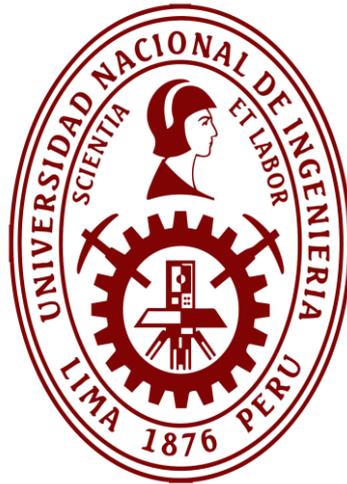


# Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica



**TESIS**

**Implementación de Muti-Stage Cementing Tool para mantener la Integridad del pozo durante trabajos de cementación primaria en pozos con pérdida de circulación en el Lote III**

Para obtener el título profesional de  
**Ingeniero de Petróleo y Gas Natural**

Elaborado por  
**Jhony Deyvi Carmona Casimiro**  
ID: 0009-0002-8380-3791

Asesor  
**M.Sc. Jorge Luis Bardales Cruz**  
ID: 0000-0002-9621-2715

**LIMA – PERÚ**  
**2023**

## **Agradecimiento**

Mis más sinceros agradecimientos a mis padres, familiares, amigos y compañeros de trabajo en especial a Daniel Rodriguez, Melchor Zegarra y Javier Sulca, que con sus sugerencias, motivaciones, críticas y enseñanzas hicieron posible la edición de este presente trabajo.

A mi Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica, mi alma mater Universidad Nacional de Ingeniería, a la que volvería a elegir hoy, mañana y siempre.

## **Dedicatoria**

Este presente trabajo va dedicado con mucho cariño a mi señora madre Gloria Casimiro, que gracias a su esfuerzo de madre luchadora pudo darme una educación digna para hacerle frente a la vida y contribuir con el desarrollo de mi país.

A mi padre Ruben Carmona que con el ejemplo me enseñó ser la calidad de persona que hoy en día soy. A mi hermana Mercedes, a mi enamorada Danae por estar siempre conmigo y a mi amigo Emerson Huerta por el apoyo incondicional.

## Resumen

El presente trabajo de investigación abordará el tema referente al proceso de cementación primaria, en pozo problemas de pérdida de circulación durante la perforación y cementación, particularmente en formaciones de baja gradiente de fractura y ventana operativa con presiones de poros anormales, es decir la presión poral y de fractura están muy cercas. El objetivo de una cementación eficiente y segura nos permitirá colocar una lechada de cemento en el espacio anular entre las paredes del pozo y el revestidor con la finalidad de prevenir el movimiento de fluidos entre zonas. Una ineficiente cementación primaria es sin duda una de las preocupaciones más importantes en una cementación de un pozo petrolero para mantener un sello hidraulico entre formación y revestidor. Sin embargo, la cuenca Talara, al ser una cuenca de mayor desarrollo en el noroeste peruano; es sin duda una cuenca depletada donde existen formación muy complejas y falladas con una ventana operativa con presiones de poros anormales

Este trabajo presentará la viabilidad técnica y económica de la implementación del dispositivo *Multi-Stage Cementing Tool* en pozos del Lote III, el cual nos permitirá mantener la integridad del pozo con problemas de perdida de circulación en formaciones con bajas gradientes de fractura y con presiones de poro anormal. Este dispositivo fue diseñado para cementaciones en dos a más etapas una operación de cementación sin problemas.

La implementación del dispositivo *Multi-Stage Cementing Tool* es un proceso complejo que requiere una planificación y ejecución cuidadosas. Sin embargo, puede ser una forma muy efectiva de asegurar que un pozo esté correctamente cementado en pozos con pérdida de circulación en el Lote III.

Los resultados obtenidos en los registros eléctricos CBL/VDL muestra un buen aislamiento hidraulico en las formaciones objetivos, cumpliendo con el objetivo y con la finalidad para las completaciones en adelante, es decir punzonamiento y fracturamiento hidraulico en el Lote III.

Este resultado demuestra un alto grado de confiabilidad, por lo que sería recomendable la masificación de este dispositivo en un número mayor de pozos con problemas de pérdida de circulación durante la perforación y pozos con características similares.

## Abstract

This research work will address the issue of reference to the primary cementing process, in wells with lost circulation problems during drilling and cementing, particularly in formations with a low fracture gradient and narrow operating window, that is, pore and fracture pressure. they are very close. The goal of efficient and safe cementing will allow us to place a cement slurry in the annular space between the well walls and the revestidor in order to prevent fluid movement between zones. Inefficient primary cementing is undoubtedly one of the most important concerns during the drilling and completion of an oil well to maintain a hydraulic seal between formation and revestidor. However, the Talara basin, being a more developed basin in northwestern Peru; It is undoubtedly a depleted basin where there are very complex and faulted formations with a very narrow operating window.

This work will show the technical and economic feasibility of implementing the Multi-Stage Cementing Tool device in Block III wells, which will allow us to maintain the integrity of the well with lost circulation problems in formations with low fracture gradients and with operating windows. very narrow. This device was designed for cementing in two or more stages for a trouble-free cementing operation.

Implementation of the Multi-Stage Cementing Tool device is a complex process that requires careful planning and execution. However, it can be a very effective way to ensure that a well is properly cemented in wells with lost circulation in Block III.

The results obtained in the CBL/VDL electrical logs show good hydraulic isolation in the target formations, detecting with the objective and with the purpose for the completions onwards, that is, punching and hydraulic fracturing in Block III.

This result demonstrates a high degree of reliability, which is why it would be advisable to massify these devices in a greater number of wells with lost circulation problems during drilling and wells with similar characteristics.

## Prólogo

El presente trabajo de investigación, titulado *Implementación del Multi-Stage Cementing Tool para mantener la integridad del pozo durante trabajos de cementación primaria en pozos con pérdidas de circulación en el Lote III*, analizo la viabilidad técnica y económica para trabajos de cementación primaria en pozos con problemas de pérdida de circulación. Este trabajo está dividido en siete capítulos: El primero detalla una introducción del tema que incluye en su contenido el problema, objetivos e hipótesis, el segundo capítulo engloba de manera general el marco teórico y conceptual, en el tercer capítulo muestra la metodología en el trabajo de investigación y la implementación en el caso de estudio en el noroeste peruano, Lote III, y finalmente en los últimos capítulos muestran análisis, discusión de resultados, conclusiones, recomendación y referencias bibliográficas.

En los primeros capítulos, se aborda el tema de pérdida de circulación y trabajos de cementación primaria en pozos del Lote III. El tema central es la implementación del *Multi-Stage Cementing Tool* en pozos con problemas de pérdida de circulación durante la perforación y/o cementación primaria.

En el tercer capítulo, la implementación del dispositivo es inicialmente validada y posteriormente aplicada en un caso de estudio.

En los últimos capítulos, se obtiene resultados y conclusiones en un pozo aplicado, adicionalmente se describen limitaciones que se presentaron en la implementación y las recomendaciones para futuros trabajos. Finalmente se presentan artículos indexados, libros de consulta y anexos que contienen el diseño, simulación y ejecución de la cementación del pozo en estudio con la aplicación de *Multi-Stage Cementing Tool* para cementaciones en varias etapas.

La tesis pretende dar una visión particular que con un dispositivo pueda dar soluciones técnica y económica aun trabajo de gran relevancia como es la cementación.

# Índice

Agradecimiento .....	i
Dedicatoria .....	ii
Resumen.....	iii
Abstract .....	v
Prólogo.....	vi
Índice.....	vii
Lista de Figuras.....	ix
Lista de Tablas.....	xi
Capítulo I: Introducción .....	1
1.1 Antecedentes .....	1
1.2 Problemática.....	3
1.3 Formulación del Problema .....	4
1.3.1 Problema General.....	4
1.3.2 Problemas Específicos .....	4
1.4 Objetivos de la Investigación .....	4
1.4.1 Objetivo General.....	4
1.4.2 Objetivos Específicos.....	4
1.5 Justificación de la Investigación.....	5
1.6 Hipótesis de la Investigación .....	5
1.6.1 Hipótesis General .....	5
1.6.2 Hipótesis Específicas.....	5
1.7 Identificación de Variables .....	6
1.7.1 Variables Independientes .....	6
1.7.2 Variables Dependientes.....	6
1.8 Operacionalización de Variables.....	6
1.9 Matriz de Consistencia.....	7
Capítulo II: Marco Teórico y Conceptual .....	11
2.1 Marco Teórico.....	11
2.1.1 Cementación en pozos de petróleo .....	11
2.1.1.2 Cementación secundaria .....	13
2.1.2 Parámetros de la cementación en dos etapas.....	13
2.2 Marco Conceptual.....	13

Capítulo III: Desarrollo del Trabajo de Investigación .....	16
3.1 Metodología del Trabajo de Investigación .....	16
3.1.1 Enfoque y diseño .....	16
3.1.2 Sujetos de la investigación .....	16
3.1.3 Métodos y procedimientos .....	16
3.2 Caso de estudio .....	16
3.2.1 Características del caso de estudio .....	16
Capítulo IV: Análisis y Discusión de Resultados .....	24
3.2.1.1 Pozo DN-X.....	24
3.2.1.2 Pozo DN-Y.....	48
Capítulo V: Análisis Económico .....	77
Capítulo VI: Conclusiones Y Recomendaciones .....	79
Capítulo VII: Referencias Bibliográficas .....	81
ANEXOS .....	83

## Lista de Figuras

<b>Figura 1.</b> Objetivo de la cementación primaria.....	11
<b>Figura 2.</b> Proceso de cementación primaria en pozos de petróleo. ....	12
<b>Figura 3.</b> Ubicación de la provincia de Paita en el departamento de Piura .....	17
<b>Figura 4.</b> Mapa de Lotes en la cuenca Talara .....	18
<b>Figura 5.</b> Columna estratigráfica del Lote III. ....	19
<b>Figura 6.</b> Mapa Estructural de la arena 13 en la Fm. Salina Mogollón.....	20
<b>Figura 7.</b> Densidad vs Profundidad Pozo DN-Y. (Ventana Operativa). ....	21
<b>Figura 8.</b> Estado mecánico de 03 secciones del Pozo DN-Y. ....	22
<b>Figura 9.</b> Cuadro de densidades LiteCRITE SCHLUMBERGER. ....	23
<b>Figura 10.</b> Ubicación Pozo DN-X.....	24
<b>Figura 11.</b> Columna estratigráfica compuesta del Lote III.....	25
<b>Figura 12.</b> Mapa Estructural en el tope de la Arena 13. Fm. Salina Mogollón - Ubi. Pozo DN-X. ....	26
<b>Figura 13.</b> Sección Estructural A-A´ - Ubi. Pozo DN-X. ....	27
<b>Figura 14.</b> Curva de tiempo de bombeabilidad para lechada de relleno 13.5ppg.....	30
<b>Figura 15.</b> Curva UCA de resistencia a la compresión lechada de relleno 13.5ppg.....	30
<b>Figura 16.</b> Curva de tiempo de bombeabilidad para lechada de principal 15.2ppg. ....	31
<b>Figura 17.</b> Curva UCA de resistencia a la compresión lechada principal 15.2ppg. ....	31
<b>Figura 18.</b> Programa Final de centralización Pozo DN-X.....	32
<b>Figura 19.</b> Curva de Standoff Pozo DN-X.....	34
<b>Figura 20.</b> Esquema del Pozo DN-X.....	34
<b>Figura 21.</b> Multipanel - Wellbore Profile Pozo DN-X. ....	35
<b>Figura 22.</b> Curva de valores de ECD @ 4600ft (Tope de Salina Mogollón). ....	36
<b>Figura 23.</b> Presiones, densidad y caudal del simulador para el Pozo DN-X. ....	36
<b>Figura 24.</b> Curva de la ejecución del trabajo de cementación Pozo DN-X. ....	40
<b>Figura 25.</b> Tope de cemento en los registros CBL-VDL y Temperatura Pozo DN-X. ....	41

