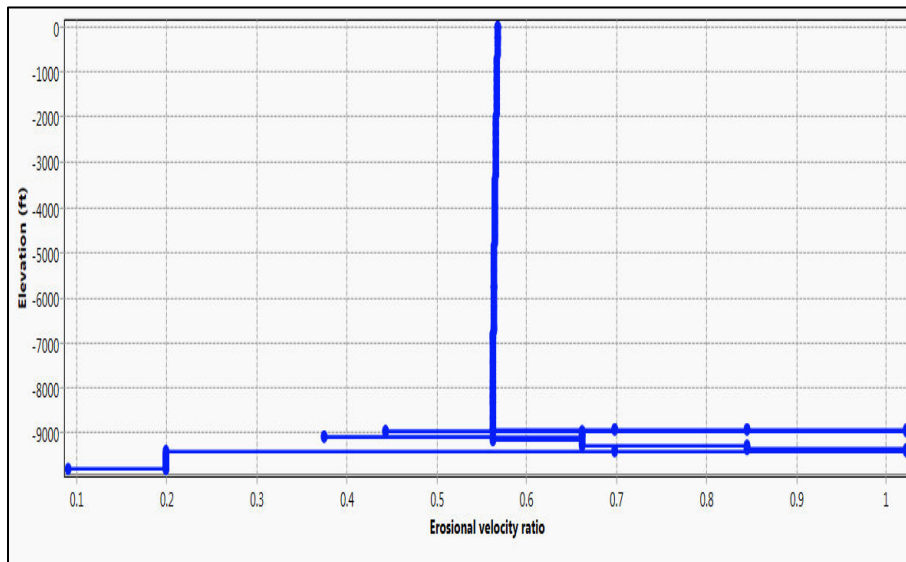
Fuente: Programa Pipe Sim-Schlumberger.

La **figura 57** muestra el IPR para el sistema de producción del pozo B1. La inyección estimada es de ± 3800 B/D, considerando una Pwh de 2300 psi en la red de superficie.



**Figura 57.- IPR de inyección del pozo B1.**  
 Fuente: Programa Pipe Sim-Schlumberger.

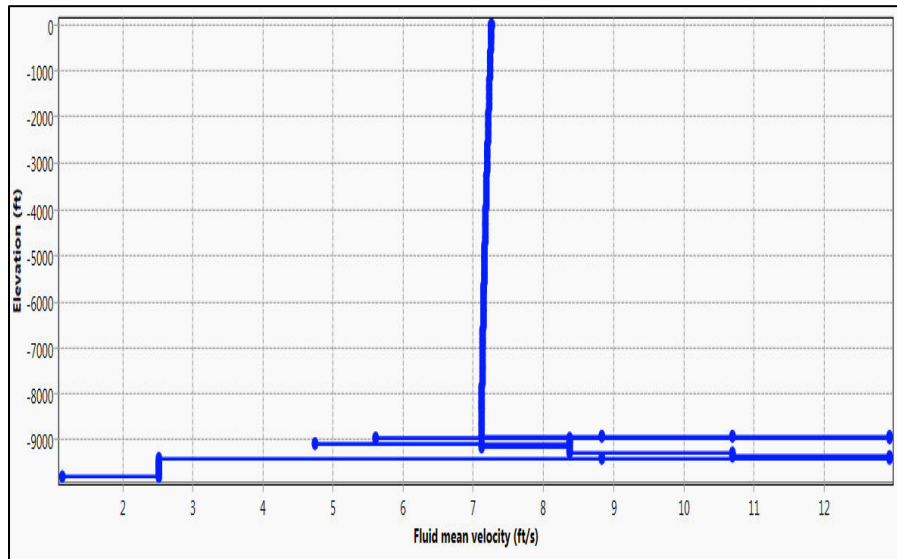
La **figura 58** muestra la elevación vs. EVR. Según la teoría de EVR, señala puntos de cuello de botella en MD de 10600 pies, 8930 TVD y MD de 11130 pies, 9350 TVD, donde la EVR es casi 1.



**Figura 58.- Gráfico de profundidad vs. EVR, inyección pozo B1.**  
 Fuente: Programa Pipe Sim-Schlumberger.

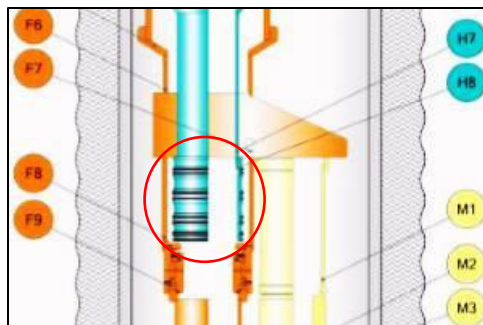
La **figura 59** muestra la profundidad vs. la velocidad media del fluido donde las profundidades a 10600 pies MD, 8930 TVD y 11130 pies MD, 9350 TVD son los principales

cuellos de botella. Debido a que ambos alcanzan los 12.9 pies/s, significa que son los puntos más débiles frente a la erosión.



**Figura 59.-** Gráfico de profundidad vs. velocidad media del fluido, inyección pozo B1.  
Fuente: Programa Pipe Sim-Schlumberger.

La **figura 60** muestra dónde se encuentra el cuello de botella. La herramienta es un  $2\frac{7}{8}$  pulg. stinger assembly La **tabla 6** muestra herramientas cercanas.



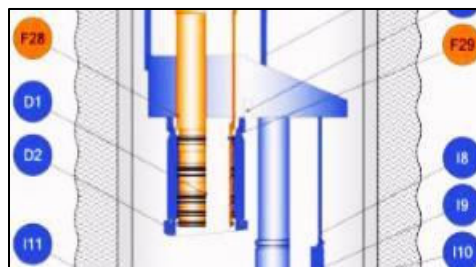
**Figura 60.-** Punto de cuello de botella a 10600 pies MD, 8930 pies TVD;  $2\frac{7}{8}$  pulg. stinger assembly. Inyección, pozo B1.  
Fuente: Diseño de una completación de Schlumberger.

**Tabla 6.-** Características del 2<sup>3</sup>/<sub>8</sub> pulg. stinger assembly y accesorios cercanos. Inyección, pozo B1.

| Descripción del ítem           | Número | OD (pulg.) | ID (pulg.) | Profundidad (pies) |
|--------------------------------|--------|------------|------------|--------------------|
| Pup Joint                      | H7     | 2.875      | 1.991      | 10587              |
| Stinger Assembly               | H8     | 2.75       | 1.81       | 10600              |
| Handling Sub                   | F6     | 4.5        | 3.99       | 10590              |
| Flow X-Over Assembly           | F7     | 8          | 2.992      | 10597              |
| Polished Bore Receptacle       | F8     | 4.5        | 2.75       | 10600              |
| Adjustable Union C/W Pup Joint | F9     | 4.563      | 2.75       | 10607              |
| Pump Sub                       | M1     | 3.5        | 2.992      | 10590              |
| Flow Coupling                  | M2     | 4.5        | 2.992      | 10605              |
| No-Go                          | M3     | 4.5        | 2.69       | 10612              |

Fuente: Diseño de una completación de Schlumberger.

La **figura 61** muestra gráficamente dónde se encuentra el cuello de botella, el cual es un 2<sup>3</sup>/<sub>8</sub>-in. stinger assembly. La **tabla 7** muestra las herramientas cercanas.



**Figura 61.-** Punto de cuello de botella a 11130 pies MD, 9350 pies TVD; 2<sup>3</sup>/<sub>8</sub>-pulg. stinger assembly. Inyección, pozo B1.

Fuente: Diseño de una completación de Schlumberger.



