

Finalización submarina de un pozo de reinyección de corte en la cuenca de santos

Duvan Yesid Enciso-Guerrero¹, Juan Felipe Rodríguez-Granados¹, Cristian Soriano-Camelo²,
Vando J. C. Gomes³, Camilo Andrés Guerrero-Martin⁴

¹ Energy Department, Fundación Universidad de América.

Estudiante de ingeniería de Petróleos, Fundación Universidad de América,
duvan.enciso@estudiantes.uamerica.edu.co

Estudiante de ingeniería de Petróleos, Fundación Universidad de América,
juan.rodriguez@estudiantes.uamerica.edu.co

Ingeniero de Petróleos

camiloguerrero@ufpa.br

Ingeniero de Petróleos

cristian.soriano@gmail.com

Ingeniero de Petróleos

camelocj.c@gmail.com

² Université Gustave Eiffel, Nantes, Pays de la Loire, France

³ Institute for Coastal Studies, Federal University of Pará (UFPA), Alam. Leandro Ribeiro, s/n—
Bairro Aldeia Campus UFPA, Bragança CEP: 68600-000, PA, Brazil.

⁴ Faculty of Engineering, Federal University of Pará (UFPA), Salinópolis, PA 68721-000, Brazil.

Abstract

When there is a hydrocarbon producing well, cuttings are generated due to the work generated by the drill bit against the rock, these cuttings become waste from the process and are sent to different holders for disposal. Since the '70s, drilling engineering must comply with environmental standards for waste management [1].

This study develops the completion design of a well for the reinjection of these cuttings by evaluating different subsea completion scenarios using a digital tool that works with the study of geo-pressures: Collapse Pressure, Rupture Pressure, Formation Pressure, Pore Pressure, and Overburden Pressure. This tool provides us with the most optimal completion design for the zone of interest by evaluating possible complications involving fluid handling that can cause environmental and economic damage.

In 2014, drill cuttings were injected for the first time in the Apaika 001x field located in Ecuador, also identifying that this technology helped to minimize the environmental impact compared to other methods used for cuttings management [2].

Keywords

Collapse pressure, Rupture pressure, Pore pressure, Open hole, Completion.

RESUMEN

Cuando existe un pozo productor de hidrocarburos, se generan recortes por el trabajo que genera la broca contra la roca, estos recortes se convierten en desechos del proceso y son enviados a diferentes procesos para su disposición. Desde los años 70, la ingeniería de perforación debe cumplir con las normas ambientales para el manejo de residuos [1].

Este estudio desarrolla el diseño de terminación de un pozo para la reinyección de estos recortes mediante la evaluación de diferentes escenarios de terminación submarina utilizando una herramienta digital que trabaja con el estudio de geopresiones: Presión de Colapso, Presión de Ruptura, Presión de Formación, Presión de Poro y Presión de Sobrecarga. Esta herramienta nos proporciona el diseño de terminación más óptimo para la zona de interés mediante la evaluación de posibles complicaciones relacionadas con el manejo de fluidos que pueden causar daños ambientales y económicos. En 2014 se inyectaron por primera vez recortes de perforación en el campo Apaika 001x ubicado en Ecuador, identificándose además que esta tecnología ayudó a minimizar el impacto ambiental en comparación con otros métodos utilizados para el manejo de recortes [2].

Palabras claves

Presion de colapso, Presion de ruptura, Presion de poro, Hueco abierto, Completamiento

INTRODUCCIÓN

Si bien la industria petrolera, al igual que otras industrias, debe cumplir con las normas ambientales que son dirigidas por las entidades gubernamentales a favor del medio ambiente, los recortes producidos por la exploración y explotación de hidrocarburos deben cumplir con un proceso óptimo que cumpla con las normas ambientales para poder ser procesados [3]. Para cumplir con el objetivo general del proyecto, se debe realizar un diseño óptimo de terminación de pozos teniendo en cuenta

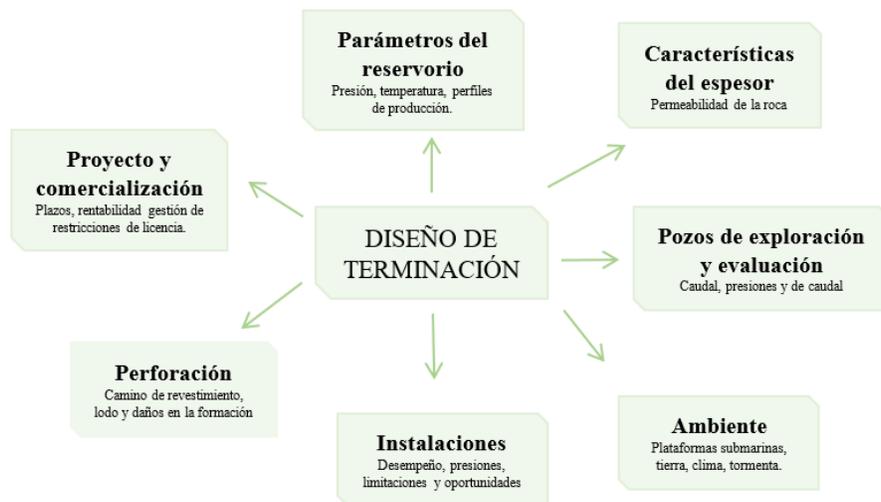
factores como los parámetros del yacimiento representados en la Figura 1, las características petrofísicas, los registros de perforación, la perforación y el medio ambiente [4].

De la misma manera, se considera el proceso de reinyección de recortes dividido en 7 etapas mostradas en la Figura 2, para el desarrollo de este completamiento se tienen en cuenta diferentes parámetros como la presión hidrostática, la columna de agua y la disposición de las presiones de inyección de las recepciones, entre otros.

Se proponen dos diseños de pozos variando su completamiento que buscan cumplir con los requerimientos y parámetros propuestos. Terminación simple y terminación dual, que mediante diferentes herramientas ayudarán a determinar el proceso óptimo de reinyección de recortes. Se utilizarán herramientas como Wellcompl, mediante ecuaciones de flujo, considerando los parámetros de fractura obtenidos en la herramienta FracDesing® de la empresa Pengtools®.

Figura 1.

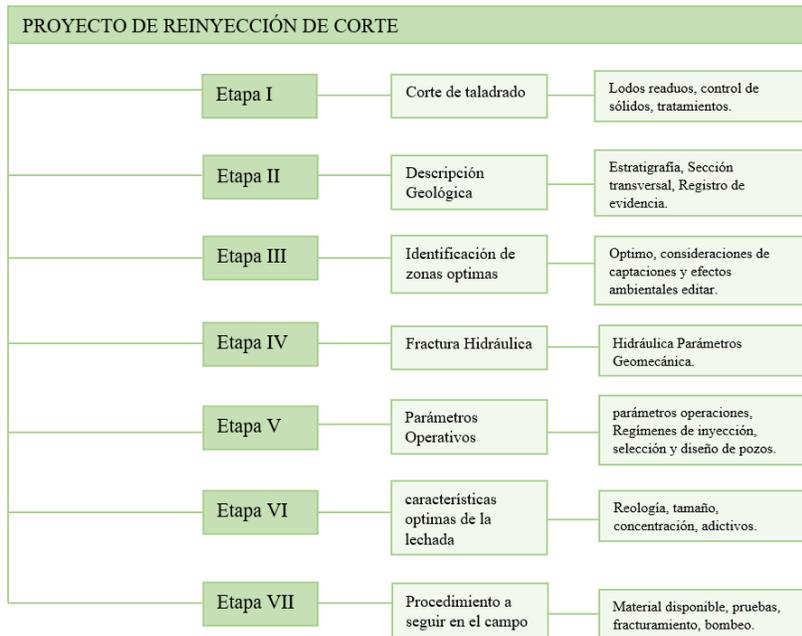
Diseño de terminación



Nota. muestra los diferentes parámetros que se tuvieron en cuenta para la realización del pozo de reinyección

Figure 2.

Proyecto de reinyección de corte



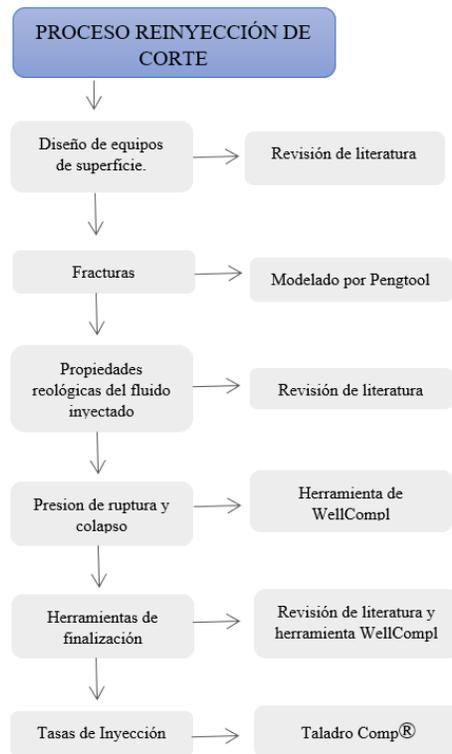
Nota. muestra el proceso de reinyección de recortes dividido en 7 etapas

1. METODOLOGÍA

En este trabajo se ha utilizado el esquema metodológico que se muestra en la Figura 3. Se proponen dos diseños de pozos variando su terminación que buscan cumplir con los requerimientos y parámetros propuestos. Terminación simple y terminación dual, que serán el caso de estudio para la selección de la terminación adecuada para la reinyección de recortes, para el proceso óptimo de reinyección de recortes se utilizará la herramienta Wellcompl, mediante ecuaciones de flujo, considerando los parámetros de fractura obtenidos en la herramienta FracDesing® de la empresa Pengtools®.

Figure 3.