<b>Figura 26.</b> Zona de interes intervalo <5250-5550 ft> .....	<b>42</b>
<b>Figura 27.</b> Programa de punzonamiento del Pozo DN-X. ....	<b>43</b>
<b>Figura 28.</b> Grafica del Minifrac o Datafrac Pozo DN-X.....	<b>45</b>
<b>Figura 29.</b> Gráfica del Schedule propuesto. ....	<b>46</b>
<b>Figura 30.</b> Gráfica del Tratamiento del Pozo DN-X.....	<b>47</b>
<b>Figura 31.</b> Mapa de ubicación Pozo DN-Y.....	<b>48</b>
<b>Figura 32.</b> Columna estratigráfica compuesta del Lote III (Grosver Gonzales. 1967.- Modificado por UNNA Energía) .....	<b>49</b>
<b>Figura 33.</b> Mapa Estructural. Fm. Salina Mogollón – Ubi. Pozo DN-Y. ....	<b>51</b>
<b>Figura 34.</b> Sección Estructural A-A´- Ubi. Pozo DN-Y. ....	<b>51</b>
<b>Figura 35.</b> Curva de tiempo de bombeabilidad para lechada única 14.2ppg.....	<b>54</b>
<b>Figura 36.</b> Curva UCA de resistencia a la compresión lechada única 14.2ppg.....	<b>55</b>
<b>Figura 37.</b> Curva de tiempo de bombeabilidad para lechada de principal 13.8ppg. ....	<b>56</b>
<b>Figura 38.</b> Curva UCA de resistencia a la compresión lechada principal 13.8ppg. ....	<b>56</b>
<b>Figura 39.</b> Curva de tiempo de bombeabilidad para lechada de relleno 13.8ppg.....	<b>57</b>
<b>Figura 40.</b> Curva UCA de resistencia a la compresión lechada relleno 13.8ppg.....	<b>58</b>
<b>Figura 41.</b> Standoff Pozo DN-Y. ....	<b>62</b>
<b>Figura 42.</b> Imagen representativa del Shutoff plug. ....	<b>64</b>
<b>Figura 43.</b> Imagen representativa del Shutoff Baffle.....	<b>65</b>
<b>Figura 44.</b> Tabla de presión de Apertura del Multi-Stage Cementing Tool.....	<b>66</b>
<b>Figura 45.</b> Imagen representativa del Closing Plug. ....	<b>67</b>
<b>Figura 46.</b> Tabla de presión de Cierre del Multi-Stage Cementing Tool.....	<b>67</b>
<b>Figura 47.</b> Carta de operación de cementación Primera Etapa Pozo DN-Y.....	<b>69</b>
<b>Figura 48.</b> Carta de operación Cementación Segunda Etapa Pozo DN-Y. ....	<b>70</b>

## Lista de Tablas

<b>Tabla 1.</b> <i>Lost Circulation Occurrence Analysis of API Study DATA</i> .....	<b>1</b>
<b>Tabla 2.</b> <i>Identificación de variables</i> .....	<b>6</b>
<b>Tabla 3.</b> <i>Definición de operacionalización de las variables</i> .....	<b>7</b>
<b>Tabla 4.</b> <i>Matriz de consistencia</i> .....	<b>9</b>
<b>Tabla 5.</b> <i>Coordenadas del Pozo DN-X</i> .....	<b>24</b>
<b>Tabla 6.</b> <i>Tope formacionales del pozo DN-X</i> .....	<b>26</b>
<b>Tabla 7.</b> <i>Datos petrofísicos de la ubicación Pozo DN-X</i> .....	<b>27</b>
<b>Tabla 8.</b> <i>Ensayo de remoción de lodo con espaciador muestra de remoción en 5 minutos</i> .....	<b>29</b>
<b>Tabla 9.</b> <i>Schedule de bombeo de pre flujos</i> .....	<b>38</b>
<b>Tabla 10.</b> <i>Datos de Pozo DN-X</i> .....	<b>44</b>
<b>Tabla 11.</b> <i>Configuración del Pozo DN-X</i> .....	<b>44</b>
<b>Tabla 12.</b> <i>Data del Minifrac o Datafrac del Pozo DN-X</i> .....	<b>44</b>
<b>Tabla 13.</b> <i>Data del Pad</i> .....	<b>46</b>
<b>Tabla 14.</b> <i>Data del Gel</i> .....	<b>46</b>
<b>Tabla 15.</b> <i>Data del Desplazamiento</i> .....	<b>46</b>
<b>Tabla 16.</b> <i>Data del Agente Sostén</i> .....	<b>46</b>
<b>Tabla 17.</b> <i>Datos del Tratamiento Pozo DN-X</i> .....	<b>47</b>
<b>Tabla 18.</b> <i>Coordenadas del Pozo DN-Y</i> .....	<b>48</b>
<b>Tabla 19.</b> <i>Tope formacionales del pozo DN-Y</i> .....	<b>50</b>
<b>Tabla 20.</b> <i>Datos petrofísicos de la ubicación Pozo DN-Y</i> .....	<b>52</b>
<b>Tabla 21.</b> <i>Ensayo de remoción de lodo con espaciador muestra de remoción en 5 minutos</i> .....	<b>53</b>
<b>Tabla 22.</b> <i>Tally Pozo DN-Y (1)</i> .....	<b>59</b>
<b>Tabla 23.</b> <i>Tally Pozo DN-Y (2)</i> .....	<b>60</b>
<b>Tabla 24.</b> <i>Tally Pozo DN-Y(3)</i> .....	<b>61</b>
<b>Tabla 25.</b> <i>Schedule de bombeo de pre-flujos para la primera Etapa Pozo DN-Y</i> .....	<b>63</b>

<b>Tabla 26.</b> Schedule de Bombeo de Lodo para el Desplazamiento de la Primer Etapa Pozo DN-Y. ....	<b>64</b>
<b>Tabla 27.</b> Schedule de bombeo de pre-flujos para la segunda Etapa Pozo DN-Y.....	<b>66</b>
<b>Tabla 28.</b> Schedule de Bombeo de Lodo para el Desplazamiento de la Segunda Etapa Pozo DN-Y. ....	<b>67</b>

# Capítulo I: Introducción

## 1.1 Antecedentes

En las operaciones de cementación primaria se inició aproximadamente por los años 1940, anteriormente a esta fecha los pozos no eran cementados, trayendo consigo problemas de control de gas y de agua, al inicio de las operaciones de cementación primaria las formaciones productivas tenían alta presión de reservorio, por lo tanto, se usaban lechadas de cemento de alta densidades mayores, sin tenerse en cuenta el efecto de la presión hidrostática originada por el cemento con relación a la presión del reservorio.

En la actualidad a medida que se seguían perforando la presión de los reservorios ha disminuido (declinación de la presión del reservorio) encontrándose con uno de los desafíos que se enfrentan el día a día, la perdida de circulación, puede ocurrir durante operaciones de perforación y cementación y se define como la perdida de volumen de fluidos a la formación (Nayberg, 1987), que resulta un volumen menor que regresa cuando se bombea un fluido al pozo A nivel mundial el impacto financiero de una compañía operadora al encontrarse perforando y/o cementando puede ser significativo y costoso.

Un estudio de campo, publicado por la American Petroleum Institute (API) reveló que hasta el 45% de los pozos perforados en todos los campos a nivel mundial, como mejores prácticas requerían tuberías de revestimientos extra para cubrir zonas con problema de pérdida de circulación. Sin embargo, con la aplicación de un arreglo de tubería extra (Revestidor intermedio) la pérdida de circulación bajó a un 24% en hueco abierto (Hong Wang, 2008). Ver Tabla 1.

**Tabla 1.** *Lost Circulation Occurrence Analysis of API Study DATA*

	United State	North America	Global
<b>Number of producing field in API study</b>	204	218	339
<b>% wells requiring pipe string to isolate LC zones</b>	31%	33%	45%

<b>% Lost Circulation Encountered in Hole Sections After Applying Extra Pipe Strings</b>			
Surface Revestidor	24%	24%	21%
Intermediate Revestidor	24%	25%	23%
Production revestidor	24%	24%	24%
Liner	18%	26%	19%

**\*Note: The number of fields in each area is presented for general information and may not represent all well or fields in that specific area. The North American fields include fields in Canada, Mexico and USA.**

**Fuente:** (Hong Wang, 2008)

En el Noroeste peruano generalmente se usan por lo general 2 tipos de lechadas de cemento, una lechada principal que es de mayor densidad y es colocada frente a la formación productiva y el segundo tipo es una lechada de relleno que tiene menos densidad y que es colocada encima de la lechada principal.

La implementación de la herramienta *Multi-Stage Cementing tool*. (Hussain, y otros, Positive Impact of V0 Multi-Stage Cementing Tool on the Long Term Well Integrity, 2023), Una herramienta de etapa es un dispositivo que se instala en la sarta de revestimiento y permite bombear el cemento en múltiples etapas. Esto permite que el cemento se bombee a diferentes zonas de la formación, lo que puede mejorar la calidad general del trabajo de cementación.

Hoy en día, la cementación con el *Multi-Stage Cementing Tool* es una práctica estándar en la industria del petróleo y el gas. Las herramientas de etapa se utilizan para cementar todo tipo de sargas de revestimiento, incluido el revestidor de producción, el revestidor intermedio y el revestidor de superficie. La cementación de herramientas por etapas ha ayudado a mejorar la calidad de los trabajos de cementación y ha hecho posible perforar y completar pozos con mayor complejidad de manera más segura y eficiente. En la actualidad hay dos tipos de *Multi-Stage Cementing Tool*; las convencionales que soportan presiones bajas y las recientemente desarrolladas que soportan presiones altas. (Albassam, Al-Yami, & Almalki, 2018)

## 1.2 Problemática

En el Perú y a nivel mundial es un problema cementar pozos con problemas de pérdida de circulación y con ventana operativa donde la gradiente de fractura y la de poro están muy cerca, es decir formaciones de baja presión de fractura y la presión poral anormal. Esto puede dificultar la cementación del pozo correctamente, ya que el cemento puede fluir hacia la formación o quedar atrapado en la tubería de revestimiento.

Cementar una sección es una tarea desafiante, especialmente en presencia de formaciones débiles con pérdida de lechada de cemento durante la cementación.

Ante el problema, surgieron métodos para cementar pozos con problema severo de pérdida de circulación. La selección de la técnica adecuada dependerá de las condiciones específicas del pozo. Sin embargo, la aplicación de estas técnicas puede ayudar a mejorar la cementación de pozos y reducir el riesgo de problemas.

Un primer método es adicionar una sarta de revestidor adicional al arreglo inicial (revestidor intermedio en las configuraciones de la mayoría de los pozos del noroeste que están por encima a 4000 ft), lo que esto puede resultar caro para la empresa operadora, por lo que involucra costos en perforar la sección adicional, comprar revestidor para la corrida, cementar la sección agregada entre otros. Un segundo método de aislamiento es la utilización de cementos con baja densidad en las zonas con pérdida de circulación. (Al-Yami, y otros, 2008). Un tercer método y el que se aplicará en este proyecto es la utilización del *Multi-Stage Cementing Tool*, la implementación nos permitirá cementar un pozo con problemas de circulación de manera eficiente y segura. (Hussain, y otros, Positive Impact of V0 Multi-Stage Cementing Tool on the Long Term Well Integrity, 2023)

En el Perú, y en especial en el noroeste peruano, la problemática recae en cementar pozos con problemas de pérdida de circulación durante la perforación y cementación. La cuenca talara, siendo esta la más desarrollada del país con formaciones bastante falladas y depletadas (presiones bajas y sin energía).