**Tabla 7.- Características del 2<sup>3</sup>/<sub>8</sub>-pulg. stinger assembly y accesorios cercanos. Inyección, pozo B1.**

| Descripción del ítem                | Número | OD (pulg.) | ID (pulg.) | Profundiad (pies) |
|-------------------------------------|--------|------------|------------|-------------------|
| Pup Joint                           | F28    | 2.875      | 1.991      | 11118             |
| Stinger Assembly                    | F29    | 2.75       | 1.81       | 11130             |
| PBR 3.625-in Stub Acme x 2.75-in ID | D1     | 4.563      | 2.75       | 11133             |
| Mule Shoe                           | D2     | 4          | 2.75       | 11155             |
| Pump Sub                            | I8     | 3.5        | 2.992      | 11133             |
| Blast Joint Assembly                | I9     | 4.5        | 2.992      | 11154             |
| X-Over                              | I10    | 4.5        | 2.992      | 11192             |
| Tubing                              | I11    | 3.5        | 2.99       | 11194             |

Fuente: Diseño de una completación de Schlumberger.

## DEMOSTRACIÓN USANDO LA TEORÍA DE LA VELOCIDAD DE EROSIÓN

El valor de EVR (1.05) se derivó del gráfico del simulador (**figura 57**). Según la teoría de la velocidad de erosión se puede obtener  $v_e, v_a$  y EVR en el 2<sup>7</sup>/<sub>8</sub> pulg. stinger assembly:

Para  $v_e$ :

$$v_e = \frac{C_E}{\sqrt{\rho_m}} = \frac{100}{\sqrt{69.9}}$$

$$= 11.96 \text{ pies/s} \dots \dots \dots (21)$$

$$r = \frac{d}{2} = \frac{0.15083}{2}$$

$$= 0.07542 \text{ pies} \dots \dots \dots (22)$$

$$A = \pi r^2 = \pi(0.07542)^2$$

$$= 0.01787 \text{ pies}^2 \dots \dots \dots (23)$$

Para  $v_a$ :

$$v_a = \frac{Q}{A} = \frac{0.2251}{0.07542}$$
$$= 12.596 \text{ pies/s} \dots \dots \dots (24)$$

Dónde:

$$C_E = 100$$

$$\rho_m = 69.9 \text{ lbm/pies}^3$$

$$Q = 3463.008 \text{ B/D} = 0.2251 \text{ pies}^3/\text{s}$$

$$d = 1.81 \text{ pulg.} = 0.15083 \text{ ft}$$

Entonces,

$$EVR = \frac{v_a}{v_e} = \frac{12.596}{11.96} = 1.053 \dots \dots \dots (25)$$

## RED DE SUPERFICIE

En este caso, no es necesario una red cerrada en superficie porque se requiere que la bomba electro sumergible envíe fluidos a las instalaciones de superficie, con una Pwh de 1500 psi, a través de una tubería de 4 pulgadas. Por otro lado, el agua proviene de una fuente diferente que puede ser un pozo productor de agua o una planta de agua. La presión de inyección es de aproximadamente 2300 psi. En consecuencia, en esta aplicación, en términos de tuberías de superficie, las cadenas de producción e inyección van aisladas entre sí.

## 9. CONCLUSIONES

La completación de dumpflooding funciona eficientemente en ambas aplicaciones, la primera produce e inyecta agua instalando un circuito cerrado de superficie, la segunda produce petróleo e inyecta agua sin circuito cerrado de superficie.

La simulación de esfuerzos y movimientos de la tubería permite la adecuada selección de los componentes de la completación, así como los tipos de roscas a utilizar tanto en la tubería como en los accesorios de la completación.

El mayor efecto al que están expuestas las sartas es el cambio de temperatura al inicio del pozo, en el que se prolonga la completación. Este alargamiento es útil para el espaciado de cada sección, ya que no se puede dejar a la sarta en compresión.

En la sarta de inyección los puntos de cuello de botella están ubicados en las 2 $\frac{3}{8}$ -pulg. y 2 $\frac{7}{8}$ -pulg. stinger assembly, cada uno con 1.81 pulg. ID, considerando que debe ser EVR <1 para evitar la erosión. En las configuraciones actuales de esta completación de pozos, hay dos stinger assembly.

En la sarta de producción tiene el punto de cuello de botella está ubicado en un nipple, 3 $\frac{1}{2}$ -pulg. EUE x 2.75-pulg R, con 2.75-pulg. ID, considerando que debe ser EVR <1 para que no existan problemas de erosión

En la red de superficie no hay pérdidas de presión a lo largo de las tuberías. Además, en este caso, es el EVR <1, lo que significa que no hay problemas de erosión.

## 10. RECOMENDACIONES

Es muy importante verificar la data a ingresar en los simuladores, ya que una información de entrada incorrecta generará resultados erróneos. Es decir, es indispensable comprobar que los datos de petrofísica, del pozo y de las bombas sean correctos.

Se recomienda realizar la estimulación con tubería flexible y no exceder los 3000 psi de presión de cabeza porque puede ocurrir un pandeo severo, especialmente en la tercera sección compuesta por tubería concéntrica.

Se recomienda no generalizar la metalurgia o los tipos de conexiones en la tubería y accesorios. Debido a la aplicación de este tipo de completaciones, estas deben ser analizadas caso por caso, observando atentamente el entorno en el que se trabajará y las condiciones en las que se expondrá la completación.

En la comprobación mediante la teoría de la velocidad de erosión es recomendable usar el valor de 100 para la constante empírica  $C_E$ , ya que este mismo valor es utilizado por el simulador.

La máxima producción de líquido por la sarta de producción debe ser  $\pm 7200$  BAPD en la primera aplicación y de  $\pm 2500$  BPPD en la segunda para que EVR sea menor que 1.

La máxima inyección de líquido para que EVR sea menor a 1 debe ser  $\pm 3800$  BAPD.

## 11. NOMENCLATURA

$A$  = Área,  $L^2$ , pies<sup>2</sup>

$C_E$  = constante empírica

$C_l$  = fracción de caudal

$d$  = diámetro, L, pies, m

$h_r$  = espesor del reservorio, L, pies

$k_{ef}$  = permeabilidad efectiva,  $L^2$ , md

$p$  = presión, m/Lt<sup>2</sup>, psi

$p_{wh}$  = presión de cabeza, m/Lt<sup>2</sup>, psi

$P_r$  = presión del reservorio, m/Lt<sup>2</sup>, psi

$Q$  = caudal mixto,  $L^3/T$ , pies<sup>3</sup>/s, B/D

$Q_g$  = caudal de gas,  $L^3/T$ , pies<sup>3</sup>/s

$Q_l$  = caudal de líquido,  $L^3/T$ , pies<sup>3</sup>/s

$r_d$  = radio de drenaje, L, pies, m

$R$  = radio de la herramienta, L, pies, m

$T_r$  = temperatura del reservorio, °F

$U_{sg}$  = velocidad superficial del gas, L/T, pies/s

$U_{sl}$  = velocidad superficial del líquido, L/T, pies/s

$U_{sd}$  = velocidad superficial de la gota, L/T, pies/s

$v_a$  = velocidad actual del fluido, L/T, pies/s

$v_e$  = velocidad de erosión, L/T, pies/s

$\rho_g$  = densidad del gas, M/L<sup>3</sup>, gr/cm<sup>3</sup>, lbm/ pies<sup>3</sup>

$\rho_l$  = densidad del líquido, M/L<sup>3</sup>, gr/cm<sup>3</sup>, lbm/ pies<sup>3</sup>