Proceso de reinyección de recortes



Nota. muestra el proceso óptimo de reinyección de recortes

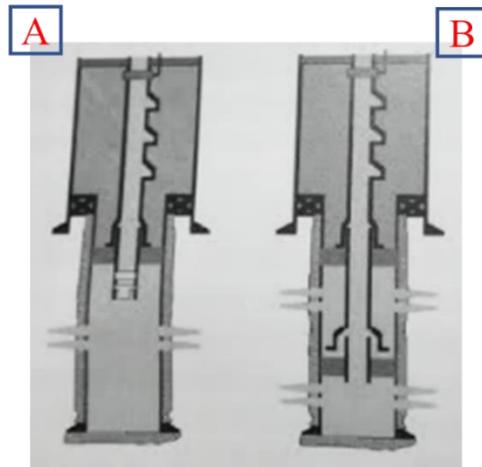
1.1 Diseño del equipo de superficie y diseño de la terminación

Se recomienda tener en cuenta parámetros como la profundidad del agua, la presión hidrostática de la columna de agua, el volumen del pozo de inyección, la capacidad y la disposición de los receptáculos de presión de inyección. Por otro lado, se recomiendan los sistemas de control submarino: colectores, ANM's, jumpers y umbilicales [5]. Las sugerencias que se proponen en este trabajo se basan en la recopilación de información de diferentes casos prácticos encontrados en la literatura. De acuerdo con la metodología, se compararon dos diseños de terminación que buscaban cumplir con los requisitos de consistencia, además de un nuevo acoplamiento tecnológico para el proceso de inyección, teniendo en cuenta el proceso de reinyección de recortes como se muestra en la Figura 3. Así, se propusieron dos arquitecturas de terminación, variando su terminación (terminación simple y terminación dual [6]). La selección de la terminación más adecuada se basó en el uso de la herramienta WellCompl mediante ecuaciones de flujo, considerando los parámetros de fractura obtenidos en la herramienta FracDesing® de la empresa Pengtools®.

La figura 4 muestra las dos terminaciones a ensayar: a) terminación simple, b) terminación doble

Figura 4.

Tipos de terminación

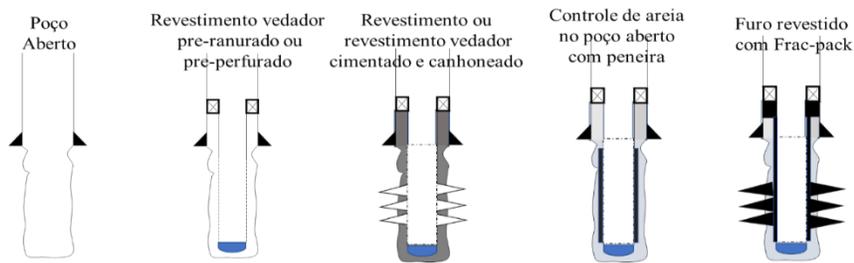


Nota. Terminación probada. (A) Terminación simple, (B) Terminación doble

La terminación simple se permite cuando existe la inyección de fluido en una zona de interés, mientras que la terminación dual permite la inyección de recortes en más de una zona del yacimiento receptor al mismo tiempo. Es necesario utilizar herramientas avanzadas para permitir dicha inyección [7]

Figura 5.

Completamiento de pozos



Nota. Diferentes tipos de completamientos

a. Pozo abierto

Cuando la perforación llega a la zona de producción, se baja una tubería al pozo y se corta el anillo. Entonces se completa la perforación hasta la producción final y el agujero ya puede empezar a producir. Este método se utiliza cuando hay zonas bien consolidadas, no debe haber riesgo de desprendimiento. La principal ventaja es un bajo grado de cementación y la principal desventaja. No

proporciona correcciones cuando se producen fluidos indeseables. Por ejemplo, una producción de gas o agua [8].

b. Revestimiento de sellado previamente acanalado o perforado

Las líneas previamente ranuradas pueden ser bajadas, posicionando los tejidos frente a las áreas productoras o también cementando la parte del cañón del área de interés. Como principales ventajas de la competencia con las líneas, está la posibilidad de apoyar las paredes de la herramienta a la zona productora y un menor costo de recubrimiento. Este método se utiliza con mayor frecuencia en las zonas convencionales [9].

c. Revestimiento de sellado cementado y perforado o liner

Es el más utilizado en la actualidad. El pozo se perfora hasta su profundidad final y luego se baja la camisa de producción hasta el fondo. A continuación, se cementa el hueco anular entre los tubos de revestimiento y el fondo. Por último, se dispara el revestimiento frente al cortafuegos, lo que permite la liberación de las cargas explosivas y la comunicación del depósito con el interior del pozo [10].

1.2 Diseño de fracturas

A la hora de inyectar cualquier fluido en un yacimiento es necesario tener en cuenta las posibles implicaciones que tendrá. Así, para la reinyección de fluidos, es necesario generar fracturas porque así se mejorará la cantidad de volumen de recortes que se puede inyectar. Así, se pueden generar tres tipos de fracturas en el yacimiento. Microfracturas, permiten la inyección de altos volúmenes en zonas más pequeñas, fracturación de dureza múltiple: se producen debido a las fracturas de longitudes cortas y a la posibilidad de inyectar altos volúmenes en zonas de baja densidad. Fracturas simples, permiten el uso de reinyecciones continuas o slugs de inyección y preservan las propiedades de la formación [11].

Del mismo modo, son necesarias diferentes propiedades de una formación para que sea elegible y susceptible de ser una formación receptora. Espesor, mayor a 25 pies, porosidad, mayor al 20%, profundidad de la formación, de 1500 pies a 5500 pies, presión de fractura, no mayor al 5% de la presión de poros de la formación, y en cuanto a su estructura geológica es indispensable que existan fracturas y formaciones aisladas de agua pura [12].

Se realizó una simulación en la herramienta FracDesing® de la empresa Pengtools®. En cuanto a las opciones de cálculo, el estado de las condiciones de flujo fue el pseudoestacionario, modelo de

fractura, KGD, forma de fractura elíptica, modelo de balance de masas Carter. Los parámetros utilizados en la simulación se pueden encontrar en

Tabla 1.

Propiedades del reservorio

Permeabilidad del yacimiento	5	md
Espesor neto	20	m
Altura media de la fractura	39	m
Módulo de Young	136000	atm
Relación de Poisson	0.25	
Coefficiente de fuga	0.0007	m/min ^{0.5}
Multiplicador de fugas	1	
Coefficiente de Pérdida de Ráfaga	0.00040	m
Masa total de apuntalamiento	195.0	toneladas
Tipo de apuntalamiento	16/20 ForePROP	Newtoniano
Permeabilidad de los agentes tensioactivos	472000	md
Daño de GEL	50	(%)
Propiedades de los fluidos		
Viscosidad	200	Cp
Índice de consistencia reológica	2.8728	Pa*sec ⁿ

Tabla 1. Continuación

Índice de comportamiento de flujo reológico	0.5	
Ritmo de inyección para dos pozos	3.5	m ³ /min
Presión neta máxima	136	atm
Número de etapas de bombeo	6	
Máximo apuntalamiento concentración en el lodo	2001	kg/m ³

Nota. Parámetros de simulación del diseño de la fractura

Es importante aclarar que, para el proceso de inyección del corte en la formación, se establecen dos fases: primera fase, inyección de un fluido de fracturación llamado fluido de sacrificio que tendrá como objetivo generar la fractura de la roca. Segunda fase, inyección de la fase acuosa junto con los recortes de perforación [13].

2.1. Propiedades reológicas del fluido inyectado

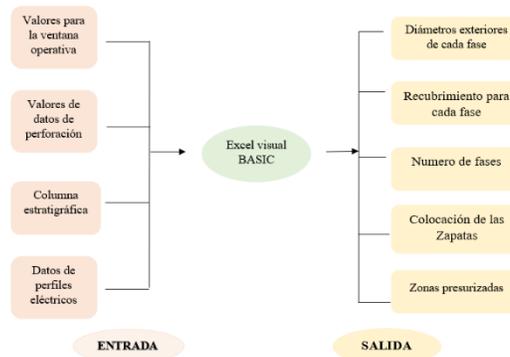
La formulación de un fluido adecuado que contenga los recortes es de vital importancia. Es necesario que dicho fluido inyectado cumpla funciones como: evitar el taponamiento de las fracturas creadas. Evitar la sedimentación de partículas sólidas en pozos verticales y un menor esfuerzo de inyección desde la superficie. De este modo, el fluido debe garantizar unos parámetros de densidad adecuados. Los parámetros anteriores son necesarios para el proceso de reinyección independientemente de la técnica: inyección a través del anillo o pozo dedicado sólo a la reinyección [15].

2.2. Presión de ruptura y colapso

La herramienta WellCompl fue desarrollada en Excel Visual Basic®, utilizando modelos matemáticos. La metodología utilizada en la codificación de la herramienta se muestra en la Figura.

Figura 6.

Herramienta Excel visual Basic



Nota. modelado de herramientas en el software Excel visual Basic®.

Teniendo en cuenta la figura 6, las estimaciones matemáticas de las presiones requeridas se proyectaron de la siguiente forma. Con los valores de presión de sobrecarga y presión de poros extraídos del campo proporcionados por el software DrillComp®. Se utilizó el método de Eaton (ecuación 1) para calcular la presión de fractura [16].

Ecuación 1.

$$P_{fractura} = \left(\frac{v}{1-v} \right) (P_{sobrecarga} - P_f) + P_f$$

Para el análisis de la presencia de extractos con presión anormal, se calculó el exponente d (ecuación 2) con los datos de perforación, como la rotación, el diámetro de la perforación, la velocidad de penetración y el peso sobre ella [17].

Ecuación 2.

$$d = \frac{\log\left(\frac{ROP}{60 \text{ RPM}}\right)}{\log\left(\frac{12 \text{ WOB}}{10^6 \text{ OD}_{drill}}\right)}$$

Durante la perforación, a medida que se alcanzan mayores profundidades, la presión dentro del pozo comienza a acercarse a la presión de la formación. Entonces, se hace necesario aumentar la masa específica del fluido de perforación, donde dicho aumento puede provocar distorsiones en los valores del exponente d [18].

Para corregir los efectos causados por la variación de la densidad del fluido, se aplica la siguiente corrección al exponente d (ecuación 3).