### **1.3 Formulación del Problema**

#### **1.3.1 Problema General**

¿De qué manera se podrá asegurar la integridad del pozo durante las operaciones de cementación primaria para pozos de baja gradiente de fractura y con presiones de poro anormal?

#### **1.3.2 Problemas Específicos**

¿Quiénes son los principales factores que influyen en el diseño de lechada de cemento para garantizar un buen diseño de cementación?

¿Cómo minimizar las carencias de lechadas de cemento nitrogenadas de baja densidad para pozos de baja gradiente?

¿Qué tipo de cementación primaria se aplicará para evaluar y garantizar una cementación primaria exitosa?

¿Cómo disminuir la pérdida de circulación durante operaciones de cementación primaria?

### **1.4 Objetivos de la Investigación**

#### **1.4.1 Objetivo General**

Asegurar la integridad del pozo durante trabajos de cementación primaria en pozos con potencial de pérdida de circulación en el noroeste peruano.

#### **1.4.2 Objetivos Específicos**

- Identificar las formaciones que deben ser aisladas hidráulicamente.
- Determinar la ventana operativa con información de pozos vecinos.
- Diseñar los fluidos de cementación sin alterar la integridad del pozo
- Simular los valores de ECD máximos y mínimos que se esperan durante la cementación
- Realizar ensayos de laboratorio previos a la cementación.
- Seleccionar adecuadamente la herramienta de doble etapa en los pozos cuya ventana operativa impida cementación en una sola etapa.

## **1.5 Justificación de la Investigación**

El motivo para desarrollar la tesis de investigación es la preocupación de no poder cementar y no tener el sello hidráulico correctamente en una operación de cementación primaria en pozos nuevos, especialmente en el Lote III con formaciones con baja gradiente de fractura y con presiones de poro anormales. Ante esta situación es importante la utilización de estos dispositivos que nos ayudaran con el aseguramiento de una operación de cementación que conlleva a proporcionar un aislamiento de las formaciones productivas, entre ellas y de acuíferos, previniendo la migración vertical de los fluidos entre zona productoras; además de prevenir la corrosión del revestidor y evitar derrumbes en las zonas no consolidadas.

Esta investigación corroborará que la utilización del *Multi-Stage Cementing Tool* es viable técnica y económicamente frente a otros métodos que se describieron en la problemática, asimismo entornando nuestra problemática a la situación actual de las compañías de servicios en el noroeste peruano respecto a sus recursos logísticos, es decir químicas, equipos, materiales, y mano de obra calificada.

## **1.6 Hipótesis de la Investigación**

### **1.6.1 Hipótesis General**

- La aplicación del uso del *Multi-Stage Cementing Tool* en el noroeste peruano asegurará la cementación de dos etapas en pozos de baja gradiente de fractura y con presiones de poro anormal.

### **1.6.2 Hipótesis Específicas**

- La identificación de las formaciones permitirá optimizar el diseño de cementación.
- La determinación de los criterios de selección de lechadas permitirá mejorar nuestra operación de cementación de dos etapas.
- Mediante la revisión de valores de gradientes porales y fractura permitirá mejorar nuestra simulación previa a la cementación de dos etapas.

- La simulación previa al trabajo de cementación nos permitirá dar una idea de la presiones y valores de ECD que se tendrá en la cementación.
- Realizar los ensayos de laboratorio nos permitirá asegurar una lechada establecida para el diseño.
- La selección de la herramienta de doble etapa facilitará el desarrollo

### 1.7 Identificación de Variables

Se identificaron 4 variables de estudio de la investigación, las cuales se mencionan en la Tabla 2.

**Tabla 2.** *Identificación de variables.*

<b>VARIABLES</b>
Multi-Stage Cementing Tool.
Formaciones de baja gradiente de fractura y con presiones de poro anormal.
Selección de fluido de cementación
Pruebas de laboratorio.
Selección de la herramienta de doble etapa.

*Fuente: elaboración propia.*

#### 1.7.1 Variables Independientes

- Dispositivo de *Multi-Stage Cementing Tool*.

#### 1.7.2 Variables Dependientes

- Formaciones de baja gradiente de fractura y con presiones de poro anormal
- Pruebas de Laboratorio.
- Selección de lechada de cemento
- Selección de la herramienta de doble etapa.

### 1.8 Operacionalización de Variables

La operacionalización de las variables se definirá en la Tabla 3.

**Tabla 3.** Definición de operacionalización de las variables.

<b>VARIABLE</b>	<b>DEFINICIÓN</b>
Multi-Stage Cementing Tool	Dispositivo que nos ayudara cementar un pozo en dos etapas.
Selección de lechada de cemento.	La densidad de la lechada influye en el sello hidráulico y dependerá de propiedades con el filtrado, tiempo de bombeabilidad y esfuerzo compresivo.
Formaciones de baja gradiente y con presión de poro anormal.	Condiciones del subsuelo en la que la presión de poro y fractura de una formación es menos que lo esperada.
Pruebas de laboratorio.	Ensayos según normas API y ASTM

*Fuente: Elaboración propia.*

### **1.9 Matriz de Consistencia**

Teniendo en cuenta los objetivos, las hipótesis y la metodología antes ya definidos, establecemos la matriz de consistencia en la Tabla 4, para evaluar el grado de coherencia en nuestro estudio de investigación.

**Tabla 4. Matriz de consistencia**

PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES	INDICADORES	METODOLOGÍA
<p>Problema General:</p> <p>✓ ¿De qué manera se podrá garantizar la integridad del pozo durante las operaciones de cementación primaria para pozos de baja gradiente de fractura con presiones de poro anormales?</p> <p>Problemas Específicos</p> <p>✓ ¿Quiénes son los principales factores que influyen en el diseño de lechada de cemento para garantizar un buen diseño de cementación?</p> <p>✓ ¿Cómo minimizar las carencias de lechadas de cemento nitrogenadas de baja densidad para pozos de baja gradiente?</p>	<p>Objetivo General</p> <p>✓ Evaluar la aplicación del dispositivo de cementador en etapas para asegurar la integridad del pozo durante trabajos de cementación primaria en pozos de baja gradiente de fractura del noroeste peruano.</p> <p>Objetivos Específicos</p> <p>✓ Identificar las formaciones que deben ser aisladas hidráulicamente.</p> <p>✓ Definir la ventana operativa con la información de pozos vecinos.</p>	<p>Hipótesis General</p> <p>✓ La aplicación del uso del <i>Multi-Stage Cementing Tool</i> en el noroeste peruano permitirá la cementación de dos etapas en pozos de baja gradiente de fractura y con presiones de poro anormal.</p> <p>Hipótesis Especificas</p> <p>✓ La identificación de las formaciones permitirá optimizar el diseño de cementación.</p> <p>✓ La determinación de los criterios de selección de lechadas permitirá mejorar nuestra operación de cementación de dos etapas.</p> <p>✓ Mediante la revisión de valores de gradientes porales y fractura permitirá mejorar</p>	<p>VARIABLES</p> <p>Independientes</p> <p>✓ Dispositivo Multi-Stage Cementing Tool.</p> <p>VARIABLES Dependientes</p> <p>✓ Formaciones de baja gradiente de fractura y con presiones de poro anormales.</p> <p>✓ Selección de lechada.</p> <p>✓ Criterios de selección de laboratorio.</p> <p>✓ Selección de la herramienta de doble etapa</p>	<p>INDICADORES</p> <p>✓ Hoja técnica del dispositivo de cementador en etapas</p> <p>✓ Reportes de laboratorio de las pruebas de filtrado, tiempo de bombeabilidad, esfuerzos compresivo y ensayos SGS.</p> <p>✓ Metodología de la cementación en dos etapas</p> <p>✓ Reportes de cementación de pozos vecinos.</p> <p>✓ Reportes de perforación para revisar valores de caudal, presión y peso.</p>	<p>METODOLOGÍA</p> <p>Enfoque: Mixto.</p> <p>Diseño: Experimental.</p> <p>Nivel: Descriptivo:</p> <p>Tipo: Básica.</p> <p>Método: Cementación de dos etapas con la aplicación del Multi-Stage Cementing Tool</p> <p>Técnicas: Recolección de data e historial de pozos vecinos.</p> <p>Instrumentos y técnicas: Reportes de campo de cementación y de laboratorio.</p> <p>Procesamiento de datos: Análisis de resultados de laboratorio.</p> <p>Procedimiento de análisis:</p> <p>Evaluar la integridad del pozo durante la cementación primaria.</p> <p>Población: Pozos del Lote III</p>

<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ ¿Qué tipo de cementación primaria se aplicará para evaluar y garantizar una cementación primaria exitosa?</li> <li>✓ ¿Cómo disminuir la pérdida de circulación durante operaciones de cementación primaria?</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Diseñar los fluidos de cementación sin alterar la integridad del pozo.</li> <li>✓ Realizar ensayos de laboratorio previos a la cementación.</li> <li>✓ Seleccionar adecuadamente la herramienta de doble etapa en los pozos cuya ventana operacional impida cementación en una sola etapa</li> </ul>	<p>nuestra simulación previa a la cementación de dos etapas.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ La simulación previa al trabajo de cementación nos permitirá dar una idea de la presiones y valores de ECD que se tendrá en la cementación.</li> <li>✓ Realizar los ensayos de laboratorio nos permitirá asegurar una lechada establecida para el diseño.</li> <li>✓ La selección de la herramienta de doble etapa facilitará el desarrollo</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Peso de la balanza presurizada.</li> </ul>	<p>Muestra: Pozos de Yacimiento Portachuelo.</p>
---	---	--	--	---	--

Fuente: *Elaboración propia*

## Capítulo II: Marco Teórico y Conceptual

### 1.1 Marco Teórico

#### 1.1.1 Cementación en pozos de petróleo

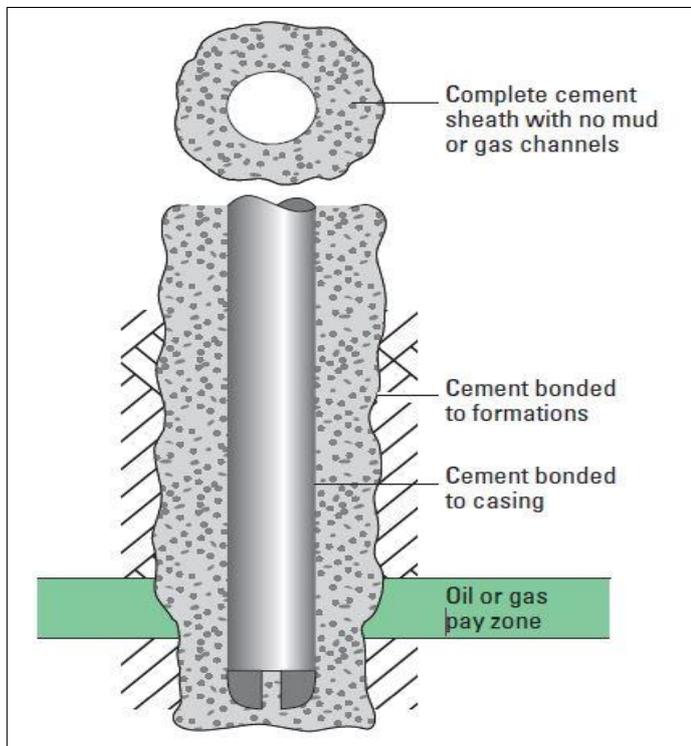
##### 1.1.1.1 Cementación primaria

La cementación primaria es el proceso de colocar una lechada de cemento en el anular entre la tubería de revestimiento y las paredes de la formación del pozo. El mayor objetivo de la cementación primaria siempre ha sido proporcionar aislamiento zonal en pozos de petróleo, gas y agua, es decir, para excluir fluidos con agua o gas en una zona de aceite en otra zona en el pozo. Para lograr este objetivo, se debe crear un sello hidráulico entre la tubería de revestimiento-cemento y formación-cemento. (