## 12. FACTORES DE CONVERSIÓN

$$1 \text{ pies} = 12 \text{ pulg.} = 0.3048 \text{ m}$$

$$1 \text{ lbm} = 0.45359 \text{ kg}$$

$$1 \text{ pie}^3 = 28.3168 \text{ lt} = 0.0283168 \text{ m}^3 = 0.17811 \text{ B}$$

$$1 \text{ día} = 24 \text{ horas} = 1440 \text{ minutos} = 86400 \text{ segundos}$$

$$K = ^\circ\text{C} + 32$$

$$R = ^\circ\text{F} + 459.67$$

$$^\circ\text{F} = \left( ^\circ\text{C} * \frac{9}{5} \right) + 32$$

$$1 \text{ psi} = 6894.76 \text{ Pa} = 0.068046 \text{ atm}$$

## 13. BIBLIOGRAFÍA

- Al-Kady, M., Attia, I. y Selim, A. (2017). Schlumberger's new production life cycle management service, which provides real-time data collection, monitoring, analysis and interpretation to optimise the performance of artificial lift systems, has helped Agiba Petroleum Company to increase productio. *Artificial lift goes digital*, 32-35.
- Arabnejad, H., McLaury, B., Shizari, S. (2014). *A Guideline to Calculate Erosional Velocity due to Liquid Droplets for Oil and Gas Industry*. Amsterdam: Department of Mechanical Engineering, The University of Tulsa.
- Baby, P., Rivadeneira, M. y Barragán, R. (2004). *La Cuenca Oriente: Geología y petróleo*. Lima: Institut français d'études andines.
- Rodriguez, L. D, Leal, J. R., Sanchez, H. F. e Hinojosa, G. R. (2015). Superando una desafiante caracterización de contacto agua-petróleo inclinado: Estudio del Campo Sacha Oriente Ecuatoriano. *PGE Petróleo y Gas*, 34-43.
- Ruiz, C. J. (2007). *Producción simultánea de petróleo de dos arenas diferentes mediante completaciones dobles concéntricas en el bloque 15*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Sania, F. M., Huizingab, S., Esakluc, K. A. y Nesica ,S. (2019). *Review of the API RP 14E erosional velocity equation: Origin, applications, misuses, limitations and alternatives* . Nashville: ELSEVIER.

# ANEXOS

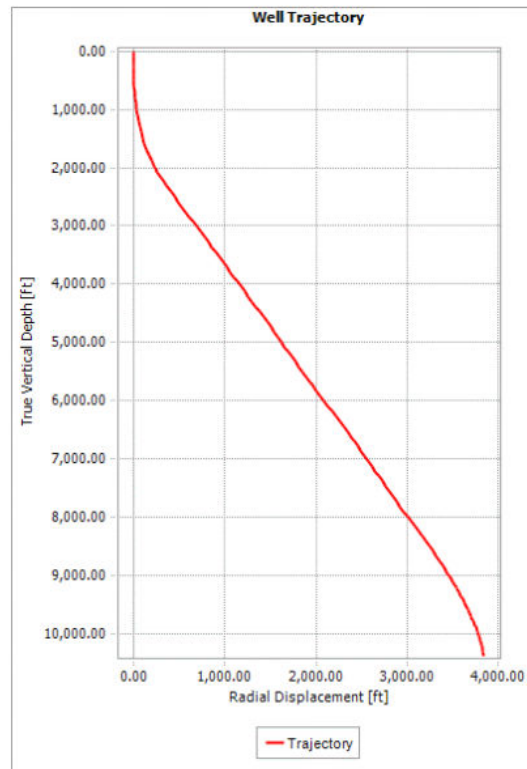
## ANEXO I: ESQUEMA DE LA COMPLETACIÓN TOTAL, POZO A1