Ecuación 3.

$$d_{corr} = d \left(\frac{\rho^{i-1} mud}{\rho^i mud} \right)$$

Para el dimensionamiento de los revestimientos a utilizar, se utilizó la metodología desarrollada por (PRENTICE, 1970) para ayudar a definir los revestimientos a elegir según los esfuerzos realizados en la misma. La metodología comienza con el cálculo de las fuerzas de rotura (Ecuación 4) sobre el revestimiento a lo largo de la sección en la que se insertará [19].

Ecuación 4.

$$P_{rup,z} = P_{interna} - P_{externa}$$

Por otro lado, la presión de rotura es una tensión resultante entre la presión interna y la presión externa del revestimiento. Donde la presión interna (Ecuación 5) es la presión que el fluido de la formación posterior ejerce sobre el revestimiento.

Ecuación 5.

$$P_{interna} = P_{f,i+1} - (Prof_{sap,i+1} - Prof_{sap,i})G_{gas}$$

Y la presión externa (Ecuación 6) proviene de la altura de la columna de lodo de perforación en el espacio anular, donde, en general, el gradiente de lodo es el valor del lodo degradado 0,48 psi / ft.

Combinando las ecuaciones anteriores, la presión de rotura a una profundidad dada z puede describirse como

Ecuación 6.

$$P_{external} = Prof_z G_{mud}$$

Tras la estimación de los esfuerzos de rotura, se calcula la presión de colapso en el intervalo en el que se insertará el revestimiento. La tensión de colapso (ecuación 7) procede de la presión generada por la columna de lodo en el espacio anular entre el revestimiento y la formación.

Ecuación 7.

$$P_{rup,z} = P_{f,i+1} - (Prof_{sap,i+1} - Prof_{sap,i})G_{gas} - Prof_z G_{mud}$$

Con las presiones de estallido y colapso calculadas (Ecuación 8) sobre el rango de recubrimiento, se utiliza el método gráfico para elegir el grado y peso de los recubrimientos a utilizar. Para esta elección se utilizan los datos tabulados por la norma (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, 2004) En este trabajo se considerará el 60% de la presión máxima.

Ecuación 8.

$$P_{c,z} = 0.052 \rho_{mud} Prof_{sap,i}$$

Y, FB representa la flotabilidad del revestimiento en relación con el fluido en el que está insertado

Ecuación 9.

$$F_T = W_{ar} FB + \frac{\pi ID^2 P_{teste}}{4}$$

Una vez hecho esto, el valor de resistencia a la tracción calculado (ecuación 10) se compara con la resistencia máxima a la tracción aplicable al revestimiento. Esta relación proporciona el factor de valor de seguridad, que representa un parámetro de seguridad durante el diseño del revestimiento del pozo.

Ecuación 10.

$$FS = \frac{F_{T,max}}{F_T}$$

2.3. Tasas de inyección

Mediante la revisión de la literatura y los estudios de casos se evaluaron dos parámetros de flujo: intermitente y continuo. Así, se decidió diseñar un régimen de inyección continua. Esto tiene ventajas para las formaciones consolidadas y favorece la creación de fracturas simples y prolongadas [20].

Según la información obtenida de la literatura, es necesario diseñar un pozo sin desviación, para evitar la sedimentación de partículas sólidas, y evitar los espacios anulares pequeños para evitar la erosión abrasiva.

Por otro lado, para el cálculo de los caudales de inyección se utilizó la herramienta WellCompl, la presión de inyección en cabeza se estipuló en un 10% superior a la presión de fractura, manteniendo siempre una diferencia no inferior al 15% con la presión de formación. El caudal de inyectividad se calcula considerando las siguientes ecuaciones [21].

Ecuación 11.

$$Q_{iny} = \left(\frac{0.007078 k k_{rw} H_o (P_{iny} - P_r)}{\mu_w \beta_w \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right)} \right)$$

Ecuación 12.

$$P_{iny} = P_{wh} + \rho g H + P_f$$

Ecuación 13.

$$\Pi = \left(\frac{Q_{iny}}{(P_{iny} - P_r)} \right)$$

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1 Diseño y finalización del equipo de superficie

El cuadro 2 muestra las herramientas de diseño de la terminación, así como los elementos de terminación submarina. El centralizador, es la herramienta que mantiene la tubería en una posición centralizada. El crossover, es un accesorio que sirve para generar conexiones entre diferentes tipos de roscas y tamaños de diámetros, la Empaquetadura hidráulica, es una herramienta hidráulica que proporciona el aislamiento de terminaciones simples o selectivas en pozos verticales. La Empaquetadura hidráulica doble, este tipo de empaquetadura tiene la característica de ser colocada sin manipular la tubería. La Empaquetadura recuperable, es una herramienta sencilla especialmente indicada para entornos difíciles donde hay altas temperaturas y presiones y puede soportar una alta corrosión. La herramienta de ajuste hidráulico se utiliza para ajustar los empaquetadores wirline y herramientas similares cuando los métodos de ajuste no son prácticos o no se pueden desarmar. El Ajuste de la boquilla, su función principal es ubicar dispositivos y herramientas de control y seguridad. El Niple de Aterrizaje, este dispositivo crea un perfil de bloqueo de la tubería con un diámetro interno menor para ubicar los dispositivos de operación de los cables. El conjunto de sellado de la tubería de localización, esta herramienta se utiliza en los pozos de producción para crear un sello entre la junta y la tubería. La Extensión Molino de salida, este tipo de junta genera un mayor diámetro interno entre la junta y la extensión. La guía de zapata, esta herramienta es un recorte de la junta, debajo de una junta una junta utilizada como un dispositivo de entrada de fluido dispositivo de entrada de fluido y / o conjuntos de sello de guía.

El Pup Joint es un accesorio es un pequeño tubo utilizado para maniobrar o ajustar el espacio entre los dispositivos. El tapón de puente retráctil, tapón resistente a la alta presión con un mecanismo de derivación para limpiar los residuos cuando está abierto. La Extensión de Sello, Se utiliza en instalaciones donde se requieren sellos flotantes debido a la contracción de la tubería. Tuberías. Tiene la misma sección de sello de diámetro interno pulido que la producción. La unidad de sellado está especialmente diseñada para condiciones de alta temperatura y presión, son sellos de diferentes longitudes y anillos de sellado. La junta de seguridad de corte es un dispositivo que libera la tubería en caso de emergencias tales como la ruptura de la tubería. El cierre a presión es un dispositivo hermético que asegura los sellos entre la junta y el Colgador de tubos la herramienta encargada de soportar todo el peso de la producción.

La Unión de Tubería es una tubería conductora de los fluidos producidos de la zona de interés. La Unión Ajustable, su función es espaciar y conectar una porción de la tubería en el extremo corto de una terminación dual. También puede utilizarse para espaciar la tubería de producción cerca de la

superficie en terminaciones simples y duales. La junta telescópica Proporciona propiedades de contracción y alargamiento de la tubería con movimiento hacia arriba y hacia abajo. La válvula de subsuelo TRSV cuya función principal es cerrar el pozo desde la superficie. La Guía de Entrada de Cables Permite el acceso centralizado a las herramientas de registro sin restricciones.

El elevador flexible es bueno sólo para condiciones ambientales moderadas o para montajes con movimientos de oscilación insignificantes. El elevador rígido, utilizado en TLP's y boyas de bujías Se utiliza tanto para la producción como para la perforación. Tiene un sistema de accionamiento en superficie. La línea de flujo Parte estática que no se carga cíclicamente después de la instalación, Conecta los equipos submarinos, Puede ser una tubería flexible o rígida y está limitada a unos pocos kilómetros de longitud. La tubería Estática, es una estructura que se somete a cargas similares a una línea de flujo, Consiste en una tubería rígida de pared simple o una tubería sándwich con hasta cientos de kilómetros. El árbol de navidad húmedo, realiza las funciones del arnés de barco tradicional, pero en pozos submarinos. Los puentes flexibles, Dos conectores - acero al carbono recubierto con material altamente resistente a la corrosión y tolerante a los daños mecánicos - realiza las funciones del arnés tradicional del barco, pero en pozos submarinos. Los puentes rígidos deben resistir las cargas de diseño, dadas por la combinación de presión interna, curvatura externa, torsión, tracción, efectos térmicos y cargas de instalación. Los colectores submarinos, Proporcionan una interfaz entre la línea de producción y el pozo, Recogen los fluidos producidos de los pozos submarinos, Distribuyen los fluidos de producción, el gas, los productos químicos y el fluido de control, Distribuyen los sistemas eléctricos e hidráulicos, Soportan los mandriles del colector, los mandriles de las tuberías y los umbilicales. Los umbilicales submarinos Controlan la producción submarina y los pozos de inyección de agua, Control de la intervención en el pozo, Control del colector submarino o de la válvula de aislamiento Inyección de productos químicos y Cable eléctrico submarino.

Tabla 2.