Figura 1)

Este requisito es primordial en la cementación, sin aislamiento completo en el pozo, el pozo nunca puede llegar a su plena producción. (Guillot, 2006, pág. 26)

**Figura 1.** Objetivo de la cementación primaria.

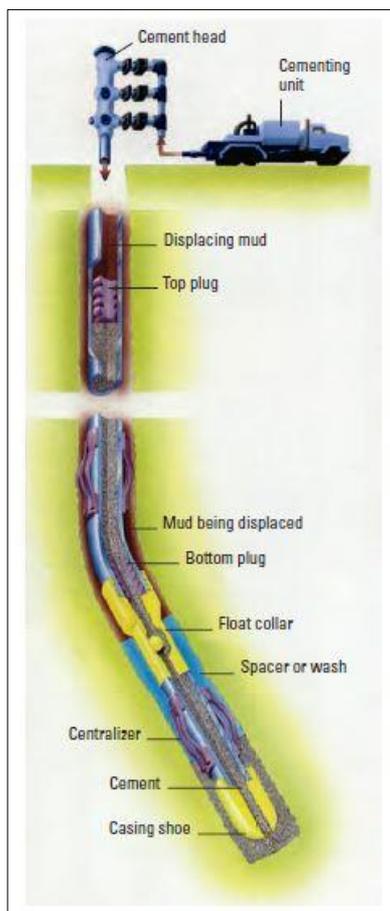


Fuente: (Guillot, 2006, pág. 26)

Las tuberías de revestimiento cementadas son las conductoras, superficies, intermedias, producción y liner.

El proceso de cementación es completado cuando llega el tapón de tope al collar flotador y la presión aumenta, esta indica que se terminó con el desplazamiento con lodo o agua. El pozo se cierra por un tiempo para probar el funcionamiento de las válvulas flotadoras. Se muestra en Figura 2.

**Figura 2.** Proceso de cementación primaria en pozos de petróleo.



Fuente: UNNA Energía

Los accesorios de fondo usados en la cementación pueden variar de acuerdo a la complejidad que esta implique; por ejemplo, el uso del *Multi-Stage Cementing Tool*, para una etapa de cementación en donde la columna hidrostática de cemento se coloca en el espacio anular en “etapas” usando un dispositivo o collar de etapa, porque una formación de fondo no soporta la presión hidrostática ejercida por la columna de cemento.

### **1.1.1.2 Cementación secundaria**

La cementación secundaria en términos generales es la cementación reparadora que se ejecuta para remediar una cementación primaria deficiente o de algún problema que pueda ocurrir en cualquier momento durante la vida del pozo, desde su construcción hasta la estimulación, producción y abandono. La cementación secundaria se divide en dos grandes categorías:

- i. Cementación forzada.
- ii. Cementación de tapones.

### **1.1.2 Parámetros de la cementación en dos etapas**

- Profundidad del pozo (vertical y medida)
- Propiedades del lodo.
- Desviaciones del pozo (ángulo y azimut)
- Gradiente de temperatura.
- Topes formacionales y determinaciones de arena productivas.
- Tamaño del hueco del pozo (registro caliper o diámetro de carburo del pozo).
- Condiciones del pozo (gas, pérdida de circulación, etc)
- Datos de la tubería de revestimiento y accesorios (peso y grado)

## **1.2 Marco Conceptual**

Este trabajo de investigación se sitúa dentro del marco de perforación y/o cementación de pozos, particularmente aborda en cementación primaria en pozos con problemas de pérdida de circulación. A continuación, con la finalidad de estandarizar conceptos, se definen los principales términos mencionados.

### **Cemento**

El material utilizado para sellar permanentemente los espacios anulares existentes entre la tubería de revestimiento y las paredes del pozo. También se utiliza cemento para sellar las formaciones y evitar la pérdida de fluido de perforación y para operaciones que

implican desde la colocación de tapones de desviación hasta el taponamiento y abandono del pozo. (Slb., 2023)

### **Revestidor o tubería de revestimiento**

Una tubería de gran diámetro que se baja en un agujero descubierto y se cementa en el lugar bajado. Existen revestidor conductora, superficie, intermedio, producción y liner.

### **Pérdida de circulación**

La reducción o la ausencia total del flujo de fluidos por el espacio anular cuando se bombea fluido a través de la sarta de perforación. La pérdida de fluido de perforación en una formación, causada generalmente cuando la presión de la altura hidrostática de la columna de fluido de perforación excede la presión de formación. (Schlumberger., 2023).

### **ECD (Densidad equivalente de circulación)**

Es la densidad efectiva ejercida por un fluido en circulación contra la formación que tiene en cuenta la caída de presión en el espacio anular. (Perforador, 2020)

$$ECD (ppg) = MW(ppg) + \frac{APL (psi)}{0.052 \times TVD (ft)} \quad \text{Formula 1. **Fórmula de cálculo de ECD.**}$$

### **Gradiente de fractura**

La presión requerida para inducir fracturas en una roca a una profundidad dada. (SLB, 2023).

### **Lechada de cemento**

Es la mezcla de cemento más aditivos, es decir agua, surfactantes, retardantes, aceleradores de fragüe, bactericidas, cemento, etc

### **Densidad de Lechada de cemento**

Es el peso por unidad de volumen que tiene una mezcla de cemento más aditivos en unidades de libras por galón (ppg).

### **Tiempo de bombeabilidad**

Es el tiempo en el cual la lechada de cemento puede ser bombeada y desplazada dentro del espacio anular, es decir la lechada es bombeable durante este tiempo

### **Resistencia a la compresión**

Se define como la capacidad para soportar una carga por unidad de área. Es la característica mecánica principal del concreto.

### **Filtrado**

El líquido que pasa a través de un revoque de filtración procedente de una lechada que se mantiene contra el medio filtrante, impulsado por la presión diferencial. La filtración dinámica o estática puede producir un filtrado. (SLB, Energy Glossary SLB., 2023)

### **Multi-Stage Cementing Tool**

Es un dispositivo o Collarín de cementación de etapas múltiples que proporciona una manera efectiva y económica para cementar uno o más intervalos de revestimiento específicos o para cementar zonas superiores después de haber cementado una zona inferior. El collar debe usarse con centralizadores arriba y abajo, además una canasta de cementación colocada debajo los puertos.

### **Registros eléctricos RBT**

Los ocho radial del sector de la herramienta Lazo de cemento (RBT) se utiliza para medir la calidad de la cementación entre el revestidor y la formación, para asegurar el activo dueño de una buena separación hidráulica entre la producción y no zonas de producción, y evaluar la integridad. Tres pies hacia abajo desde el transmisor radial de Sonic es un receptor piezoeléctrico. cada sector de este receptor capta las señales de Sonico que hizo eco y se convierte en impulsos eléctricos. cada sector representa una sección de la columna de cemento, lo que significa un completo mapa de cemento que cubre la totalidad de la circunferencia pueden generarse adoptado.(china, 2023)

## **Capítulo III: Desarrollo del Trabajo de Investigación**

### **2.1 Metodología del Trabajo de Investigación**

#### **2.1.1 Enfoque y diseño**

Enfoque mixto y diseño experimental.

#### **2.1.2 Sujetos de la investigación**

Pozos DN-X y DN-Y del yacimiento Portachuelo Lote III.

#### **2.1.3 Métodos y procedimientos**

Los métodos aplicados en el trabajo de investigación fueron los siguientes.

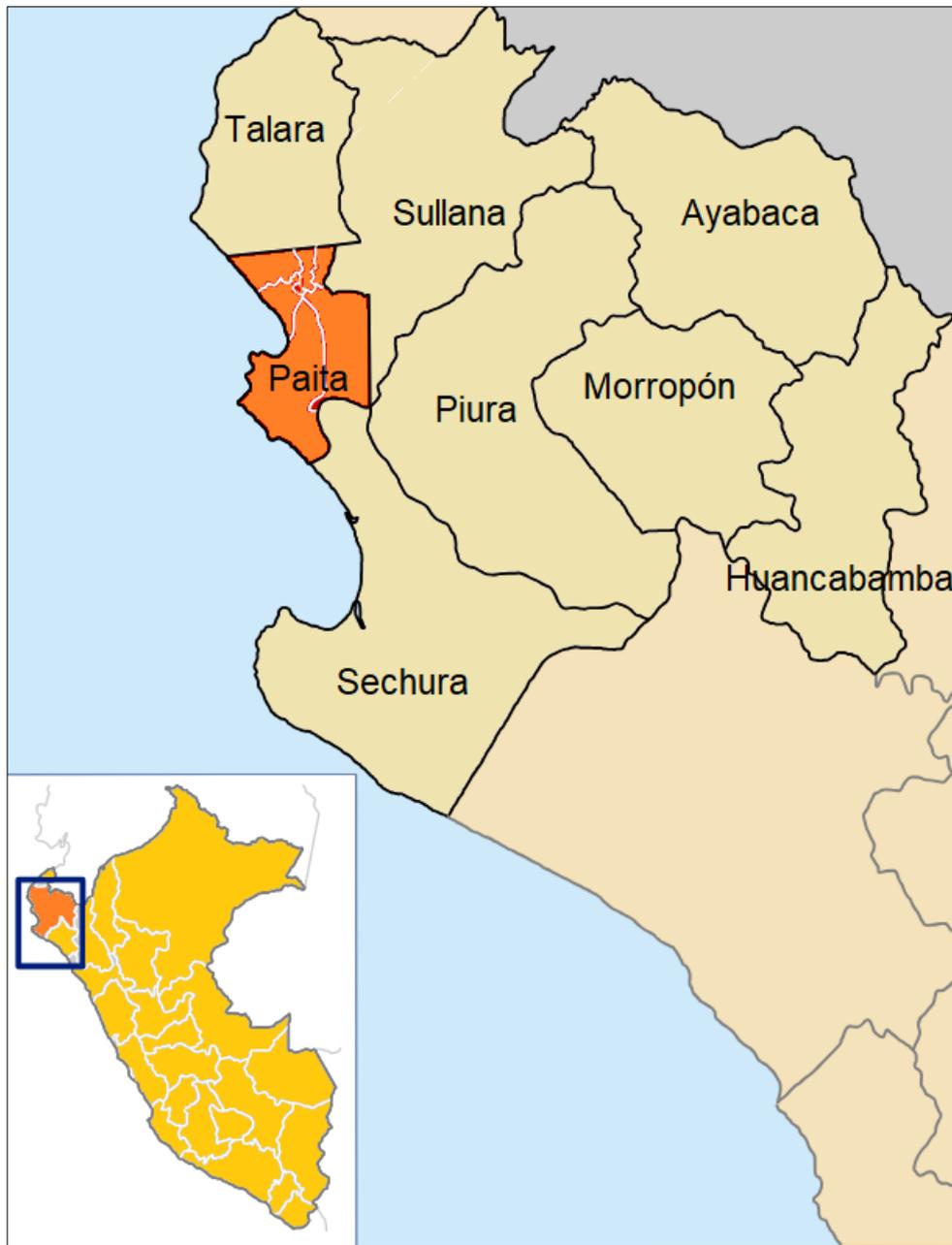
### **2.2 Caso de estudio**

#### **2.2.1 Características del caso de estudio**

La ubicación del campo de estudio es la provincia de Paita, ubicada en el departamento de Piura en el noroeste peruano. (Figura 3). El yacimiento de estudio Portachuelo se encuentra en la cuenca talara en el Lote III (Figura 4), las formaciones productoras pertenecen al Grupo Salina. La distribución de facies de la Fm. Salina Mogollón resaltado en verde ver Figura 5 en la en esta zona de la Cuenca Talara corresponde a un frente deltaico representado por una intercalación de arenas y areniscas de espesores que varían de algunos pies hasta 25 pies con lutitas y limolitas.