| Casing Data                     |          |  |       |         |               |            |             |                |                |                   |          |
|---------------------------------|----------|--|-------|---------|---------------|------------|-------------|----------------|----------------|-------------------|----------|
| Type                            | OD (in)  | Weight (lbm/ft)  | Grade | ID (in) | Drift ID (in) | Connection | Top MD (ft) | Bottom MD (ft) | Length (ft)    |                   |          |
| Production Csg                  | 9-5/8    | 47.00  | L80   | 8.681   | 8.525         | BTC        | 0.00        | 7895.00        | 7895.00        |                   |          |
| Production Csg                  | 9-5/8    | 53.50  | N80   | 8.535   | 8.500         | BTC        | 7895.00     | 10340.00       | 2445.00        |                   |          |
| Production Liner                | 7        | 29.00  | P110  | 6.184   | 6.059         | BTC        | 10172.00    | 11176.00       | 1004.00        |                   |          |
| Item                            | Quantity | Description  |       |         |               | OD (in)    | ID (in)     | Length (ft)    | Top Depth (ft) | Bottom Depth (ft) | Comments |
| INNER STRING                    |          |  |       |         |               |            |             |                |                |                   |          |
| H1                              | 1        | X-OVER 2-7/8" EUE BOX UP x 2-7/8" TSH BLUE PIN DOWN  |       |         |               | 2.875      | 2.323       | 5.00           | 0.00           | 5.00              | SHAYA    |
| H2                              | +/- 191  | INNER PRODUCTION TUBING, 2-7/8" 6.4# TSH-BLUE Box x Pin L-80   |       |         |               | 2.875      | 2.323       | 5902.75        | 5.00           | 5907.75           | SHAYA    |
| H3                              | 1        | X-OVER, 2-7/8" 6.4# TSH-BLUE BOX x 2-7/8" 6.5# EUE PIN   |       |         |               | 2.875      | 2.441       | 1.50           | 5907.75        | 5909.25           | SHAYA    |
| H4                              | 1        | SLIDING SLEEVE 2-7/8"x2.31" F OPEN UP  |       |         |               | 2.875      | 2.310       | 2.94           | 5909.25        | 5912.19           | SLB-CPS  |
| H5                              | 1        | TUNING PUP JOINT 2-7/8" EUE BOX x PIN  |       |         |               | 2.875      | 1.810       | 10.00          | 5912.19        | 5922.19           | SLB-CPS  |
| H6                              | 1        | X-OVER, 2-7/8" 6.5lbs/ft EUE Box Up x 2-3/8" 4.6lbs/ft NV Pin Down   |       |         |               | 2.875      | 1.991       | 0.96           | 5922.19        | 5923.15           | SLB-CPS  |
| H7                              | 1        | PUP JOINT, 2-3/8" 4.6lbs/ft NV Box Up x Pin down   |       |         |               | 2.875      | 1.991       | 15.00          | 5923.15        | 5938.15           | SLB-CPS  |
| H8                              | 1        | STINGER ASSEMBLY, 2-3/8" 4.6lbs/ft NV BOX UP CON NO-GO 1.81"R( aumentado a 8FT de sellos)                                      |       |         |               | 2.750      | 1.810       | 8.00           | 5938.15        | 5946.15           | SLB-CPS  |
| UPPER COMPLETION                |          |  |       |         |               |            |             |                |                |                   |          |
| F1                              | 1        | X-OVER 5-1/2" BTC PIN UP x 5-1/2" TSH BLUE PIN DOWN  |       |         |               | 5.500      | 4.990       | 10.00          | 0.00           | 10.00             | SHAYA    |
| F2                              | +/- 148  | TUBING 5-1/2" TSH BLUE BOX UP X PIN DOWN   |       |         |               | 5.500      | 4.990       | 5895.09        | 10.00          | 5905.09           | SHAYA    |
| F3                              | 1        | TUBING 5-1/2" TSH BLUE BOX UP X PIN DOWN   |       |         |               | 5.500      | 4.890       | 15.00          | 5905.09        | 5920.09           | SHAYA    |
| F4                              | 1        | X-OVER 5-1/2" TSH BLUE BOX UP X 5-1/2" BTC PIN DOWN  |       |         |               | 5.500      | 4.890       | 5.00           | 5920.09        | 5925.09           | SHAYA    |
| F5                              | 1        | X-OVER 5-1/2" ; BTC BOX UP 17# X 4-1/2" PMJ BOX DOWN 12.6#.  |       |         |               | 4.500      | 3.999       | 1.50           | 5925.09        | 5926.59           | SLB-CPS  |
| F6                              | 1        | HANDLING SUB, 4-1/2" 12.6# PMJ BX UP X 4-1/2" 12.6# PMJ PIN DOWN   |       |         |               | 4.500      | 3.990       | 10.00          | 5926.59        | 5936.59           | SLB-CPS  |
| F7                              | 1        | FLOW X-OVER ASSY, 9 5/8" 4.5 ;12.6#PMJ BOX UP X 3-1/2" PMJ BOX DOWN,   |       |         |               | 8.000      | 2.992       | 1.56           | 5936.59        | 5938.15           | SLB-CPS  |
| F8                              | 2        | POLISHED BORE RECEPTACLE PBR, 2.75" BORE ADJUSTABLE UNION C/W PUP JOINT, 3-1/2" PMJ PIN UP X 2-7/8" 8.6lbs/ft VAM STL PIN DOWN |       |         |               | 4.500      | 2.750       | 8.00           | 5938.15        | 5946.15           | SLB-CPS  |
| F9                              | 1        | BY PASS TUBING 2-7/8" STL BOX X PIN  |       |         |               | 4.563      | 2.750       | 3.50           | 5946.15        | 5949.65           | SLB-CPS  |
| F10                             | SET      | BY PASS TUBING 2-7/8" STL BOX X PIN  |       |         |               | 2.875      | 2.259       | 32.85          | 5949.65        | 5982.50           | SLB-CPS  |
| F11                             | SET      | BY PASS TUBING 2-7/8" STL BOX X PIN  |       |         |               | 2.875      | 2.259       | 30.00          | 5982.50        | 6012.50           | SLB-CPS  |
| F12                             | SET      | BY PASS TUBING 2-7/8" STL BOX X PIN  |       |         |               | 2.875      | 2.259       | 30.00          | 6012.50        | 6042.50           | SLB-CPS  |
| F13                             | 1        | PUMP SUPPORT SUB 8.125X 2 7/8" STL   |       |         |               | 8.000      | 2.25        | 1.14           | 6042.50        | 6043.64           | SLB-CPS  |
| F14                             | 1        | LOWER HANDLING SUB, 3-1/2" 9.2# PMJ BOX UP X 3-1/2" 9.3# EUE PIN DOWN  |       |         |               | 3.500      | 2.992       | 6.00           | 6043.64        | 6049.64           | SLB-CPS  |
| F15                             | 1        | X-OVER 3-1/2" EUE BOX UP X 3-1/2" TSH BLUE PIN DOWN  |       |         |               | 3.500      | 2.992       | 1.50           | 6049.64        | 6051.14           | SLB-CPS  |
| F16                             | 2        | TUBERIA 3-1/2" TSH BLUE BOX UP X PIN DOWN  |       |         |               | 3.500      | 2.992       | 60.00          | 6051.14        | 6111.14           | SHAYA    |
| F17                             | 1        | X-OVER 3-1/2" TSH BLUE BOX UP X 3-1/2" EUE PIN DOWN  |       |         |               | 4.500      | 2.991       | 1.50           | 6111.14        | 6112.64           | SLB-CPS  |
| F18                             | 1        | X-OVER 3 1/2" EUE BOX UP X 2 7/8" EUE PIN DOWN   |       |         |               | 3.500      | 2.441       | 1.50           | 6112.64        | 6114.14           | SLB-CPS  |
| F19                             | 1        | INTEGRAL BANDS CATCHER 2 7/8" EUE BOX X PIN  |       |         |               | 8.500      | 2.441       | 6.00           | 6114.14        | 6120.14           | SLB-CPS  |
| F17                             | 1        | X-OVER, 2-7/8" EUE BOX UP X 3-1/2" TSHBLUE PIN DOWN  |       |         |               | 3.500      | 2.441       | 1.50           | 6120.14        | 6121.64           | SHAYA    |
| F20                             | 124      | TUBERIA 3-1/2" TSH BLUE BOX X PIN  |       |         |               | 3.500      | 2.991       | 3839.86        | 6121.64        | 9961.50           | SHAYA    |
| F21                             | 1        | X-OVER3-1/2" TSH BLUE BOX x 2-7/8" EUE PIN DOWN.   |       |         |               | 3.500      | 2.250       | 1.50           | 9961.50        | 9963.00           | SLB-CPS  |
| F22                             | 1        | X-OVER 2-7/8" EUE BOX UP x 2-7/8" NU PIN DOWN  |       |         |               | 2.875      | 2.250       | 1.00           | 9963.00        | 9964.00           | SLB-CPS  |
| F23                             | 1        | X-OVER 2-7/8" NU BOX UP X 2-7/8" STL PIN DOWN.   |       |         |               | 4.000      | 2.250       | 1.00           | 9964.00        | 9965.00           | SLB-CPS  |
| F24                             | 3        | TUBERIA FLUSH 2-7/8" STL BOX X PIN ; 8.6#  |       |         |               | 2.875      | 2.250       | 90.00          | 9965.00        | 10055.00          | SLB-CPS  |
| F25                             | 1        | X-OVER 2-7/8" STL BOX UP X 2-7/8" NU PIN DOWN.   |       |         |               | 4.000      | 2.250       | 1.00           | 10055.00       | 10056.00          | SLB-CPS  |
| F26                             | 1        | X-OVER 2-7/8" NU BOX UP X 2-7/8" EUE PINN DOWN.  |       |         |               | 4.000      | 2.250       | 1.00           | 10056.00       | 10057.00          | SLB-CPS  |
| F27                             | 1        | X-OVER, 2-7/8" EUE BOX UP X 2-3/8" 4.6# NUE PIN DOWN PARTE DEL STINGER   |       |         |               | 2.875      | 1.991       | 3.00           | 10057.00       | 10060.00          | SLB-CPS  |
| F28                             | 1        | PUP JOINT, 2-3/8" 4.6lbs/ft NUE BOX UP X PIN DOWN PARTE DEL STINGER  |       |         |               | 2.875      | 1.991       | 11.00          | 10060.00       | 10071.00          | SLB-CPS  |
| F29                             | 1        | STINGER ASSEMBLY, 2-3/8" 4.6lbs/ft NV BOX UP CON NO-GO 1.81"R( aumentado a 8FT de sellos)                                      |       |         |               | 2.750      | 1.810       | 8.00           | 10071.00       | 10079.00          | SLB-CPS  |
| UPPER ESP EQUIPMET              |          |  |       |         |               |            |             |                |                |                   |          |
| M1                              | 1        | PUMP SUB 3-1/2" 9.2# PMJ Pin up x 3-1/2" 9.3# EUE Pin Down   |       |         |               | 3.500      | 2.992       | 10.70          | 5938.15        | 5948.85           | SLB-CPS  |
| M2                              | 1        | FLOW COUPLING 3-1/2" 9.3# EUE Box x Pin  |       |         |               | 4.500      | 2.992       | 6.00           | 5948.85        | 5954.85           | SLB-CPS  |
| M3                              | 1        | NO-GO 3-1/2 EUE x 2.75 R   |       |         |               | 4.500      | 2.690       | 1.00           | 5954.85        | 5955.85           | SLB-CPS  |
| M4                              | 1        | FLOW COUPLING 3-1/2" 9.3# EUE Box x Pin  |       |         |               | 4.500      | 2.992       | 6.45           | 5955.85        | 5962.30           | SLB-CPS  |
| M5                              | 1        | BODH serie 540 - 3 1/2" EUE - Redalloy   |       |         |               | 5.400      | 0.000       | 0.50           | 5962.30        | 5962.80           | ALS      |
| M6                              | 1        | Discharge Pressure Sub, Serie 538  |       |         |               | 5.380      | 0.000       | 0.80           | 5962.80        | 5963.60           | ALS      |
| M7                              | 1        | Pump: 538 S4000N 45 stages   |       |         |               | 5.380      | 0.000       | 13.30          | 5963.60        | 5976.90           | ALS      |
| M8                              | 1        | Pump: 538 S4000N 77 stages   |       |         |               | 5.380      | 0.000       | 21.90          | 5976.90        | 5998.80           | ALS      |
| M9                              | 1        | Intake: 540/540  |       |         |               | 5.370      | 0.000       | 1.20           | 5998.80        | 6000.00           | ALS      |
| M10                             | 1        | Protector: LSBPB   |       |         |               | 5.370      | 0.000       | 8.90           | 6000.00        | 6008.90           | ALS      |
| M11                             | 1        | Protector: LSBPB   |       |         |               | 5.370      | 0.000       | 8.90           | 6008.90        | 6017.80           | ALS      |
| M12                             | 1        | Motor: 562 Maximus F093 HP: 303.8 hp   |       |         |               | 5.620      | 0.000       | 21.80          | 6017.80        | 6039.60           | ALS      |
| M13                             | 1        | Phoenix xt150 Type 1   |       |         |               | 4.500      | 0.000       | 1.87           | 6039.60        | 6041.47           | ALS      |
| M14                             | 1        | SPEAR 2-3/8" EUE PIN UP  |       |         |               | 3.000      | 0.000       | 1.03           | 6041.47        | 6042.50           | SLB-CPS  |
| PRIMERA SECCION DE COMPLETACION |          |  |       |         |               |            |             |                |                |                   |          |
| I1                              | 1        | QUANTUM PACKER 9-5/8" X6 ( 47-53.5#)   |       |         |               | 8.300      | 6.000       | 6.00           | 10000.00       | 10006.00          | SLB-CPS  |
| I2                              | 1        | SEAL BORE EXTENSION 7" STUB ACME PIN X PIN   |       |         |               | 8.000      | 6.000       | 10.00          | 10006.00       | 10016.00          | SLB-CPS  |
| I3                              | 1        | TAIL PIPE ADAPTER 7" STUB ACME BOX X 5-1/2" BTC PIN DOWN   |       |         |               | 8.000      | 4.900       | 1.50           | 10016.00       | 10017.50          | SLB-CPS  |
| I4                              | 1        | TUBING, 5-1/2" 17# BTC BOX X PIN BTC   |       |         |               | 5.500      | 4.900       | 40.00          | 10017.50       | 10057.50          | SLB-CPS  |
| I5                              | 1        | X-OVER, 5-1/2" 17# BTC BOX X 4-1/2" 12.6# PMJ PIN (PARTE DE FLOW X-OVER)   |       |         |               | 5.500      | 3.990       | 1.56           | 10057.50       | 10059.06          | SLB-CPS  |