Herramientas de finalización utilizadas

Imagen	Herramienta
 <p data-bbox="493 1772 829 1797">Source: The authors based on [22].</p>	<p data-bbox="964 1625 1097 1650">Centralizador</p>

Tabla 2. Continuación

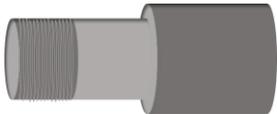
 <p>Source: The authors based on [23].</p>	<p>Crossover</p>
 <p>Source: The authors based on [24].</p>	<p>Empaquetadura hidráulica</p>
 <p>Source: The authors based on [25].</p>	<p>Doble empaquetadura hidráulica</p>
 <p>Source: The authors based on [24].</p>	<p>junta del agujero recuperable</p>
 <p>Source: The authors based on [26].</p>	<p>Herramienta de ajuste hidráulico</p>
 <p>Source: The authors based on [27].</p>	<p>Ajuste de la boquilla</p>

Tabla 2. Continuación

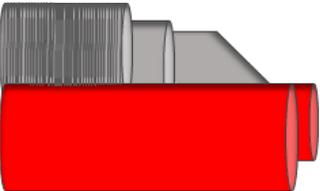
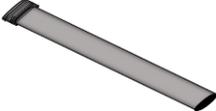
 <p>Source: The authors based on [24].</p>	<p>Boquilla de Aterrizaje</p>
 <p>Source: The authors based on [28].</p>	<p>Conjunto de la junta del tubo localizador</p>
 <p>Source: The authors based on [29].</p>	<p>Ampliación de la fábrica</p>
 <p>Source: The authors based on [24].</p>	<p>Guía de zapatos</p>
 <p>Source: The authors based on [30].</p>	<p>Junta de cachorros</p>
 <p>Source: The authors based on [31].</p>	<p>Clavija de puente reutilizable</p>

Tabla 2. Continuación

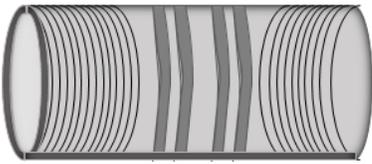
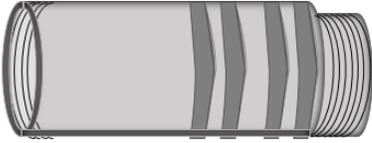
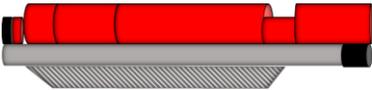
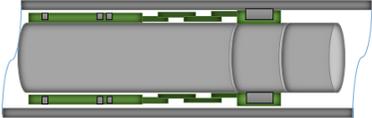
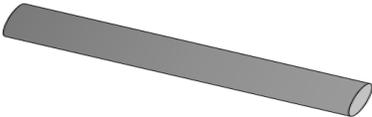
 <p>Source: The authors based on [32].</p>	<p>Prolongación de la junta</p>
 <p>Source: The authors based on [33].</p>	<p>Unidad de sellado</p>
 <p>Source: The authors based on [24].</p>	<p>Junta de seguridad de cizallamiento</p>
 <p>Source: The authors based on [34].</p>	<p>Cierre de boquilla</p>
 <p>Source: The authors based on [24].</p>	<p>Colgador de tubos</p>
 <p>Source: The authors based on [35].</p>	<p>Unión de tubos</p>
 <p>Source: The authors based on [24].</p>	<p>Unión ajustable</p>

Tabla 2. Continuación

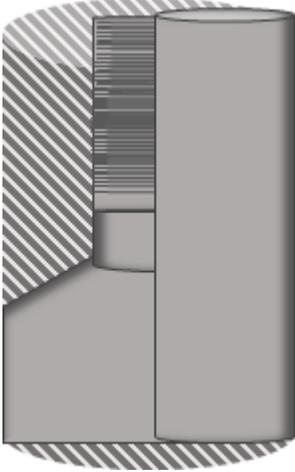
 <p>Source: The authors based on [36].</p>	<p>Tablero telescópico</p>
 <p>Source: The authors based on [37].</p>	<p>Válvula de subsuelo TRSV</p>
 <p>Fuente: Los autores en base a [38].</p>	<p>Guía de entrada de línea de cable</p>
 <p>Source: The authors based on [39].</p>	<p>Elevador flexible</p>

Tabla 2. Continuación

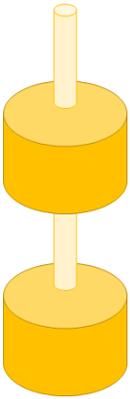
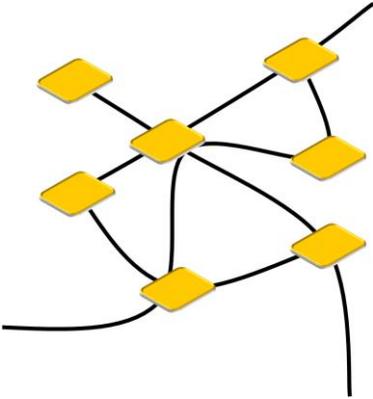
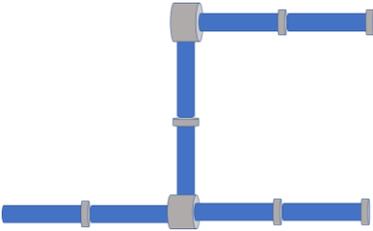
 <p>Source: The authors based on [39].</p>	<p>Elevador rígido</p>
 <p>Source: The authors based on [40].</p>	<p>Líneas de flujo</p>
 <p>Source: The authors based on [40].</p>	<p>Tuberías</p>

Tabla 2. Continuación

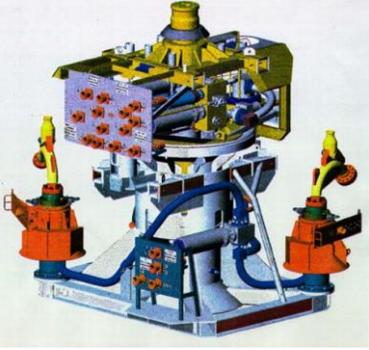
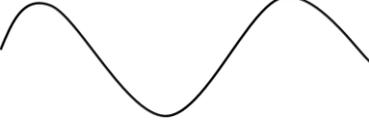
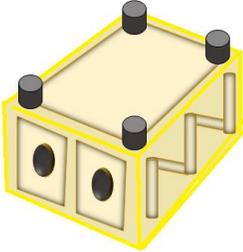
 <p>Source: The authors based on [41].</p>	<p>Árbol de Navidad mojado</p>
 <p>Source: The authors based on [40].</p>	<p>Puentes flexibles</p>
 <p>Source: The authors based on [40].</p>	<p>Puentes rígidos</p>
 <p>Source: The authors based on [42].</p>	<p>Colectores submarinos</p>

Tabla 2. Continuación

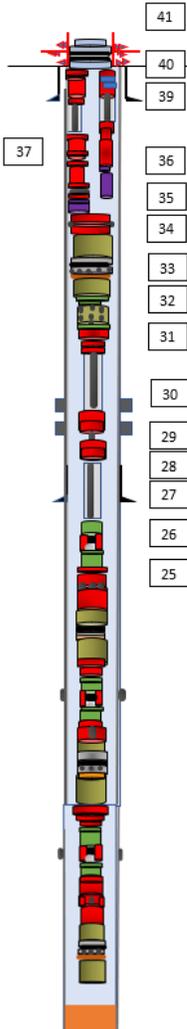
 <p>Source: The authors based on [42].</p>	<p>umbilicales submarinos</p>
--	-------------------------------

Nota: Herramientas usadas para el completamiento

La Figura 7 y la Figura 8 muestran las dos terminaciones que se probaron junto con su respectiva identificación de la herramienta, cabe destacar que la selección de la terminación más adecuada se hizo utilizando el módulo de eficiencia de inyección de la herramienta WellComp.

Figura 7.