Estas arenas y areniscas pueden tener en algunos casos muy buenas características de reservorio alcanzando permeabilidades de hasta 1 darcy y porosidades mayores a 20%. Estos reservorios, generalmente no requieren estimulación para producir consiguiéndolo sólo con cañoneo.

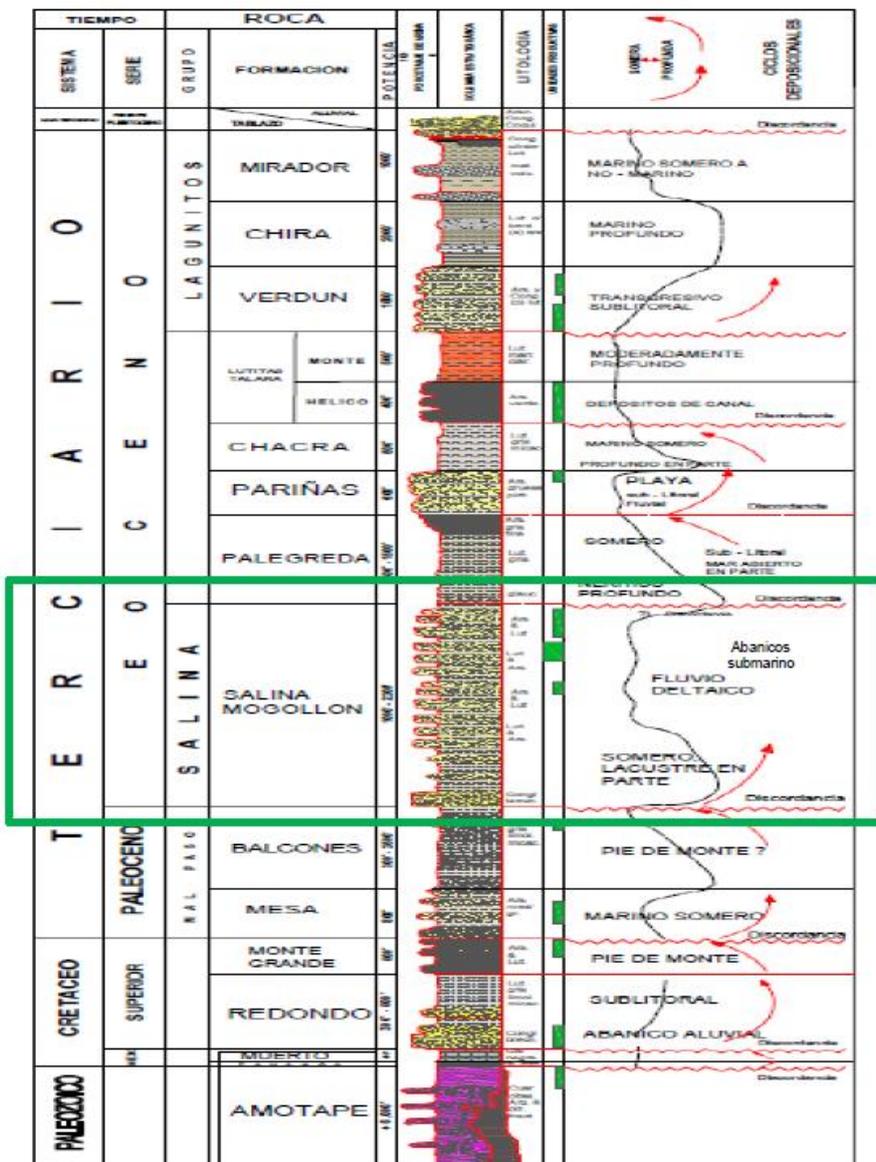
**Figura 3.** Ubicación de la provincia de Paíta en el departamento de Piura



*Fuente: Elaboración propia.*



Figura 5. Columna estratigráfica del Lote III.



Fuentes: (Gonzales, 1967) – modificado por UNNA ENERGIA.

El presente trabajo se analizó 02 pozos perforados en el yacimiento Portachuelo dentro del mismo bloque estructural a las cuales llamaremos a continuación:

- Pozo DN-X (A)
- Pozo DN-Y (B)

**Figura 6.** Mapa Estructural de la arena 13 en la Fm. Salina Mogollón



Fuente: (UNNA-ENERGIA, 2022)

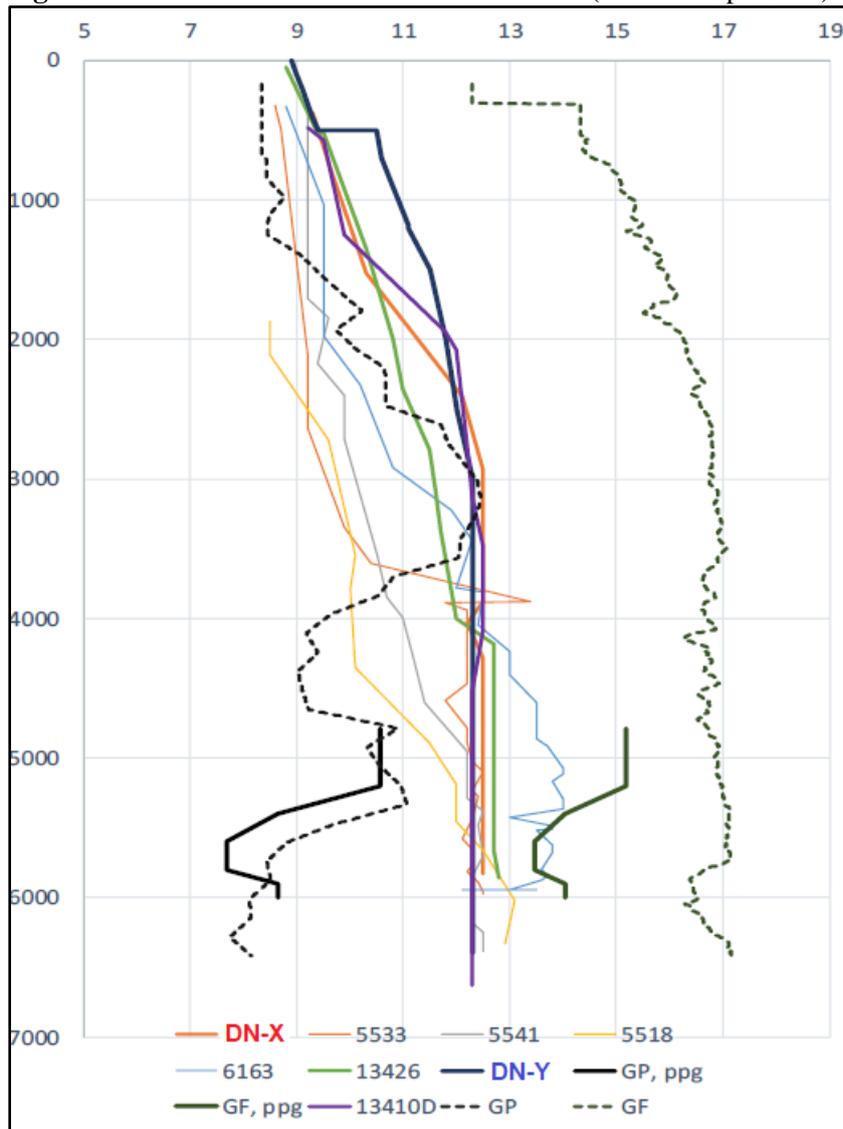
En el desarrollo del presente trabajo de investigación se evaluó las tres (03) maneras para poder minimizar el riesgo de pérdida de circulación en la perforación y/o cementación. Se analizó de manera técnica y/o económica

(1) Revestidor Intermedio adicional (revestidor 9-5/8”).

Con la finalidad de minimizar el riesgo de pérdida de circulación en la cementación se añadiría un revestidor adicional intermedio de 9-5/8”, según el diseño revisando nuestra ventana operativa de perforación según la Figura 7. Densidad vs Profundidad Pozo DN-Y. Figura 7, la profundidad de nuestras 03 secciones sería:

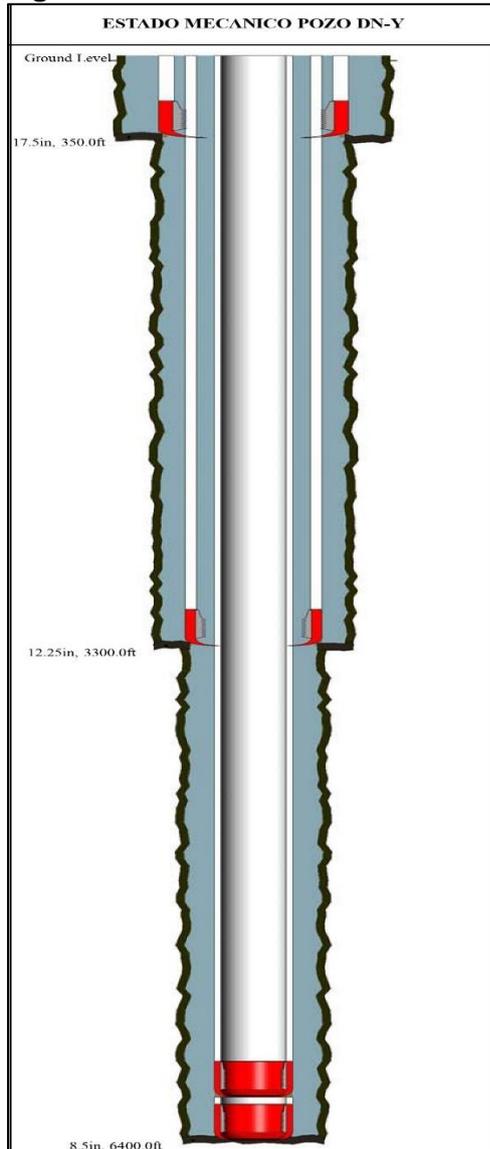
- Revestidor Superficie 13-3/8” a 350 ft
- Revestidor Intermedia 9-5/8” a 3300 ft
- Revestidor de Producción 5 1/2” a 6400 ft

**Figura 7.** Densidad vs Profundidad Pozo DN-Y. (Ventana Operativa).



Fuente: UNNA ENERGIA 2022.

**Figura 8.** Estado mecánico de 03 secciones del Pozo DN-Y.



Fuente: Elaboración propia.

Si bien es cierto con la adición de un revestidor intermedio podemos cementar sin problemas un pozo, sin embargo los costos de perforación, costos del revestidor intermedio, costos de cementación y accesorios incrementaría el costo final del proyecto.

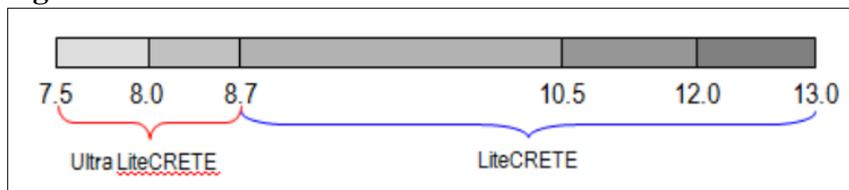
(2) Utilización de Lechadas livianas espumadas.