|   |       |  |       |       |        |          |          |         |
|---|-------|--|-------|-------|--------|----------|----------|---------|
| I6  | 1     | HANDLING SUB, 4-1/2" 12.6# PMJ PIN UP X 4 -1/2" 12.6# PMJ PIN DOWN   | 4.500 | 3.990 | 10.07  | 10059.06 | 10069.13 | SLB-CPS |
| I7  | 1     | FLOW X-OVER ASSY, 9 5/8" 4.5 ;12.6#PMJ BOX UP X 3-1/2" PMJ BOX DOWN, | 8.000 | 2.992 | 1.56   | 10069.13 | 10070.69 | SLB-CPS |
| I8  | 1     | 3-1/2" 9.2# PMJ PIN UP X 3-1/2" 9.3# EUE PIN DOWN PUMP SUB           | 3.500 | 2.992 | 11.80  | 10070.69 | 10082.49 | SLB-CPS |
| I9  | 1     | BLAST JOINT ASSEMBLY, 3 1/2" EUE, 9.3 # BOX UP X PIN DOWN, L-80      | 4.500 | 2.992 | 20.00  | 10082.49 | 10102.49 | SLB-CPS |
| I10   | 1     | X-OVER 3 1/2" EUE BOX UP X 3-1/2 9.20 TSH                            | 4.500 | 2.992 | 1.50   | 10102.49 | 10103.99 | SLB-CPS |
| I11   | 9     | TUBING 3-1/2 9.20 TSH BOX X PIN                                      | 3.500 | 2.990 | 374.51 | 10103.99 | 10478.50 | SHAYA   |
| I12   | 1     | X-OVER 3-1/2 9.20 TSH 563 BOX UP X 3 1/2" EUE PIN DOWN               | 3.760 | 2.992 | 1.50   | 10478.50 | 10480.00 | SLB-CPS |
| I13   | 5     | BLAST JOINT ASSEMBLY, 3 1/2" EUE, 9.3 # BOX UP X PIN DOWN, L-80      | 4.500 | 2.992 | 100.00 | 10480.00 | 10580.00 | SLB-CPS |
| I14   | 1     | X-OVER 3-1/2" EUE BOX UP X 3 1/2" TSH BLUE PIN DOWN                  | 3.760 | 2.992 | 1.50   | 10580.00 | 10581.50 | SLB-CPS |
|   | 3     | TUBING 3-1/2 9.20 TSH BOX X PIN                                      | 3.500 | 2.990 | 100.50 | 10581.50 | 10682.00 | SHAYA   |
| I16   | 1     | X-OVER 3-1/2 9.20 TSH 563 BOX UP X 3 1/2" EUE PIN DOWN               | 3.760 | 2.992 | 1.50   | 10682.00 | 10683.50 | SLB-CPS |
| I17   | 1     | INTEGRAL CENTRALIZER, 3-1/2" EUE 9.3#, BOX UP X PIN DOWN, 6.00" OD   | 6.015 | 2.992 | 1.25   | 10683.50 | 10684.75 | SLB-CPS |
| I18   | 1     | PUP JOINT 3-1/2";9.3# EUE BOX UP X PIN DOWN                          | 3.500 | 2.992 | 12.00  | 10684.75 | 10696.75 | SLB-CPS |
| I19   | 1     | INTEGRAL CENTRALIZER, 3-1/2" EUE 9.3#, BOX UP X PIN DOWN, 6.00" OD   | 6.015 | 2.992 | 1.25   | 10696.75 | 10698.00 | SLB-CPS |
| I20   | 1     | NIPPLE 3-1/2"EUE X2.75"R   | 4.500 | 2.750 | 1.00   | 10698.00 | 10699.00 | SLB-CPS |
| I21   | 1     | DOUBLE PREMIUM LOCATOR SEAL ASSEMBLY, 3 1/2" EUE BOX X3.625 SA PIN   | 5.108 | 2.990 | 0.50   | 10699.00 | 10699.50 | SLB-CPS |
| I22   | 9     | PREMIUM SEAL UNITS, 3.625 SA BOX UP X PIN DOWN                       | 4.001 | 2.991 | 13.00  | 10699.50 | 10712.50 | SLB-CPS |
| I23   | 1     | SPECIAL MULE SHOE, 3.625 SA BOX UP                                   | 3.920 | 2.441 | 1.00   | 10712.50 | 10713.50 | SLB-CPS |
| <b>LOWER FLOW X-OVER</b>  |       |  |       |       |        |          |          |         |
| I7  | 1     | FLOW X-OVER ASSY, 9 5/8" 4.5 ;12.6#PMJ BOX UP X 3-1/2" PMJ BOX DOWN, | 8.000 | 2.992 | 1.56   | 10069.13 | 10070.69 | SLB-CPS |
| D1  | 1     | PBR 3.625"STUB ACME X 2.75"ID.                                       | 4.563 | 2.750 | 8.00   | 10070.69 | 10078.69 | SLB-CPS |
| D2  | 1     | MULE SHOE 3.625" STUB ACME BOX UP                                    | 4.000 | 2.750 | 1.00   | 10078.69 | 10079.69 | SLB-CPS |
| <b>LOWER COMPLETION (7" x 4.00" QUANTUM SEAL BORE RETRIEVABLE PACKER) (2) (2)</b> |       |  |       |       |        |          |          |         |
| G1  | 1     | 7"x4.00" QUANTUM MAX SEAL BORE RETRIEVABLE PAKER                     | 5.994 | 4.000 | 5.50   | 10700.00 | 10705.50 | SLB-CPS |
| G2  | 1     | SEAL BORE COUPLING, 4.750-8 SA BOX UP X BOX DOWN                     | 5.500 | 4.000 | 1.00   | 10705.50 | 10706.50 | SLB-CPS |
| G3  | 1     | SEAL BORE EXTENSION, 4" ID BORE, 4.750-8 SA PIN UP X PIN DOWN        | 5.500 | 4.000 | 10.00  | 10706.50 | 10716.50 | SLB-CPS |
| G4  | 1     | MULE SHOE , 3-1/2" 9.3# EUE BOX UP                                   | 5.900 | 4.000 | 1.00   | 10716.50 | 10717.50 | SLB-CPS |
| <b>CASING PATCH</b>   |       |  |       |       |        |          |          |         |
| A1  | PATCH | 7" CASING PATCH  | 6.050 | 5.500 | 50.00  | 10935.00 | 10985.00 | SLB-CPS |