Completamiento Simple

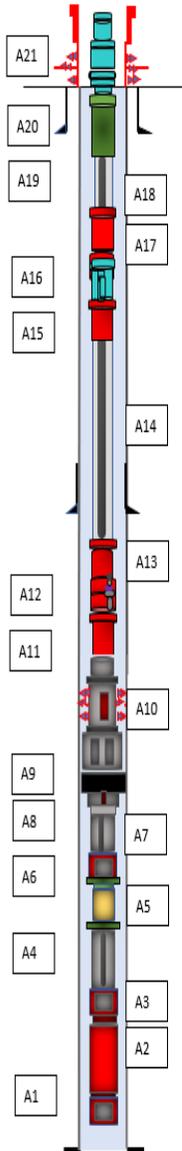


Completamiento doble						
Item	Descripcion	cable		Longitud en pies	OD (in)	ID (in)
		CAJA	PIN			
SARTA DE COMPLETAMIENTO DEL ACEITE						
	Diferencia RKB: Total (RIOB = 27 pies)			27,00		
	Colgador de tubo doble de 11" 3 1/2" THBB 9,2 pies	3 1/2" TH88	3 1/2" TH88	0,550	11,000	2,992
A46	TUBO CORTO 3 1/2" TH88, 9,2 pies, L-80	3 1/2" TH88	3 1/2" TH88	18,250	3,500	2,992
A45	junta de tubería 3 1/2" TH88, 9,2 pies, L-80 (a la superficie)	3 1/2" TH88	3 1/2" TH88	4334,370	3,500	2,992
A44	TUBO CORTO 3 1/2" TH88, 9,2 pies, L-80	3 1/2" TH88	3 1/2" TH88	4,000	3,500	2,992
A43	camisa de circulación 5550 XO 2.813" perfil X (ABIERTO)	3 1/2" TH88	3 1/2" TH88	2,800	4,500	2,813
A42	TUBO CORTO 3 1/2" TH88, 9,2 pies, L-80	3 1/2" TH88	3 1/2" TH88	4,000	3,500	2,992
	final de la SARTA	-----	-----	0,000	1,125	0,000
SARTA DE COMPLETAMIENTO DEL GAS						
	Diferencia RKB: Total (RIOB = 27 pies)			22,00		
	Colgador de doble tubo de 11" 3 1/2" THBB 9,2 pies	3 1/2" TH88	3 1/2" TH88	0,55	11,00	2,99
A60	TUBO CORTO 3 1/2" TH88, 9,2 pies, L-80	3 1/2" TH88	3 1/2" TH88	10,00	3,50	2,99
A59	unión ajustable	3 1/2" TH88	3 1/2" TH88	1,10	5,50	2,99
A58	TUBO CORTO 3 1/2" TH88, 9,2 pies, L-80	3 1/2" TH88	3 1/2" TH88	10,00	3,50	2,99
A57	junta de tubería 3 1/2" TH88, 9,2 pies, L-80 (a la superficie)	3 1/2" TH88	3 1/2" TH88	4337,54	3,50	2,99
A56	Nipple de asiento API de 3 1/2" (NO GO 2.66in)L-80	3 1/2" TH88	3 1/2" TH88	1,78	3,50	2,99
A55	TUBO CORTO 3 1/2" TH88, 9,2 pies, L-80	3 1/2" TH88	3 1/2" TH88	0,00	3,50	2,99
A54	cabeza doble, 3 1/2" T 8huv x 2 7/8" T 8huv, 9 5/8"	-----	4 1/2" UN	0,38	8,25	2,99
A53	Transición, 7" BTC x 4 1/2" UN	-----	4 1/2" UN	0,38	7,00	2,99
A52	Sual Unit sub du 5"	-----	4 1/2" UN	0,37	6,00	2,99
A51	Guía de zapatos de mula de 5"	4 1/2" UN	-----	0,48	6,00	2,99
	final de la SARTA	-----	-----	0,00	0,00	2,99
9 5/8 IN COMPLETAMIENTO SUPERIOR						
A50	Paquete Seabore 9 5/8", 47	-----	-----	1,92	8,450	6,000
A49	medio de caucho 9 5/8", 47	-----	-----	0,00	8,380	6,000
A48	obturador inferior 9 5/8", 47	-----	-----	2,60	8,450	6,000
A47	junta de extensión perforada	-----	-----	4,00	7,660	6,870
A46	Molino Para Extensión Superior 7 5/8" RTC	-----	-----	4,04	7,660	6,870
A45	x-Over, 7 5/8" BTC x 4 1/2" UN	-----	3 1/2" TH88	1,56	6,390	2,992
A44	Caja cruzada 4 1/2" UN x 3 1/2" THSB, 9,2	-----	3 1/2" TH88	0,84	6,018	2,450
A43	junta de tubería 3 1/2" TH88, 9,2 pies, L-80 (3jts-xktd)	3 1/2" TH88	3 1/2" TH88	91,22	3,500	2,992
A42	junta de explosión 3 1/2" TH88, 10,3 pies, P-110(6ea)	3 1/2" TH88	3 1/2" TH88	60,00	4,500	2,992
A41	junta de tubería 3 1/2" TH88, 9,2 pies, L-80 (3jts-xktd)	3 1/2" TH88	3 1/2" TH88	640,00	3,500	2,992
A40	junta de explosión 3 1/2" TH88, 10,3 pies, P-110(6ea)	3 1/2" TH88	3 1/2" TH88	0,00	4,500	2,992
A39	junta de tubería 3 1/2" TH88, 9,2 pies, L-80 (3jts-xktd)	3 1/2" TH88	3 1/2" TH88	1440,00	3,500	2,992
A38	TUBO CORTO DE EMPALME 3 1/2" THSB 9,2 ft L-80	3 1/2" TH88	3 1/2" TH88	15,00	3,500	2,992
A37	camisa de circulación 5550 XO 2.813" perfil X (ABIERTO)	3 1/2" TH88	3 1/2" TH88	2,00	4,500	2,813
A36	TUBO CORTO 3 1/2" EUE, 9,3 pies, L-80	3 1/2" TH88	3 1/2" TH88	5,00	3,500	2,992
A35	Parte superior sub 3 1/2" THSB, 9,2	3 1/2" TH88	-----	0,40	4,500	2,992
A34	Pestillo a presión / pasador de caja secundaria localizador	-----	3,880" UN	0,38	5,000	2,992
A33	unidad de sello sib dv 3.880"	3,880" UN	3,880" UN	5,27	33,000	2,992
A32	Guía de zapatos de mula de 3880"	3,880" UN	-----	0,49	3,000	2,992
A31	final de la SARTA	-----	-----	0,00	4,000	2,992
COMPLETAMIENTO						
A30	producción top seabore packee 7" 26-29 lb/ft	-----	-----	1,8600	6,000	5,750
A29	medio del paquete de producción marina 7" 26-29 lb/ft	-----	-----	0,0000	6,000	4,012
A28	parte inferior del paquete de producción marina 7" 26-29 lb/ft	-----	3 1/2" TH88	2,6600	6,000	4,012
A27	Molino Para Extensión Superior 5 1/2" BTC	3 1/2" TH88	3 1/2" TH88	5,5400	5,519	4,054
A26	Caja cruzada 4 1/2" UN x 3 1/2" THSB, 9,2	3 1/2" TH88	3 1/2" TH88	0,8400	6,015	2,459
A25	3 1/2" TUBO CORTO 9.3 L80	3 1/2" TH88	3 1/2" TH88	10,0000	3,500	2,992
A24	camisa de circulación 5550 XO 2.813" perfil X	3 1/2" TH88	3 1/2" TH88	2,8000	4,500	2,813
A23	unión de tubería 3 1/2" TH88, 9,2 pies, L-80	3 1/2" TH88	3 1/2" TH88	775,0000	3,500	2,992
A22	TUBO CORTO 3 1/2" EUE, 9,3 pies, L-80	3 1/2" TH88	3 1/2" TH88	9,0000	2,500	2,992
A21	Parte superior sub 3 1/2" THSB, 9,2	3 1/2" TH88	-----	0,4000	4,500	2,992
A20	Pestillo a presión / pasador de caja secundaria localizador	-----	3,880" UN	38,0000	5,000	2,992
A19	sello unidad sib dv 3.880"	3,880" UN	3,880" UN	5,3700	3,880	2,992
A18	Guía de zapatos de mula de 3880"	3,880" UN	-----	0,4900	3,880	2,992
2" SEALBORE PACKER REEXAME						
A17	producción superior de paquete marino 7" 26-29 lb/ft	-----	-----	1,8600	6,000	5,750
A16	paquete marino de producción media 7" 26-29 lb/ft	-----	-----	0,0000	6,000	4,012
A15	producción fondo marino paquete 7" 26-29 lb/ft	-----	3 1/2" TH88	2,6600	6,000	4,012
A14	Molino Para Extensión Superior 5 1/2" BTC	3 1/2" TH88	3 1/2" TH88	5,5400	5,519	4,054
A13	Caja cruzada 4 1/2" UN x 3 1/2" THSB, 9,2	3 1/2" TH88	3 1/2" TH88	0,8400	6,015	2,459
A12	3 1/2" TUBO CORTO 9.3 L80	3 1/2" TH88	3 1/2" TH88	10,0000	3,500	2,992
A11	camisa de circulación 5550 XO 2.813" perfil X	3 1/2" TH88	3 1/2" TH88	2,8000	4,500	2,813
A10	unión de tubería 3 1/2" TH88, 9,2 pies, L-80	3 1/2" TH88	3 1/2" TH88	775,0000	3,500	2,992
A9	TUBO CORTO 3 1/2" EUE, 9,3 pies, L-80	3 1/2" TH88	3 1/2" TH88	9,0000	2,500	2,992
A8	Parte superior sub 3 1/2" THSB, 9,2	3 1/2" TH88	-----	0,4000	4,500	2,992
A7	Pestillo a presión / pasador de caja secundaria localizador	-----	3,880" UN	38,0000	5,000	2,992
A6	sello unidad sib dv 3.880"	3,880" UN	3,880" UN	5,3700	3,880	2,992
A5	Guía de zapatos de mula de 3880"	3,880" UN	-----	0,4900	3,880	2,992
1ST 7IN PERMANENT SEALBORE PACKER						
A4	PRODUCCION SUPERIOR DE PAQUETE SUBMARINO 7" 26-29 lb/ft	-----	-----	1,96	6,000	3,880
A3	paquete marino de producción media 7" 26-29 lb/ft	-----	-----	0,00	6,000	3,880
A2	producción fondo marino paquete 7" 26-29 lb/ft	-----	-----	2,88	6,000	3,880
A1	Guía de zapatos de mula de 3.880"	-----	-----	0,40	6,000	3,880
0	final de la SARTA	-----	-----	0,00	6,000	3,880

Nota: Descripción detallada de las herramientas para el completamiento simple.

Figura 8

Completamiento Dual



Item	Descripción	cable		Longitud en pies	OD (in)	ID (in)
		CAJA	PIN			
A29						
A28	RKB PWRP. PETROWORK - 130 (18ft - 12ft = 6ft)	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	6.00	3,500	2,992
A23	RKB PWRP. PETROWORK - 100(12 pies)	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	12.00	3,500	2,992
A22	Árbol de Navidad de 3 1/8" - 5k X 7 1/6"	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	0.00	7,063	2,992
A21	Colgador de tubería de 7 1/16" 3 1/2" EUE, 9,3 pies	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	1.05	7,063	2,992
A20	Slack (8Klb de peso)	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	0.8	7,063	2,992
A19	tubo corto 3 1/2" EUE, 9,3 pies, L-80	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	5.75	3,500	2,992
A18	tubo corto 3 1/2" EUE, 9,3 pies, L-80, (9 jts)	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	223.99	3,500	2,992
A17	tubo corto 3 1/2" EUE, 9,3 pies, N-80	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	4.05	3,500	2,992
A16	Válvula enterrada TRAVESTI OPTIMAX modelo WP-10"	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	4.64	3,500	2,812
A15	tubo corto 3 1/2" EUE, 9,3 pies, N-80	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	4.03	3,500	2,992
A14	Junta de tubería 3 1/2" EUE, 9,3 pies, L-80, (142 pies)	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	6428.93	3,500	2,992
A13	tubo corto 3 1/2" EUE, 9,3 pies, L-80	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	8.19	3,500	2,992
A12	camisa de circulación 5550 XO 2.813" perfil X	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	4.20	3,500	2,813
A11	tubo corto 3 1/2" EUE, 9,3 pies, L-80	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	10.12	3,500	2,992
A10	Tope de junta hidráulica de 7" H6, 23-29 pies	3 1/2" EUE	xxx	1.65	6,000	2,900
A9	Medio paquete de goma de 7" WH6, 23-29 pies	xxx	xxx	0.00	6,000	2,900
A8	Paquete hidráulico inferior H6 de 7.23-29 pies	xxx	3 1/2" EUE	4.23	6,000	2,900
A7	Junta de tubería 3 1/2" E, 9,3 pies, L-80, (1 unión)	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	31.49	3,500	2,992
A6	Niple de fijación 2.75in. FTOP NO-GO"	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	1.10	4,500	2,750
A5	tubo corto 3 1/2" EUE, 9,3 pies, L-80	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	6.28	3,500	2,992
A4	Junta de tubería 3 1/2" EUE, 9,3 pies, L-80, (1 unión)	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	31.50	3,500	2,992
A3	Boquilla de aterrizaje 2.75in R(BOTTOM NO-GO 2.697in)"	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	1.013	4,500	2,697
A2	tubo corto 3 1/2" EUE, 9,3 pies, L-80	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	10.09	3,500	2,992
A1	3.1/2" EUE, guía de entrada de cable de acero de 9.3 pies	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	0.38	4,500	2,992
A0	Fin de la SARTA	xxx	xxx	0.00	4,500	0,000