Este es un tipo de lechada liviana, con muy baja densidad (Figura 9) que se mezcla para producir lechadas entre 7,5 y 13,0 ppg. La densidad de la lechada para el sistema está determinada por la densidad de mezcla seca. Para obtener densidades de diferentes mezclas de partículas donde se utilizan en diversas proporciones.

Para simplificar la selección, las densidades se dividen en 4 partes. Se debe recordar que estas partículas son selecciones para un diseño de la lechada buena. Sin embargo, alguna desviación del diseño es posible, pero las pruebas a fondo se pueden hacer. Los rangos de densidades de lechada son:

- <8.7 ppg
- 8.7 – 10.5 ppg.
- 10.5 ppg – 12.0 ppg.
- 12.0 ppg – 13.0 ppg.

**Figura 9.** Cuadro de densidades LiteCRITE SCHLUMBERGER.



Fuente: Paper Tecnología CemCRETE SCHLUMBERGER.

En conclusión, para nuestro Pozo de estudio DN-Y, no aplicaría la tecnología de lechada liviana, técnicamente según nuestro diseño de perforación al final tendremos un peso de lodo de 12.5 ppg. Adicionalmente en el Perú no se cuenta con empresas con la tecnología propia de lechadas livianas.

### (3) Implementación del Multi-Stage Cementing Tool.

El *Multi-Stage Cementing Tool* sería la solución técnica y económicamente viable frente al riesgo de tener una pérdida de circulación en la cementación en los pozos del Yacimiento Portachuelo.

## Capítulo IV: Análisis y Discusión de Resultados

### 2.2.1.1 Pozo DN-X

El pozo DN-X será nuestro pozo de referencia que nos servirá para analizar la ejecución desde la perforación hasta la completación, a raíz de esto nos ayudará a recomendar la perforación, cementación y completación del pozo DN-Y.

a) Geología

i. Ubicación.

La ubicación del pozo DN-X se ubica en el Lote III en el yacimiento Portachuelo Oeste, con una elevación y coordenadas UTM WGS84 siguientes:

**Tabla 5.** Coordenadas del Pozo DN-X

Ubicación	Coordenadas Superficie		Coordenadas objetivo		Elevación GL-Ft s.n.m	Formación Objetivo
	Norte	Este	Norte	Este		
Pozo DN-X	9,462,cde	482,wyz	9,462,cde	482,wyz	3	Salina Mogollón

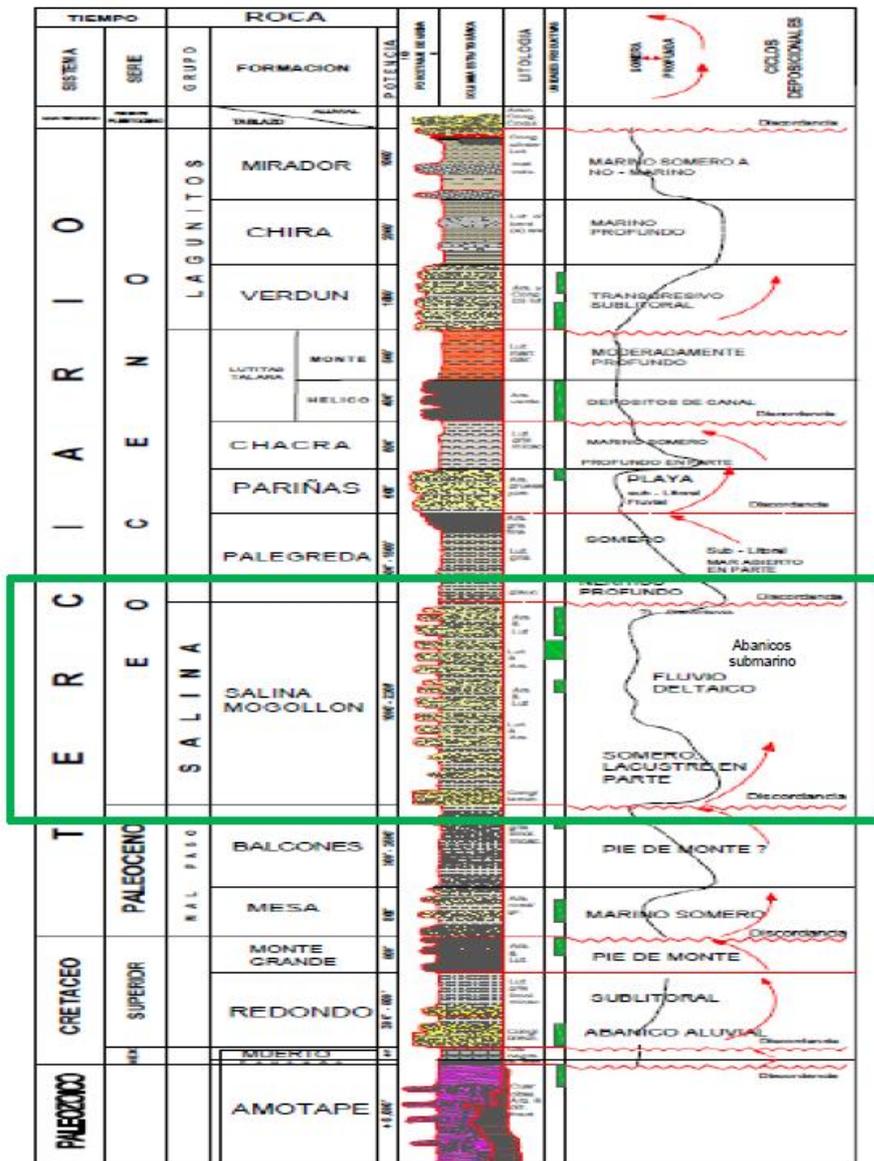
**Figura 10.** Ubicación Pozo DN-X



ii. Estratigrafía

En la siguiente figura, se muestra la columna estratigráfica representativa del Lote III. Aquí se observan los reservorios principales (en puntos verdes). La ubicación tiene como único objetivo a las formaciones Salina Mogollón

**Figura 11.** Columna estratigráfica compuesta del Lote III.



Fuente: UNNA

La distribución de facies de la Fm. Salina Mogollón está representado por una secuencia marina de intercalación de arenas y areniscas de grano fino a grueso y lutitas gris claro. Hacia el norte, esta secuencia mantiene sedimentos más gruesos y con influencia continental debido a su cercanía con la fuente de los sedimentos.

De acuerdo con la información obtenida de pozos vecinos y a la interpretación estructural del área, se ha establecido que la secuencia y espesor estratigráfico que atravesará la ubicación del Pozo DN-X es:

**Tabla 6.** Tope formacionales del pozo DN-X.

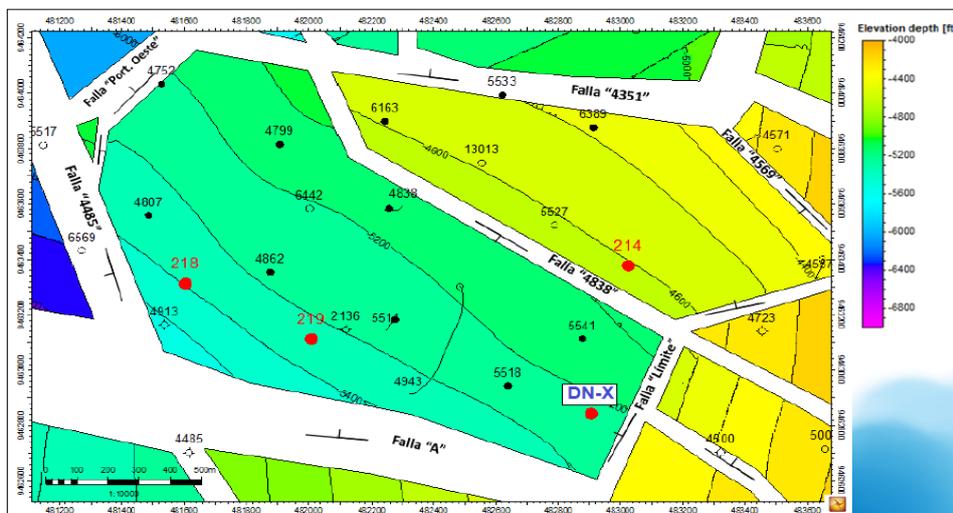
Ubicación	Formación	Tope (ft)	Base (ft)	Espesor (ft)
Pozo A	Mirador	0	870	870
	Chira-Verdún	870	3670	2800
	Lutitas Talara	3670	3910	240
	Palegreda	3910	4850	940
	Salina Mogollón	4850	5920	1070
	Balcones	5920	6070	150
	P.F	6070		

Fuente: Propia

### iii. Modelo estructural

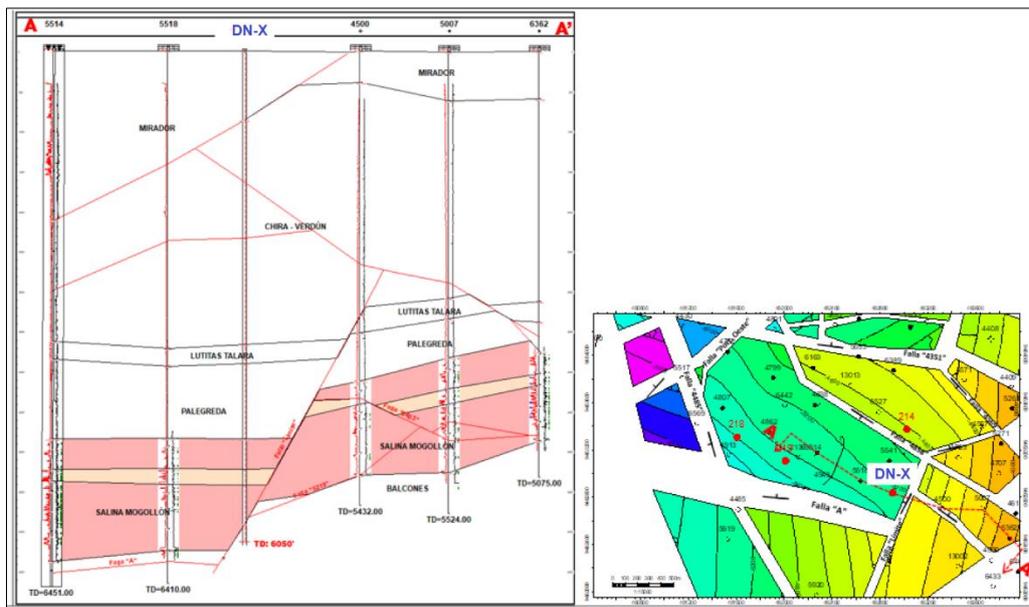
La ubicación del pozo “DN-X” encontrará a la Fm. Salina Mogollón en un bloque estructural limitado por las fallas normales “A”, “Limite”, “4838”, “Portachuelo Oeste” y “4485”. Dentro de este bloque estructural se encuentra varios pozos productores con los que comparte arena productora.

**Figura 12.** Mapa Estructural en el tope de la Arena 13. Fm. Salina Mogollón - Ubi. Pozo DN-X.



Fuente: UNNA ENERGIA 2022

**Figura 13.** Sección Estructural A-A' - Ubi. Pozo DN-X.



Fuente: UNNA ENERGIA 2022.

iv. Modelo petrofísico

En la zona del proyecto de perforación de la ubicación DN-X sólo el pozo 6442, perforado en la década de los 80, cuenta con registros de porosidades para la formación Salina Mogollón. Con estos registros eléctricos se han realizado las estimaciones de los diferentes parámetros petrofísicos y los cálculos de arena neta petrolífera para cada ubicación. Para la formación Salina Mogollón se han utilizado como parámetros de corte (cutoffs) lo siguiente:

- Porosidad mínima 12%
- Saturación de agua máxima 50%
- Volumen de arcilla máxima 40%

Con la información obtenida del modelo petrofísico se obtuvieron los siguientes resultados para la formación Salina Mogollón:

**Tabla 7.** Datos petrofísicos de la ubicación Pozo DN-X.

Ubicación	Objetivo	Petrofísica de la ubicación		
		Hn, ft	Por, %	Sw, %
DN-X	Salina Mogollón	65	16	41

b) Cementación

➤ **Propuesta – Diseño de Cementación**

La propuesta del diseño para la cementación primaria de la sección de producción fue planteada en función de toda la información recopilada de la perforación (prognosis, y perforación final), asimismo en función de ensayos de laboratorios para todos los fluidos de cementación, llámese pre-flujos (espaciadores y lavadores) y lechadas de cemento, y en función del simulador de cementación.