## ANEXO II: TRAYECTORIA DEL POZO A1



# ANEXO III: ESQUEMA DE LA COMPLETACIÓN TOTAL, POZO B1

| Casing Data                     |          |   |       |         |               |            |             |                |                |                   |          |
|---------------------------------|----------|---|-------|---------|---------------|------------|-------------|----------------|----------------|-------------------|----------|
| Type                            | OD (in)  | Weight (lbm/ft)   | Grade | ID (in) | Drift ID (in) | Connection | Top MD (ft) | Bottom MD (ft) | Length (ft)    |                   |          |
| Production Csg                  | 9-5/8    | 47.00   | L80   | 8.681   | 8.525         | BTC        | 0.00        | 8281.00        | 8281.00        |                   |          |
| Production Csg                  | 9-5/8    | 53.50   | N80   | 8.535   | 8.500         | BTC        | 8281.00     | 11451.00       | 3170.00        |                   |          |
| Production Liner                | 7        | 29.00   | P110  | 6.184   | 6.059         | BTC        | 11285.00    | 12338.00       | 1053.00        |                   |          |
| Item                            | Quantity | Description   |       |         |               | OD (in)    | ID (in)     | Length (ft)    | Top Depth (ft) | Bottom Depth (ft) | Comments |
| INNER STRING                    |          |   |       |         |               |            |             |                |                |                   |          |
| H1                              | 1        | X-OVER 2-7/8" EUE BOX UP x 2-7/8" TSH BLUE PIN DOWN                                       |       |         |               | 2.875      | 2.323       | 5.00           | 0.00           | 5.00              | SHAYA    |
| H2                              | +/- 341  | INNER PRODUCTION TUBING, 2-7/8" 6.4# TSH-BLUE Box x Pin L-80                              |       |         |               | 2.875      | 2.323       | 10552.75       | 5.00           | 10557.75          | SHAYA    |
| H3                              | 1        | X-OVER, 2-7/8" 6.4# TSH-BLUE BOX x 2-7/8" 6.5# EUE PIN                                    |       |         |               | 2.875      | 2.441       | 1.50           | 10557.75       | 10559.25          | SHAYA    |
| H4                              | 1        | SLIDING SLEEVE 2-7/8"x2.31" F OPEN UP   |       |         |               | 2.875      | 2.310       | 2.94           | 10559.25       | 10562.19          | SLB-CPS  |
| H5                              | 1        | TUBING PUP JOINT 2-7/8" EUE BOX x PIN   |       |         |               | 2.875      | 1.810       | 10.00          | 10562.19       | 10572.19          | SLB-CPS  |
| H6                              | 1        | X-OVER, 2-7/8" 6.5lbs/ft EUE Box Up x 2-3/8" 4.6lbs/ft NV Pin Down                        |       |         |               | 2.875      | 1.991       | 0.96           | 10572.19       | 10573.15          | SLB-CPS  |
| H7                              | 1        | PUP JOINT, 2-3/8" 4.6lbs/ft NV Box Up x Pin down  |       |         |               | 2.875      | 1.991       | 15.00          | 10573.15       | 10588.15          | SLB-CPS  |
| H8                              | 1        | STINGER ASSEMBLY, 2-3/8" 4.6LBS/FT NV BOX UP CON NO-GO 1.81"R( aumentado a 8FT de sellos) |       |         |               | 2.750      | 1.810       | 8.00           | 10588.15       | 10596.15          | SLB-CPS  |
| UPPER COMPLETION                |          |   |       |         |               |            |             |                |                |                   |          |
| F1                              | 1        | X-OVER 5-1/2" BTC PIN UP x 5-1/2" TSH BLUE PIN DOWN                                       |       |         |               | 5.500      | 4.990       | 10.00          | 0.00           | 10.00             | SHAYA    |
| F2                              | +/- 264  | TUBING 5-1/2" TSH BLUE BOX UP X PIN DOWN  |       |         |               | 5.500      | 4.990       | 10545.09       | 10.00          | 10555.09          | SHAYA    |
| F3                              | 1        | TUBING 5-1/2" TSH BLUE BOX UP X PIN DOWN  |       |         |               | 5.500      | 4.890       | 15.00          | 10555.09       | 10570.09          | SHAYA    |
| F4                              | 1        | X-OVER 5-1/2" TSH BLUE BOX UP X 5-1/2" BTC PIN DOWN                                       |       |         |               | 5.500      | 4.890       | 5.00           | 10570.09       | 10575.09          | SHAYA    |
| F5                              | 1        | X-OVER 5-1/2" ; BTC BOX UP 17# X 4-1/2" PMJ BOX DOWN 12.6#.                               |       |         |               | 4.500      | 3.999       | 1.50           | 10575.09       | 10576.59          | SLB-CPS  |
| F6                              | 1        | HANDLING SUB, 4-1/2" 12.6# PMJ BX UP X 4-1/2" 12.6# PMJ PIN DOWN                          |       |         |               | 4.500      | 3.990       | 10.00          | 10576.59       | 10586.59          | SLB-CPS  |
| F7                              | 1        | FLOW X-OVER ASSY, 9 5/8" 4.5 ;12.6#PMJ BOX UP X 3-1/2" PMJ BOX DOWN,                      |       |         |               | 8.000      | 2.992       | 1.56           | 10586.59       | 10588.15          | SLB-CPS  |
| F8                              | 1        | POLISHED BORE RECEPTACLE PBR, 2.75" BORE  |       |         |               | 4.500      | 2.750       | 8.00           | 10588.15       | 10596.15          | SLB-CPS  |
| F9                              | 1        | ADJUSTABLE UNION C/W PUP JOINT, 3-1/2" PMJ PIN UP X 2-7/8" 8.6LBS/FT VAM STL PIN DOWN     |       |         |               | 4.563      | 2.750       | 3.50           | 10596.15       | 10599.65          | SLB-CPS  |
| F10                             | SET      | BY PASS TUBING 2-7/8" STL BOX x PIN   |       |         |               | 2.875      | 2.259       | 91.55          | 10599.65       | 10691.20          | SLB-CPS  |
| F11                             | SET      | BY PASS TUBING 2-7/8" STL BOX x PIN   |       |         |               | 2.875      | 2.259       | 30.00          | 10691.20       | 10721.20          | SLB-CPS  |
| F12                             | SET      | BY PASS TUBING 2-7/8" STL BOX x PIN   |       |         |               | 2.875      | 2.259       | 30.00          | 10721.20       | 10751.20          | SLB-CPS  |
| F13                             | 1        | PUMP SUPPORT SUB 8.125X 2 7/8" STL  |       |         |               | 8.000      | 2.25        | 1.14           | 10751.20       | 10752.34          | SLB-CPS  |
| F14                             | 1        | LOWER HANDLING SUB. 3-1/2" 9.2# PMJ BOX UP X 3-1/2" 9.3# EUE PIN DOWN                     |       |         |               | 3.500      | 2.992       | 6.00           | 10752.34       | 10758.34          | SLB-CPS  |
| F15                             | 1        | X-OVER 3-1/2" EUE BOX UP X 3-1/2" TSH BLUE PIN DOWN                                       |       |         |               | 3.500      | 2.992       | 1.50           | 10758.34       | 10759.84          | SLB-CPS  |
| F16                             | 2        | TUBERIA 3-1/2" TSH BLUE BOX UP X PIN DOWN   |       |         |               | 3.500      | 2.992       | 60.00          | 10759.84       | 10819.84          | SHAYA    |
| F17                             | 1        | X-OVER 3-1/2" TSH BLUE BOX UP X 3-1/2" EUE PIN DOWN                                       |       |         |               | 4.500      | 2.991       | 1.50           | 10819.84       | 10821.34          | SLB-CPS  |