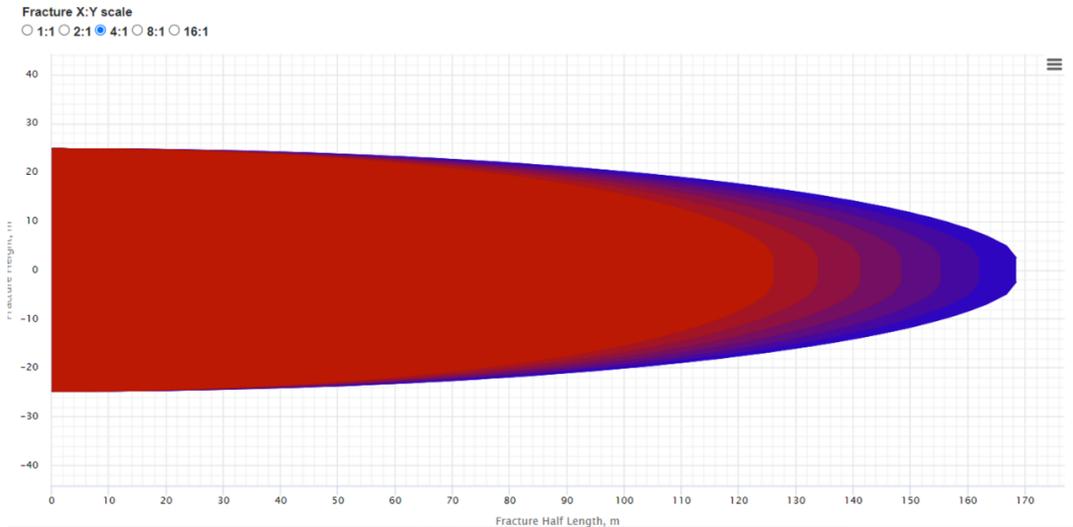
Nota: Descripción detallada de las herramientas para el completamiento dual.

Para el uso de la terminación dual, es necesario utilizar un equipo de reinyección de circulación interna. Para cumplir este requisito, es necesario utilizar la herramienta que se muestra en la figura 8. Permite la recirculación y la inyección en otra capa de la formación receptora.

3.1.1 Diseño de fracturas

Figura 9.

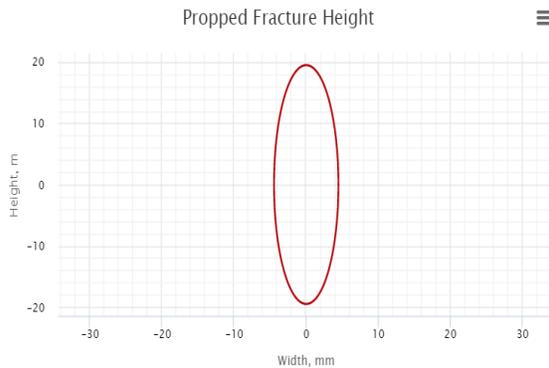
Comportamiento de la Fractura



Nota. modelado de herramientas en el software Excel visual Basic®.

Figura 10.

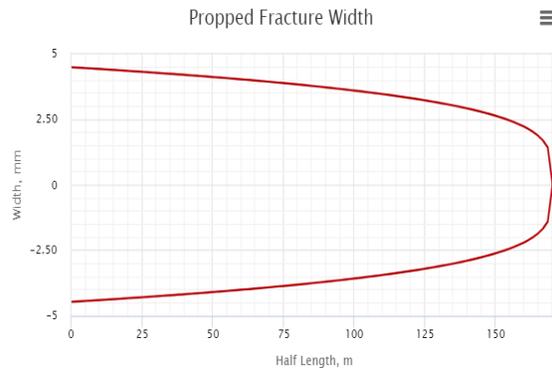
Propiedades de la fractura a lo ancho



Nota: modelado de herramientas en el software Excel visual Basic completamente simple.

Figura 11.

Propiedades de la fractura a lo largo.



Nota: modelado de herramientas en el software Excel visual Basic completamente simple.

La figura 9 muestra una fractura creada por condiciones dinámicas, que se propaga con la ayuda del fluido de fracturación y se deja crecer libremente. Durante el tratamiento se atravesaron niveles de formación con diferentes propiedades y características; en este trabajo se encontró evidencia de una fractura con una geometría en el área de interés que se define con una altura de 40 m, sin la presencia de una barrera de permeabilidad o factores que impidan el libre crecimiento de la fractura. Esto ha dado lugar a una altura de fractura máxima. En la longitud se mantiene a lo largo de la formación

aproximadamente hasta 168 m, no se evidencian interacciones de gradiente de fractura debido a la terminación geométrica de la fractura en punta ya que se observa una disminución de la longitud libre de la fractura sin ninguna obstrucción.

Las figuras 10 y 11 muestran en detalle la longitud de fractura hacia el eje x y la longitud de fractura hacia el eje y en milímetros, geoméricamente con la misma interacción, pero con mayor detalle que permite un mayor rigor en el comportamiento de la fractura y propiedades reológicas del fluido inyectado

3.2 Propiedades reológicas del fluido inyectado

Tabla 3.

Rangos de viscosidad para la lechada de inyección

Propiedad	Valor
Viscosidad aparente (1/s)	70 - 170
Viscosidad dinámica (cp.)	4
Viscosidad del plástico (cp.)	15 - 36
Punto de fluencia (lb/ft ²)	60 - 90
Embudo de viscosidad o Marsh (s)	60 - 90
Gravedad específica	1.25 - 1.5
Densidad (lb/gl)	10.4
Tamaño de las partículas	General menos de 300 micras 95% menos de 75 micras 5% por encima de 1000 micras
Contenido de Sólidos %	17 - 30

Nota: Rangos de propiedades específicas

La tabla 3 muestra las propiedades reológicas que se tomaron en cuenta para el análisis del fluido de reinyección, es importante mantener la velocidad para que no haya atascamiento o difusión del proceso de reinyección, esto se logra con una viscosidad aparente entre 70 a 170 (1/s). Una viscosidad dinámica de 4 (cp) que es suficiente para la resistencia al flujo, una viscosidad plástica de 15 a 36 (cp), un Punto de Rendimiento entre 60 a 90 (lb/ft²) rango suficiente para cumplir con la elasticidad necesaria del fluido, Viscosidad Funnel o Marsh entre 69 a 90 (s), una Gravedad Específica entre 1.25 a 1.5 que se obtiene por la relación de otro fluido diferente al fluido de perforación, en este caso se utilizó agua, y la granulometría que debe cumplir con los siguientes porcentajes. Las partículas en

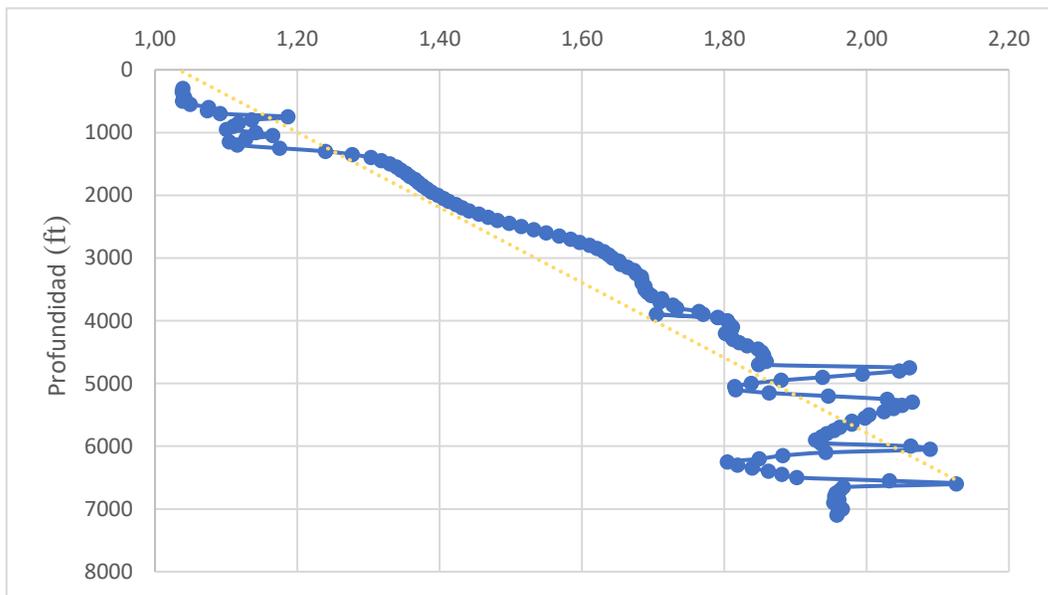
general deben ser inferiores a 300 micras, el 95% inferiores a 75 micras y el 5% superiores a 1000 micras.

3.3 Presión de ruptura y colapso

La herramienta busca pozos de producción existentes o pozos de agua para inyectar recortes y residuos de perforación, la herramienta es capaz de identificar zonas sobrepresionadas y sobrepresionadas ya que este fenómeno geológico puede causar eventos muy riesgosos como afluencias, pérdidas de circulación, atascamiento de tuberías,

Figura 12.

Exponente D corregido.