Basado en lo descrito para el revestidor o Revestidor de producción posteriores se planteó las siguientes consideraciones.

i) **Diseño de Pre-flujos:**

En el diseño de los pre-flujos se consideró un tren doble de pre-flujo de espaciador densificado de 13.1 ppg (0.6 ppg sobre el peso del lodo de 12.5 ppg) y lavador químico (8.34ppg), la secuencia de bombeo en trenes mejoraba la efectividad de la remoción del lodo. Así mismo permitió combinar los regímenes de flujo entre el régimen turbulento (lavador químico) y el flujo laminar (espaciador) para mejorar la limpieza por efecto mecánico. Las densidades de los pre-flujos permitieron controlar el pozo durante el bombeo y durante todo el proceso de frague.

Para los pre flujos se consideró el uso de surfactantes y solventes para mejorar la remoción de la costra del lodo (cake) por efecto químico, de acuerdo a los ensayos de laboratorio estos pre-flujos removerían el lodo en menos de 5 minutos. Los volúmenes fueron fijados en función de estos resultados.

**Tabla 8.** Ensayo de remoción de lodo con espaciador muestra de remoción en 5 minutos.

Foto #1	Foto #2	Foto #3	Foto #4
			
<p>Foto corresponde a placa que fue impregnada con lodo para luego ser pasada por el 1er batch de lavador químico (tiempo de contacto 1 minuto)</p>	<p>Foto corresponde a placa que fue impregnada con lodo para luego ser pasada por el 1er batch espaciador mecánico (tiempo de contacto 6 minutos)</p>	<p>Foto corresponde a placa que fue impregnada con lodo para luego ser pasada por el 2do batch lavador químico (tiempo de contacto 3 minutos)</p>	<p>Foto Corresponde a placa pasada por el 2do batch espaciador mecánico densificado con carbonato de calcio y Baritina (tiempo de contacto 4 minutos)</p>

Fuente: UNNA

**ii) Diseño de Mezcla de cemento aislamiento de principal 13.5 ppg (115°F BHST & 159°F BHCT):**

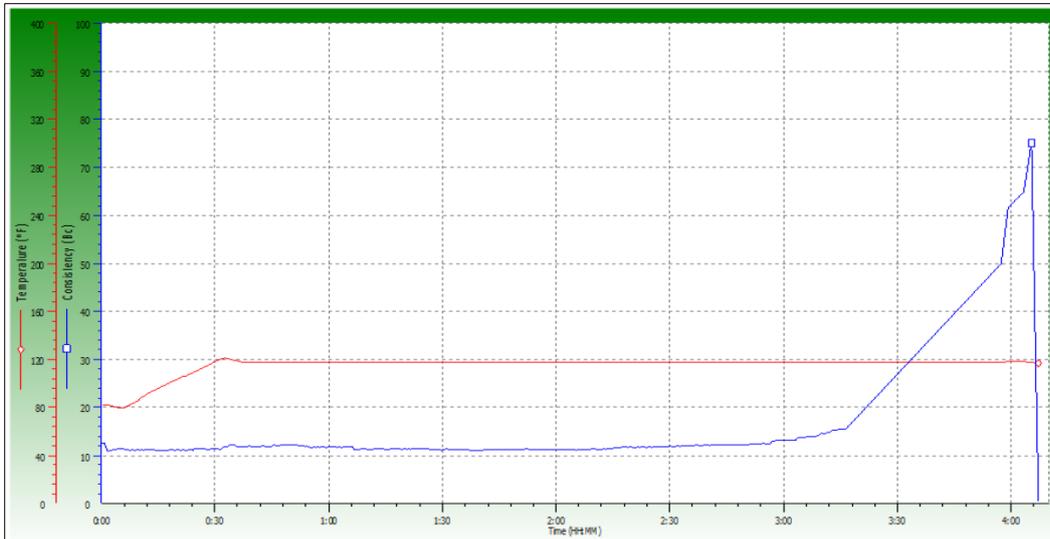
CMTO Pacasmayo Tipo V (Clase G) + Antiespumante (0.25gps) + reductor de filtrado FL-34 (0.85%) + Dispersante (0.40%) + Retardador de fragüe SR-2 (0.1gps) + Silicato de Sodio(1.50%) + goma santica CWX-02(0.035%)

**Propiedades:**

- Filtrado: 48 cc/30min. Para Revestidor de producción.
- Reología: Adecuada para el mezclado y evitar canalización.
- Agua Libre: 0.0%
- Tiempo de bombeabilidad o espesamiento: 04 horas y 05 minutos. Se considera 02 horas por encima del tiempo de operación.
- Fragüe en ángulo recto: No, no tiene aditivos de bloqueador de gas.
- Resistencia a la compresión @ 24 hrs: 1349 Psi con el UCA.

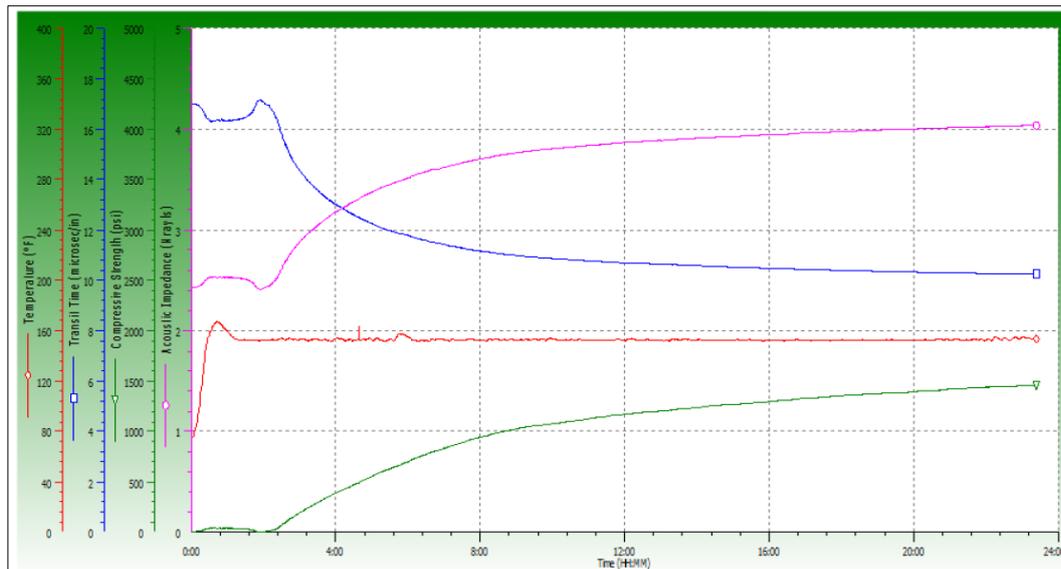
- Volumen: Exceso de 20%, MD fondo: 4400 ft y MD Tope: 0 ft.
- Rendimiento: 1.67 cu ft/sk.

Figura 14. Curva de tiempo de bombeabilidad para lechada de relleno 13.5ppg.



Fuente: UNNA

Figura 15. Curva UCA de resistencia a la compresión lechada de relleno 13.5ppg.



Fuente: UNNA

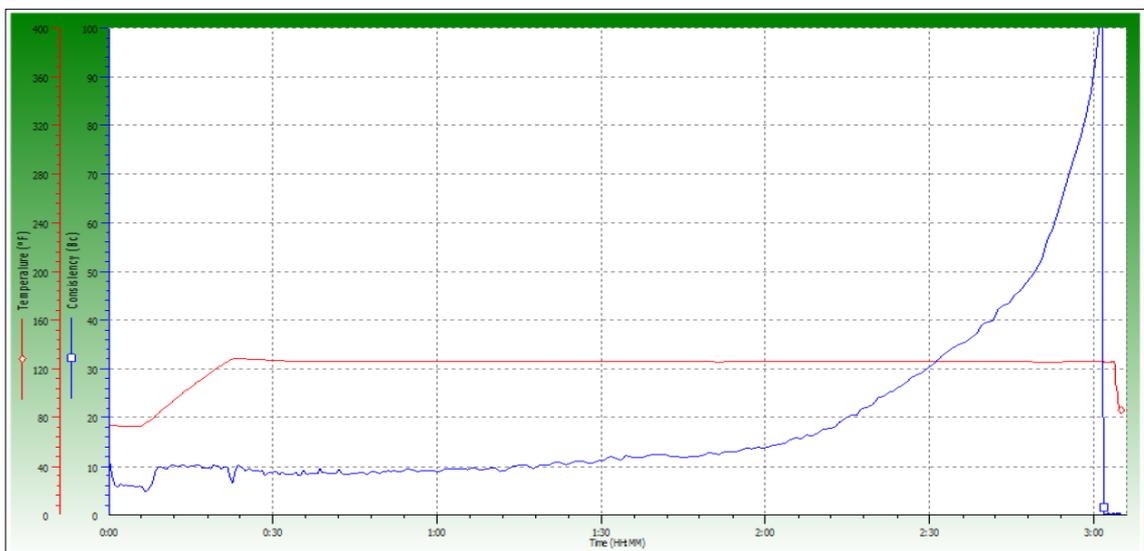
**iii) Diseño de Mezcla de cemento aislamiento de relleno 15.2 ppg (115°F BHST & 159°F BHCT):**

CMT0 Pacasmayo Tipo V (Clase G)+Antiespumante (0.25gps)+reductor de filtrado FL-34 (0.65%)+Dispersante(0.40%).

**Propiedades:**

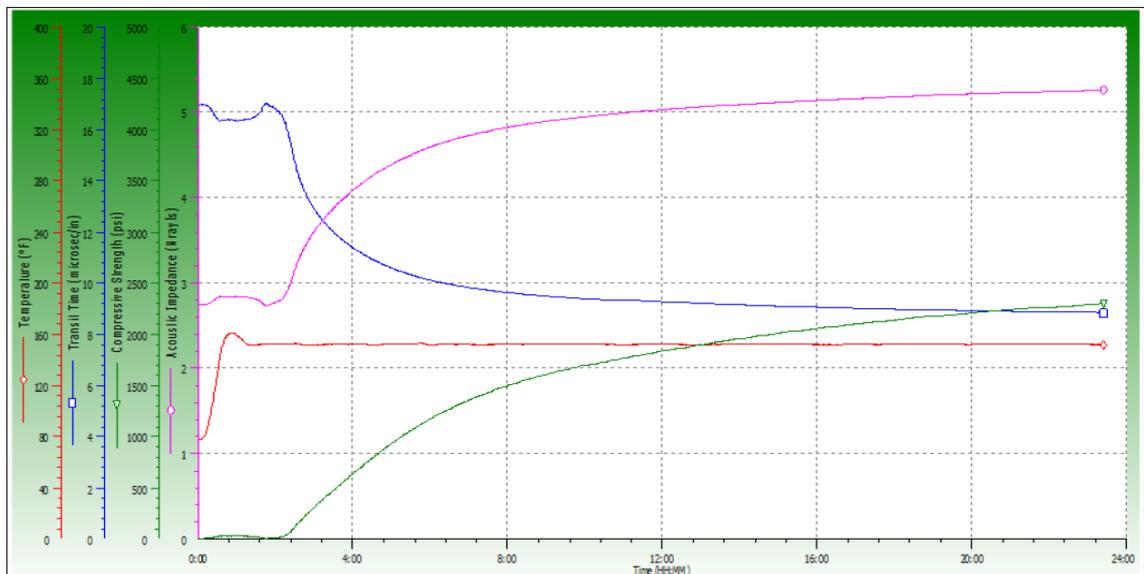
- Filtrado: 22 cc/30min. Para Revestidor de producción.
- Reología: Adecuada para el mezclado y evitar canalización.
- Agua Libre: 0.0%
- Tiempo de bombeabilidad o espesamiento: 02 horas y 55 minutos.
- Fragüe en ángulo recto: No, no tiene aditivos de bloqueador de gas.
- Resistencia a la compresión @ 24 hrs: 2298 Psi con el UCA.
- Volumen: Exceso de 20%, MD fondo: 5815 ft y MD Tope: 4400 ft.
- Rendimiento: 1.25 cu ft/sk.