| F18                             | 1        | X-OVER 3 1/2" EUE BOX UP X 2 7/8" EUE PIN DOWN  |       |         |               | 3.500      | 2.441       | 1.50           | 10821.34       | 10822.84          | SLB-CPS  |
| F19                             | 1        | INTEGRAL BANDS CATCHER 2 7/8" EUE BOX X PIN   |       |         |               | 8.500      | 2.441       | 6.00           | 10822.84       | 10828.84          | SLB-CPS  |
| F17                             | 1        | X-OVER, 2-7/8" EUE BOX UP X 3-1/2" TSHBLUE PIN DOWN                                       |       |         |               | 3.500      | 2.441       | 1.50           | 10828.84       | 10830.34          | SHAYA    |
| F20                             | 4        | TUBERIA 3-1/2" TSH BLUE BOX X PIN   |       |         |               | 3.500      | 2.991       | 130.16         | 10830.34       | 10960.50          | SHAYA    |
| F21                             | 1        | X-OVER3-1/2" TSH BLUE BOX x 2-7/8" EUE PIN DOWN.  |       |         |               | 3.500      | 2.250       | 1.50           | 10960.50       | 10962.00          | SLB-CPS  |
| F22                             | 1        | X-OVER 2-7/8" EUE BOX UP x 2-7/8" NU PIN DOWN   |       |         |               | 2.875      | 2.250       | 1.00           | 10962.00       | 10963.00          | SLB-CPS  |
| F23                             | 1        | X-OVER 2-7/8" NU BOX UP X 2-7/8" STL PIN DOWN.  |       |         |               | 4.000      | 2.250       | 1.00           | 10963.00       | 10964.00          | SLB-CPS  |
| F24                             | 3        | TUBERIA FLUSH 2-7/8"STL BOX X PIN ; 8.6#  |       |         |               | 2.875      | 2.250       | 90.00          | 10964.00       | 11054.00          | SLB-CPS  |
| F25                             | 1        | X-OVER 2-7/8" STL BOX UP X 2-7/8" NU PIN DOWN.  |       |         |               | 4.000      | 2.250       | 1.00           | 11054.00       | 11055.00          | SLB-CPS  |
| F26                             | 1        | X-OVER 2-7/8" NU BOX UP X 2-7/8" EUE PINN DOWN.   |       |         |               | 4.000      | 2.250       | 1.00           | 11055.00       | 11056.00          | SLB-CPS  |
| F27                             | 1        | X-OVER, 2-7/8" EUE BOX UP X 2-3/8" 4.6# NUE PIN DOWN PARTE DEL STINGER                    |       |         |               | 2.875      | 1.991       | 3.00           | 11056.00       | 11059.00          | SLB-CPS  |
| F28                             | 1        | PUP JOINT, 2-3/8" 4.6LBS/FT NUE BOX UP X PIN DOWN PARTE DEL STINGER                       |       |         |               | 2.875      | 1.991       | 11.00          | 11059.00       | 11070.00          | SLB-CPS  |
| F29                             | 1        | STINGER ASSEMBLY, 2-3/8" 4.6LBS/FT NV BOX UP CON NO-GO 1.81"R( aumentado a 8FT de sellos) |       |         |               | 2.750      | 1.810       | 8.00           | 11070.00       | 11078.00          | SLB-CPS  |
| UPPER ESP EQUIPMET              |          |   |       |         |               |            |             |                |                |                   |          |
| M1                              | 1        | PUMP SUB 3-1/2" 9.2# PMJ Pin Up x 3-1/2" 9.3# EUE Pin Down                                |       |         |               | 3.500      | 2.992       | 10.70          | 10588.15       | 10598.85          | SLB-CPS  |
| M2                              | 1        | FLOW COUPLING 3-1/2" 9.3# EUE Box x Pin   |       |         |               | 4.500      | 2.992       | 6.00           | 10598.85       | 10604.85          | SLB-CPS  |
| M3                              | 1        | NO-GO 3-1/2 EUE x 2.75 R  |       |         |               | 4.500      | 2.690       | 1.00           | 10604.85       | 10605.85          | SLB-CPS  |
| M4                              | 1        | FLOW COUPLING 3-1/2" 9.3# EUE Box x Pin   |       |         |               | 4.500      | 2.992       | 6.45           | 10605.85       | 10612.30          | SLB-CPS  |
| M5                              | 1        | BODH serie 400 - 3 1/2" EUE - Redalloy  |       |         |               | 4.000      | 0.000       | 0.50           | 10612.30       | 10612.80          | ALS      |
| M6                              | 1        | Discharge Pressure Sub, Serie 400   |       |         |               | 4.000      | 0.000       | 0.80           | 10612.80       | 10613.60          | ALS      |
| M7                              | 1        | Pump: 400 DN1750 117 stages   |       |         |               | 4.000      | 0.000       | 21.80          | 10613.60       | 10635.40          | ALS      |
| M8                              | 1        | Pump: 400 DN1750 117 stages   |       |         |               | 4.000      | 0.000       | 21.80          | 10635.40       | 10657.20          | ALS      |
| M9                              | 1        | Pump: 400 DN1750 117 stages   |       |         |               | 4.000      | 0.000       | 21.80          | 10657.20       | 10679.00          | ALS      |
| M10                             | 1        | Pump: 400 DN1750 117 stages   |       |         |               | 4.000      | 0.000       | 21.80          | 10679.00       | 10700.80          | ALS      |
| M11                             | 1        | Gas Separator: VGSA D20-60, 400/400   |       |         |               | 4.000      | 0.000       | 3.20           | 10700.80       | 10704.00          | ALS      |
| M12                             | 1        | Protector: LSBPB  |       |         |               | 4.560      | 0.000       | 8.00           | 10704.00       | 10712.00          | ALS      |
| M13                             | 1        | Protector: LSBPB  |       |         |               | 4.560      | 0.000       | 8.00           | 10712.00       | 10720.00          | ALS      |
| M14                             | 1        | Motor: 456 Maximus 4160 HP: 156 hp  |       |         |               | 4.560      | 0.000       | 28.30          | 10720.00       | 10748.30          | ALS      |
| M15                             | 1        | Phoenix xt150 Type 1  |       |         |               | 4.500      | 0.000       | 1.87           | 10748.30       | 10750.17          | ALS      |
| M16                             | 1        | SPEAR 2-3/8" EUE PIN UP   |       |         |               | 3.000      | 0.000       | 1.03           | 10750.17       | 10751.20          | SLB-CPS  |
| PRIMERA SECCION DE COMPLETACION |          |   |       |         |               |            |             |                |                |                   |          |
| I1                              | 1        | QUANTUM PACKER 9-5/8" X6 ( 47-53.5#)  |       |         |               | 8.300      | 6.000       | 6.00           | 11000.00       | 11006.00          | SLB-CPS  |
| I2                              | 1        | SEAL BORE EXTENSION 7" STUB ACME PIN X PIN  |       |         |               | 8.000      | 6.000       | 10.00          | 11006.00       | 11016.00          | SLB-CPS  |
| I3                              | 1        | TAIL PIPE ADAPTER 7" STUB ACME BOX X 5-1/2" BTC PIN DOWN                                  |       |         |               | 8.000      | 4.900       | 1.50           | 11016.00       | 11017.50          | SLB-CPS  |
| I4                              | 1        | TUBING, 5-1/2" 17# BTC BOX X PIN BTC  |       |         |               | 5.500      | 4.900       | 40.00          | 11017.50       | 11057.50          | SLB-CPS  |
| I5                              | 1        | X-OVER, 5-1/2" 17# BTC BOX X 4-1/2" 12.6# PMJ PIN (PARTE DE FLOW X-OVER)                  |       |         |               | 5.500      | 3.990       | 1.56           | 11057.50       | 11059.06          | SLB-CPS  |