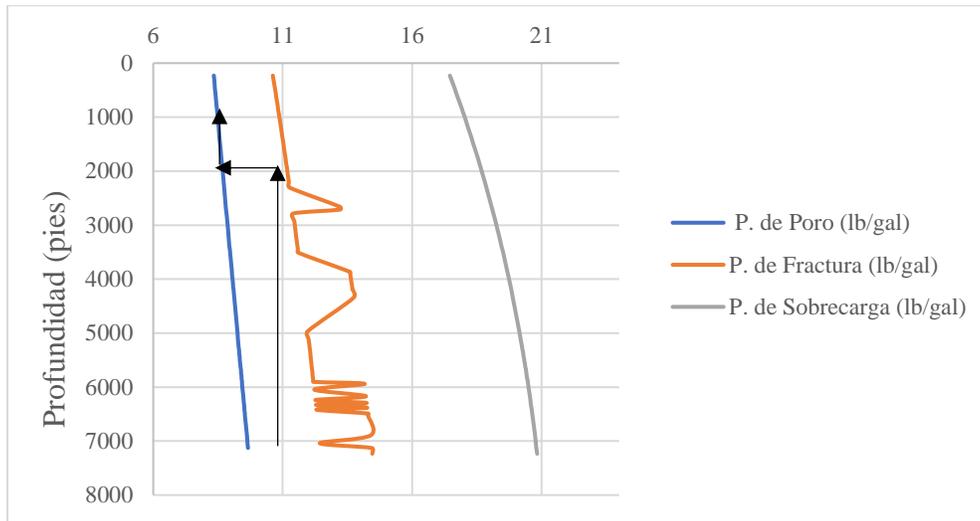


Nota: Identificación de zonas sobrepresionadas y sobrepresionadas

Teniendo en cuenta las características del área de interés, se identifica el número de fases necesarias para el diseño de la terminación y el punto de instalación de las zapatas, con la ayuda del gráfico 13, que indica que 2 fases son suficientes para cubrir el área.

Figura 13.

Densidad equivalente (lb/gal)



Nota: Identificación de azapatas

Sin embargo, teniendo en cuenta que diferentes diseños de tuberías de revestimiento han encontrado problemas de inestabilidad en el pozo, la herramienta recomienda añadir una tercera fase para evitar posibles complicaciones en la región de sobrepresurización, ya que, a partir de 3500 pies, las presiones de poro se consideran altas (superiores a 9 lb/gal).

Teniendo en cuenta la figura 13 el pozo tendrá tres fases de entubación, hay que definir la profundidad de instalación de la zapata de entubación en cada fase. Analizando el peso del lodo de perforación, así como los cambios de litología entre los yacimientos y las rocas de sellado, las zapatas de entubación se colocaron a las profundidades indicadas en las siguientes tablas.

La tubería de revestimiento de superficie se colocó a 1000 pies hasta donde se encuentra la formación más consolidada, los valores de las presiones máximas de colapso y estallido se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 4.

Tensiones máximas del revestimiento superficial

Presión máxima de colapso 47745 psi

Presión máxima de rotura 75524 psi

Nota: Resultados de presiones sección Inferior.

La tabla 4 tiene una presión máxima de colapso de 47745 psi y una presión máxima de ruptura de 75524 psi para la tubería de revestimiento de superficie que se colocó a 1000 pies de donde se encuentra la formación más consolidada.

Tabla 5.

Tensiones máximas de los revestimientos superficiales

Presión máxima de colapso 4765 psi Presión máxima de rotura 89825 psi
--

Nota: Resultados de presiones Sección Intermedia

La tabla 5 tiene una presión máxima de colapso de 4765 psi y una presión máxima de ruptura de 89825 psi para el revestimiento superficial que se colocó a 3500 pies.

Tabla 6.

Tensiones máximas del revestimiento superficial

Presión máxima de colapso 98045psi Presión máxima de rotura 109054psi
--

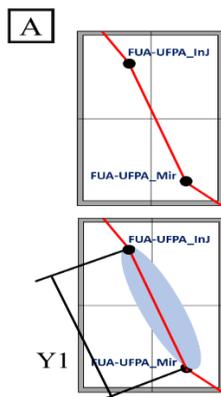
Nota: Resultados de presiones de superficie

La tabla 6 tiene una presión máxima de colapso de 98045 psi y una presión máxima de ruptura de 109054 psi para el revestimiento superficial que se colocó a 5000 pies

3.5 Tasas de inyección

Figura 14.

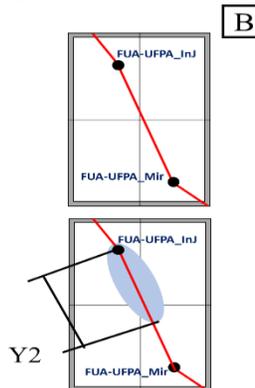
Modelamiento de tasas de Inyección I



Nota. modelado de herramientas en el software Excel visual.

Figura 15.

Modelamiento de tasas de Inyección II



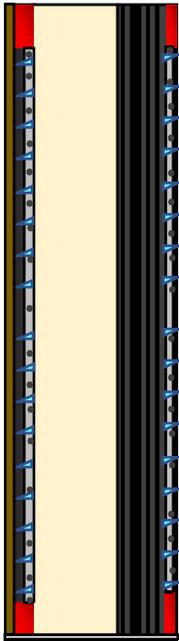
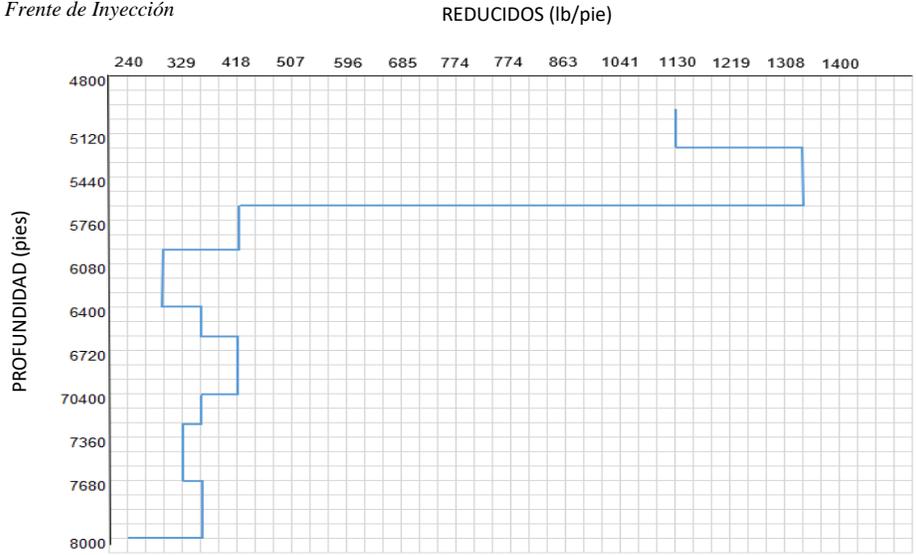
Nota. modelado de herramientas en el software Excel visual.

En las siguientes figuras 14, y 15, se muestra básicamente el frente de inyección de dos pozos FUA-UFPA_inj que es el pozo inyector y el UFPA_mir que es el pozo visor donde se puede evaluar cómo se comportan los pozos.

Analizando la Figura 14, tenemos una terminación dual que se refiere a un pozo que atraviesa dos formaciones independientes, en comparación con la Figura 15 donde sólo se perfora una formación. En el pozo Y1 FUA-UFPA_mir presenta una elipse mayor en comparación con la elipse del pozo Y2 FUA-UFPA_inj, esto significa que, al perforar dos formaciones receptoras, existe una mayor probabilidad de inyectar un mayor volumen de recortes en comparación con el pozo Y2, ya que al tener dos formaciones perforadas permite tener geoméricamente la distancia de dos puntos fijos en este caso las dos formaciones perforadas que al sumarse serán mayores que el pozo Y2. Por lo tanto, la longitud de la elipse en el pozo Y1 es mayor que la longitud de la elipse en el pozo Y2. Por lo tanto, se tomó la decisión de seleccionar la terminación dual para la reinyección de recortes

Figura 16.

Frente de Inyección



Nota. modelado de herramientas en el software Excel visual

La figura 16 muestra el comportamiento de la inyección del fluido, el frente de inyección va disminuyendo a medida que aumenta la profundidad, determinando así que a una profundidad de 5.000 pies el avance del fluido ha aumentado drásticamente siendo más rápido. De esta manera se puede demostrar gráficamente como los recortes van descendiendo desde la superficie del pozo hasta el fondo del mismo donde se encuentra la zona de interés.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

- La formación receptora es apta para la reinyección por corte.
- La formación receptora ubicada en la Cuenca de Santos es adecuada porque tiene una profundidad máxima de 5000 pies, un espesor de 12 pies, una porosidad de 18,2% y una permeabilidad de 5 md.
- Se determinó que la reinyección de recortes en flujo continuo es la más adecuada porque tenemos una terminación dual que nos permite suministrar en mayor volumen esos recortes en nuestra formación receptora.
- La herramienta digital se desarrolla con dos tipos diferentes de terminaciones, la terminación dual y la terminación simple.
- A través del desarrollo de ecuaciones y variables se logra el funcionamiento de la herramienta para proporcionar al usuario el mejor diseño de completamiento para el caso específico.
- La herramienta se desarrolla implementando la norma API 5L.
- Se obtuvieron diferentes diseños de terminación para un pozo reinyector en la cuenca santos del sudeste de Brasil.
- Teniendo en cuenta la variación de los resultados, se formularon recomendaciones para garantizar resultados con menos incertidumbre.