|   |    |  |       |       |        |          |          |         |
|---|----|--|-------|-------|--------|----------|----------|---------|
| i6  | 1  | HANDLING SUB, 4-1/2" 12.6# PMJ PIN UP X 4 -1/2" 12.6# PMJ PIN DOWN   | 4.500 | 3.990 | 10.07  | 11059.06 | 11069.13 | SLB-CPS |
| i7  | 1  | FLOW X-OVER ASSY, 9 5/8" 4.5 ;12.6#PMJ BOX UP X 3-1/2" PMJ BOX DOWN, | 8.000 | 2.992 | 1.56   | 11069.13 | 11070.69 | SLB-CPS |
| i8  | 1  | 3-1/2" 9.2# PMJ PIN UP X 3-1/2" 9.3# EUE PIN DOWN PUMP SUB           | 3.500 | 2.992 | 11.80  | 11070.69 | 11082.49 | SLB-CPS |
| i9  | 1  | BLAST JOINT ASSEMBLY, 3 1/2" EUE, 9.3 # BOX UP X PIN DOWN, L-80      | 4.500 | 2.992 | 20.00  | 11082.49 | 11102.49 | SLB-CPS |
| i10   | 1  | X-OVER 3 1/2" EUE BOX UP X 3-1/2 9.20 TSH                            | 4.500 | 2.992 | 1.50   | 11102.49 | 11103.99 | SLB-CPS |
| i11   | 16 | TUBING 3-1/2 9.20 TSH BOX X PIN                                      | 3.500 | 2.990 | 488.51 | 11103.99 | 11592.50 | SHAYA   |
| i12   | 1  | X-OVER 3-1/2 9.20 TSH 563 BOX UP X 3 1/2" EUE PIN DOWN               | 3.760 | 2.992 | 1.50   | 11592.50 | 11594.00 | SLB-CPS |
| i13   | 3  | BLAST JOINT ASSEMBLY, 3 1/2" EUE, 9.3 # BOX UP X PIN DOWN, L-80      | 4.500 | 2.992 | 60.00  | 11594.00 | 11654.00 | SLB-CPS |
| i14   | 1  | X-OVER 3-1/2" EUE BOX UP X 3 1/2" TSH BLUE PIN DOWN                  | 3.760 | 2.992 | 1.50   | 11654.00 | 11655.50 | SLB-CPS |
| i15   | 7  | TUBING 3-1/2 9.20 TSH BOX X PIN                                      | 3.500 | 2.990 | 227.00 | 11655.50 | 11882.50 | SHAYA   |
| i16   | 1  | X-OVER 3-1/2 9.20 TSH 563 BOX UP X 3 1/2" EUE PIN DOWN               | 3.760 | 2.992 | 1.50   | 11882.50 | 11884.00 | SLB-CPS |
| i17   | 1  | INTEGRAL CENTRALIZER, 3-1/2" EUE 9.3#, BOX UP X PIN DOWN, 6.00" OD   | 6.015 | 2.992 | 1.25   | 11884.00 | 11885.25 | SLB-CPS |
| i18   | 1  | PUP JOINT 3-1/2";9.3# EUE BOX UP X PIN DOWN                          | 3.500 | 2.992 | 12.00  | 11885.25 | 11897.25 | SLB-CPS |
| i19   | 1  | INTEGRAL CENTRALIZER, 3-1/2" EUE 9.3#, BOX UP X PIN DOWN, 6.00" OD   | 6.015 | 2.992 | 1.25   | 11897.25 | 11898.50 | SLB-CPS |
| i20   | 1  | NIPPLE 3-1/2"EUE X2.75"R   | 4.500 | 2.750 | 1.00   | 11898.50 | 11899.50 | SLB-CPS |
| i21   | 1  | DOUBLE PREMIUM LOCATOR SEAL ASSEMBLY, 3 1/2" EUE BOX X3.625 SA PIN   | 5.108 | 2.990 | 0.50   | 11899.50 | 11900.00 | SLB-CPS |
| i22   | 9  | PREMIUM SEAL UNITS, 3.625 SA BOX UP X PIN DOWN                       | 4.001 | 2.991 | 13.00  | 11900.00 | 11913.00 | SLB-CPS |
| i23   | 1  | SPECIAL MULE SHOE, 3.625 SA BOX UP                                   | 3.920 | 2.441 | 1.00   | 11913.00 | 11914.00 | SLB-CPS |
| <b>LOWER FLOW X-OVER</b>  |    |  |       |       |        |          |          |         |
| i7  | 1  | FLOW X-OVER ASSY, 9 5/8" 4.5 ;12.6#PMJ BOX UP X 3-1/2" PMJ BOX DOWN, | 8.000 | 2.992 | 1.56   | 11069.13 | 11070.69 | SLB-CPS |
| D1  | 1  | PBR 3.625"STUB ACME X 2.75"ID.                                       | 4.563 | 2.750 | 8.00   | 11070.69 | 11078.69 | SLB-CPS |
| D2  | 1  | MULE SHOE 3.625" STUB ACME BOX UP                                    | 4.000 | 2.750 | 1.00   | 11078.69 | 11079.69 | SLB-CPS |
| <b>LOWER COMPLETION (7" x 4.00" QUANTUM SEAL BORE RETRIEVABLE PACKER)</b> |    |  |       |       |        |          |          |         |
| G1  | 1  | 7" X 4.00" QUANTUM MAX SEAL BORE RETRIEVABLE PAKER                   | 5.994 | 4.000 | 5.50   | 11900.00 | 11905.50 | SLB-CPS |
| G2  | 1  | SEAL BORE COUPLING, 4.750-8 SA BOX UP X BOX DOWN                     | 5.500 | 4.000 | 1.00   | 11905.50 | 11906.50 | SLB-CPS |
| G3  | 1  | SEAL BORE EXTENSION, 4" ID BORE, 4.750-8 SA PIN UP X PIN DOWN        | 5.500 | 4.000 | 10.00  | 11906.50 | 11916.50 | SLB-CPS |
| G4  | 1  | MULE SHOE , 3-1/2" 9.3# EUE BOX UP                                   | 5.900 | 4.000 | 1.00   | 11916.50 | 11917.50 | SLB-CPS |

## ANEXO IV: TRAYECTORIA DEL POZO B1