4.2 Recomendaciones

- Es necesario hacer un estudio medioambiental para saber cuáles son los impactos positivos y negativos del procedimiento de inyección de recortes de perforación.
- Es necesario hacer un estudio de ingeniería básico, conceptual y detallado del proceso de inyección de recortes de perforación en una formación receptora.
- Se recomienda el uso de una información completa con las variables requeridas por la herramienta para obtener resultados fiables.
- Es importante verificar los cálculos desarrollados, así como las unidades de cada variable, para mitigar los errores humanos.
- Es importante utilizar la misma norma API 5L porque los cálculos desarrollados por la herramienta se basan en ella.
- Este análisis sólo puede utilizarse como herramienta de estudio para cuestiones relacionadas con el diseño de terminación de pozos de reinyección según la norma API 5L.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Bourgoyne, A. T., Millheim, K. K., Chenevert, M. E., & Young, F. S. (1986). Applied drilling engineering (Vol. 2, p. 514). Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
- [2] Crawford, H. R., & Lescarbours, J. A. (1993, October). Drill cuttings reinjection for heidrur: a study. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. OnePetro.
- [3] Chand, J. (1990). Environmental pollution monitoring in oil exploration and exploitation. In *Condition Monitoring and Diagnostic Engineering Management* (pp. 218-224). Springer, Dordrecht.
- [4] Kark, S., Brokovich, E., Mazor, T., & Levin, N. (2015). Emerging conservation challenges and prospects in an era of offshore hydrocarbon exploration and exploitation. *Conservation Biology*, 29(6), 1573-1585.
- [5] Wang, Y. Y., Duan, M. L., Feng, W., Wang, D. G., Liu, J. P., & Zeng, K. Y. (2011). Investigation on installation methods of deepwater manifolds and their applications to LW 3-1 gas field in South China Sea. *Ocean Engineering(Haiyang Gongcheng)*, 29(3), 23-30.
- [6] Devine, M. D. (1973). Note—a model for minimizing the cost of drilling dual completion oil wells. *Management Science*, 20(4-part-i), 532-535.
- [7] Holderby, E., Dahl, J., Spaid, J., Dusterhoft, R., & Adams, I. (2016). Case Study: Completion-Design Optimization for Barnett Oil-Producing Area. *SPE Drilling & Completion*, 31(01), 016-025.
- [8] Vollmar, D., Wittig, V., & Bracke, R. (2013). *Geothermal Drilling Best Practices: The Geothermal translation of conventional drilling recommendations-main potential challenges*. International Geothermal Association: Home.
- [9] Karakas, M., & Tariq, S. M. (1991). Semianalytical productivity models for perforated completions. *SPE Production Engineering*, 6(01), 73-82.
- [10] Maleki, A., & Frigaard, I. (2017). Primary cementing of oil and gas wells in turbulent and mixed regimes. *Journal of Engineering Mathematics*, 107(1), 201-230.
- [11] Anderson, R. A., Ingram, D. S., & Zanier, A. M. (1973). Determining fracture pressure gradients from well logs. *Journal of Petroleum technology*, 25(11), 1259-1268.
- [12] Castillo, J. L. (1987, May). Modified fracture pressure decline analysis including pressure-dependent leakoff. In SPE/DOE Joint Symposium on Low Permeability Reservoirs. OnePetro.
- [13] Ball, A. S., Stewart, R. J., & Schliephake, K. (2012). A review of the current options for the treatment and safe disposal of drill cuttings. *Waste Management & Research*, 30(5), 457-473.

- [14] Leonard, S. A., & Stegemann, J. A. (2010). Stabilization/solidification of petroleum drill cuttings. *Journal of Hazardous Materials*, 174(1-3), 463-472.
- [15] Klotz, J. A., Krueger, R. F., & Pye, D. S. (1974). Effect of perforation damage on well productivity. *Journal of Petroleum Technology*, 26(11), 1303-1314.
- [16] YANG, Z. P., WU, B., & WANG, Y. (2012). Application of Eaton Method in Predicting the Formation Pore Pressure of M Oilfield [J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 9.
- [17] Glover, P. (2009). What is the cementation exponent? A new interpretation. *The Leading Edge*, 28(1), 82-85.
- [18] Eaton, B. A. (1975, September). The equation for geopressure prediction from well logs. In Fall meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME. OnePetro.
- [19] Zhu, X. K., & Leis, B. N. (2012). Evaluation of burst pressure prediction models for line pipes. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 89, 85-97.
- [20] Ispas, I., Eve, R. A., Hickman, R. J., Keck, R. G., Willson, S. M., & Olson, K. E. (2012, October). Laboratory testing and numerical modelling of fracture propagation from deviated wells in poorly consolidated formations. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. OnePetro.
- [21] Al-Hajri, N. M., Al-Ajmi, M. D., Al-Meshal, F. M., & Al-Shammari, N. S. (2017, April). Calculating Casing Leak Cross Flow Rate Using Surface Injection Data. In SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition. OnePetro.
- [22] HALLIBURTON , HALLIBURTON website. (2021), [En línea] https://www.halliburton.com/en_US/ps/cementing/casingequipment/casingattachments/isolizer-centralizer.html [Noviembre, 2021]
- [23] tps-rechnitube. (2021), Pup Joints from stock or new production, [En línea]. <https://www.tps-technitube.com/products/oil-andgas/Crossover-Blast-Joints-Flow-Couplings> [Noviembre, 2021]
- [24] HALLIBURTON, (2021), Retrievable Service Tools, [En línea]. <https://www.halliburton.com/en/resources/retrievable-service-tools-catalog> [Noviembre, 2021]
- [25] HALLIBURTON, (2021), Hydraulic-Set-RDHPacker, [En línea]. https://www.halliburton.com/content/dam/ps/public/cps/contents/Data_Sheets/web/H/Hydraulic-Set-RDHPacker.pdf?na=en-US_completions_public [Noviembre, 2021]
- [26] Schlumberger. (2020), Hydraulic setting tools, [En línea]. <https://www.slb.com/-/media/files/co/productsheet/hydraulic-setting-tool- ps> [Noviembre, 2021]

- [27] americancompletiontools. (2021), ACT MODEL ‘R’ NIPPLE.
<https://americancompletiontools.com/act-model-r-nipple/> [Noviembre, 2021]
- [28]americancompletiontools. (2021), LOCATOR TUBING SEAL ASSEMBLY, [En línea].
<https://americancompletiontools.com/locator-tubing-seal-assembly/> [Noviembre, 2021]
- [29] completiontools. (2021), packer Accessories Mill Out Extension, [En línea].
<http://www.completionoiltools.com/mill-out-extension/> [Noviembre, 2021]
- [30] Ptecp .Ptecp. (2021), [En línea]. <https://www.ptecp.com/304-pjt/> [Noviembre, 2021]
- [31] Schlumberger. (2020), Wireline-Set Retrievable Bridge Plug, [En línea].
<https://wdww.slb.com/resourcelibrary#q=Retrivable%20Bridge%20plug> [Noviembre, 2021]
- [32] DYL oil tools . (2021), Seal Unit, [En línea]. <https://www.dloiltools.com/products/permanent-set-packers/seal-unit> [Noviembre, 2021]
- [33] DYL oil tools . (2021), Seal Unit, [En línea]. <https://www.dloiltools.com/products/permanent-set-packers/seal-unit> [Noviembre, 2021]
- [34] DYL oil tools . (2021), Seal Unit, [En línea]. <https://www.dloiltools.com/products/permanent-set-packers/seal-unit> [Noviembre, 2021]
- [35] Birchington Road. (2021), Heat-Shrink & Cold-Shrink Sleeves, [En línea].
<https://uk.rs-online.com/web/p/heatshrink-cold-shrink-sleeves/3161625/> [Noviembre, 2021]
- [36] Schlumberger, (2020), Adjustable Union & Joint, [Noviembre, 2021].
<https://www.slb.com/completions/well-completions/completion-accessories/adjustable-union-and-joint> [Noviembre, 2021]
- [37]. Halliburton. (2021), Superior reliability for the entire life of the well, [En línea].
<https://www.halliburton.com/en/completions/well-completions/subsurface-safety-valves>
 [Noviembre, 2021]
- [38] Schlumberger, (2021), Wireline Reentry Guide, [En línea].
<https://www.slb.com/completions/well-completions/multilaterals/wireline-reentry-guide>
 [Noviembre, 2021]
- [39] Baker Hughes centrilift. (2007), Sistemas de elevadores submarinos[En línea].
<https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&src=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwiD2pHgmtz1AhU-TTABHf9->

- BfYQFnoECAYQAQ&url=http%3A%2F%2Fwww.oilproduction.net%2Ffiles%2Fesp_ds_su
bsea_booster_low_sp.pdf&usg=AOvVaw3O5LHq6D4pmd2s1rj3ROzw [Noviembre, 2021]
- [40] Silo.tips. (2017), Soluciones submarinas, [En línea]. <https://silo.tips/download/soluciones-submarinas> [Noviembre, 2021]
- [41] PNG EGG. (2021), Manantial árbol de navidad submarino oleoducto transporte industria petrolera, [En línea]. <https://www.pngegg.com/es/png-ewxat> [Noviembre, 2021]
- [42] Subsea Sevice Alliance. (2016), Serie de artículos introductorios infraestructura submarina,[En línea].
https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwj5t9TMmNz1AhVRjABHcLGDYMQFnoECAYQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.subseaservicesalliance.com%2F-%2Fmedia%2Ffiles%2Foilfield-review%2Fdefining-subsea-infrastructure-jun-2016.ashx&usg=AOvVaw2eKPTFBU4b_zDEgoi3BXv1 [Noviembre, 2021]

ANEXO 1
LISTA DE SÍMBOLOS

D	Exponente D
dcorr	D Corregido
Ko	Permeabilidad efectiva del petróleo, mD
V	Relación de Poisson
μ_0	Viscosidad del aceite, cP
ρ_{lodo}	Densidad del fluido de perforación
ρ_L	Densidad del fluido, lbm /ft ³
FT	Resistencia a la tracción, lb
FB	Flotabilidad de la carcasa
Pteste	Presión de prueba
Prup	Presión de rotura
Pc	Presión de colapso
Piny	Presión de inyección
p	densidad
Pexterna	Presión externa
Pinterna	Presión interna
Ggas	Gradiente de gas
Gmud	Gradiente de lodos
Profz	Profundidad del zapato
Pf,i	Profundidad de la zapata superior
Pfractura	Presión de fractura
Psobrecarga	Presión de sobrecarga
Ko	Permeabilidad efectiva del aceite, mD
PORrup	Presión de ruptura, psi
PORF	Presión de la formación o de los poros, psi
rw	Radio del pozo, pies
s	Factor de daño de la formación, adimensional