**Figura 16.** Curva de tiempo de bombeabilidad para lechada de principal 15.2ppg.



Fuente: UNNA

**Figura 17.** Curva UCA de resistencia a la compresión lechada principal 15.2ppg.



Fuente: UNNA

iv) Centralización y simulación.

Casting 5.50"	17 lb/ft	N-80, J55, BRD, LTC - R3 / R1	Centralizadores
		5815.37	
Float Shoe	1.59	5813.78	
N-80	37.57	59.16	5776.21
N-80	36.76	75.92	5739.45
Float Collar	1.57	5737.88	
N-80	37.92	115.41	5699.96
N-80	36.73	152.14	5663.23
N-80	36.97	189.11	5626.26
N-80	37.64	226.75	5588.62
N-80	38.00	264.75	5550.62
N-80	37.92	302.68	5512.69
N-80	37.88	340.57	5474.80
N-80	37.85	378.42	5436.95
N-80	37.89	416.31	5399.06
N-80	38.08	454.39	5360.98
N-80	37.87	492.29	5323.11
N-80	38.04	530.30	5285.07
N-80	38.04	568.34	5247.03
Caño Corto N° 1	17.56	585.00	5229.47
N-80	36.74	622.64	5192.73
N-80	37.92	660.56	5154.81
N-80	36.75	697.31	5118.06
N-80	37.86	735.17	5080.20
N-80	38.05	773.22	5042.15
N-80	37.90	811.12	5004.25
N-80	37.92	849.04	4966.33
N-80	37.91	886.95	4928.42
N-80	36.45	923.40	4891.97
N-80	38.05	961.45	4853.92
N-80	38.04	999.49	4815.88
N-80	37.87	1037.36	4778.01
N-80	37.65	1075.01	4740.36
Caño Corto N° 2	17.42	1092.43	4722.94
N-80	37.58	1130.01	4685.36
N-80	37.87	1167.68	4647.49
N-80	37.67	1205.55	4609.82
N-80	38.02	1243.57	4571.80
N-80	37.93	1281.50	4533.87
N-80	34.15	1319.65	4495.72
N-80	34.19	1357.84	4457.53
N-80	36.00	1396.84	4419.53
N-80	38.00	1435.84	4381.53
N-80	34.18	1474.93	4343.35
N-80	37.87	1497.89	4311.48
N-80	37.88	1535.77	4273.60
N-80	37.78	1573.55	4241.82
N-80	37.93	1611.48	4203.89
N-80	38.05	1649.53	4165.84
N-80	37.78	1687.31	4128.06
N-80	37.60	1724.91	4090.46
N-80	38.02	1762.93	4052.44
N-80	36.88	1799.81	4015.56
N-80	37.89	1837.70	3977.67
N-80	37.87	1875.57	3939.80
N-80	37.86	1913.43	3901.94
N-80	37.86	1951.29	3864.08
N-80	37.87	1989.19	3826.21
N-80	37.87	2027.03	3788.34
N-80	37.86	2064.89	3750.48
N-80	37.61	2102.50	3712.87
N-80	37.62	2140.12	3675.25
N-80	37.28	2177.40	3637.97
N-80	37.62	2215.02	3600.35
N-80	37.60	2252.02	3562.75
N-80	37.60	2290.22	3525.15
N-80	38.07	2328.29	3487.08
N-80	38.10	2366.39	3448.98
N-80	38.03	2404.42	3410.95
N-80	38.07	2442.49	3372.88
N-80	38.06	2480.53	3334.82
N-80	38.98	2519.53	3295.84
N-80	38.01	2557.54	3257.83
N-80	37.58	2595.12	3219.25
N-80	34.16	2629.28	3180.69
N-80	37.87	2667.15	3142.22
N-80	34.15	2701.50	3114.07
N-80	34.18	2735.48	3075.89
N-80	38.06	2773.54	3041.83
N-80	34.19	2807.73	3007.64
N-80	34.04	2841.77	2973.60
N-80	37.91	2879.68	2935.49
N-80	38.09	2917.77	2897.60
N-80	37.93	2955.70	2859.67
N-80	38.13	2993.83	2821.54
N-80	37.92	3031.75	2783.62
N-80	37.92	3069.67	2745.70
N-80	37.92	3107.59	2707.78
N-80	37.92	3145.51	2669.86
N-80	37.92	3183.43	2631.94

N-80	85	37.85	3221.28	2594.09	
N-80	86	37.92	3259.20	2556.17	CENT 44
N-80	87	37.87	3297.07	2518.30	
N-80	88	37.87	3334.94	2480.43	CENT 45
N-80	89	37.86	3372.80	2442.57	
N-80	90	37.85	3410.63	2404.72	CENT 46
N-80	91	37.92	3448.57	2366.80	CENT 47
N-80	92	37.92	3486.49	2328.88	CENT 48
N-80	93	37.90	3524.39	2290.98	CENT 49
N-80	94	37.85	3562.24	2253.13	
N-80	95	38.10	3600.34	2215.03	
N-80	96	38.01	3638.35	2177.02	CENT 50
N-80	97	38.02	3676.37	2139.00	
N-80	98	37.87	3714.24	2101.13	
N-80	99	38.02	3752.26	2063.11	CENT 51
N-80	100	37.83	3790.09	2025.28	
N-80	101	37.88	3827.97	1987.40	CENT 52
N-80	102	37.86	3865.83	1949.54	CENT 53
N-80	103	38.01	3903.84	1911.53	
N-80	104	38.01	3941.85	1873.52	
N-80	105	38.02	3979.87	1835.50	CENT 54
N-80	106	38.03	4017.90	1797.47	
J-55	107	38.05	4055.95	1759.42	
J-55	108	38.02	4093.97	1721.40	CENT 55
J-55	109	37.38	4131.35	1684.02	
J-55	110	37.42	4168.77	1646.60	CENT 56
J-55	111	37.40	4206.17	1609.20	
J-55	112	38.01	4244.18	1571.19	CENT 57
J-55	113	38.01	4282.19	1533.18	
J-55	114	37.40	4319.59	1495.78	CENT 58
J-55	115	37.48	4357.07	1458.30	CENT 59
J-55	116	38.05	4395.12	1420.25	
J-55	117	38.05	4433.17	1382.20	CENT 60
J-55	118	38.05	4471.22	1344.15	
J-55	119	37.98	4509.20	1306.17	CENT 61
J-55	120	38.04	4547.24	1268.13	
J-55	121	38.04	4585.28	1230.09	CENT 62
J-55	122	38.02	4623.30	1192.07	
J-55	123	37.97	4661.27	1154.10	CENT 63
J-55	124	38.05	4699.32	1116.05	
J-55	125	38.02	4737.34	1078.03	CENT 64
J-55	126	38.03	4775.37	1040.00	
J-55	127	38.03	4813.40	1001.97	CENT 65
J-55	128	38.05	4851.45	963.92	
J-55	129	37.01	4888.46	926.91	CENT 66
J-55	130	36.98	4925.44	889.93	
J-55	131	37.40	4962.84	852.53	
J-55	132	37.03	4999.87	815.50	CENT 67
J-55	133	37.91	5037.78	777.59	CENT 68
J-55	134	37.88	5075.66	739.71	
J-55	135	37.88	5113.54	701.83	CENT 69
J-55	136	37.88	5151.42	663.95	
J-55	137	38.03	5189.45	625.92	CENT 70
J-55	138	37.05	5226.50	588.87	CENT 71
J-55	139	37.80	5264.30	551.07	
J-55	140	38.05	5302.35	513.02	CENT 72
J-55	141	37.89	5340.24	475.13	CENT 73
J-55	142	38.03	5378.27	437.10	
J-55	143	38.06	5416.33	399.04	
J-55	144	37.81	5454.14	361.23	CENT 74
J-55	145	38.05	5492.19	323.18	
J-55	146	38.02	5530.21	285.16	
J-55	147	37.95	5568.16	247.21	CENT 75
J-55	148	37.81	5605.97	209.40	
J-55	149	37.94	5643.91	171.46	
J-55	150	37.95	5681.86	133.51	CENT 76

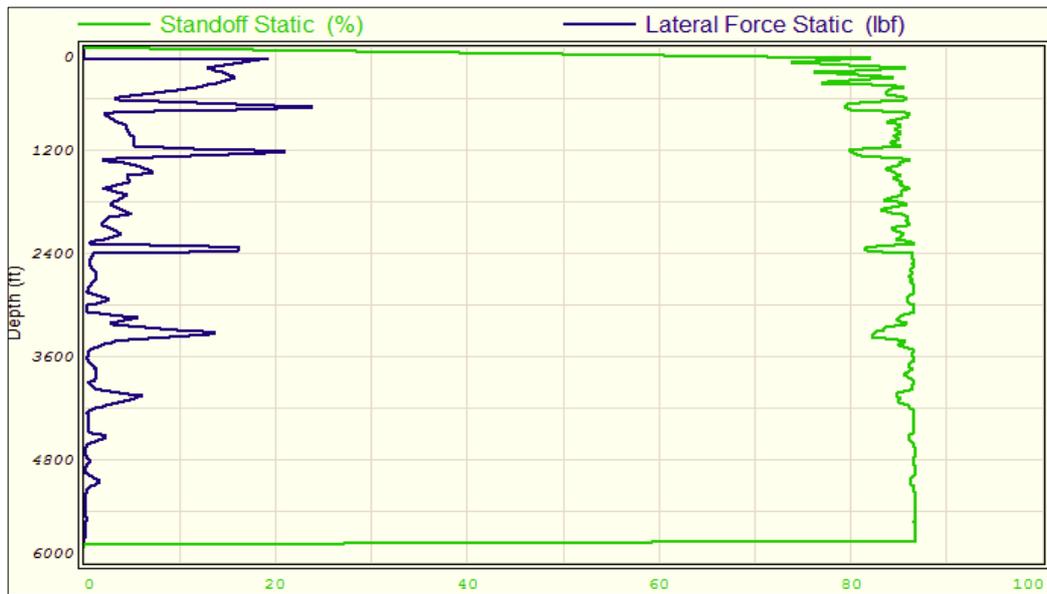
Figura 18. Programa Final de centralización Pozo DN-X.

Fuente: UNNA

Para la cementación de la tubería de revestimiento se mantuvo una centralización con un standoff promedio mayor a 70% en la zona de interés (01 centralizador por cada tubería). Los centralizadores seleccionados fueron los de tipo Bow Spring (Con arcofleje) 5-1/2"x8-1/2", para promover el flujo turbulento artificial, se logró una mejor remoción de lodo y llenado del anillo de cemento.

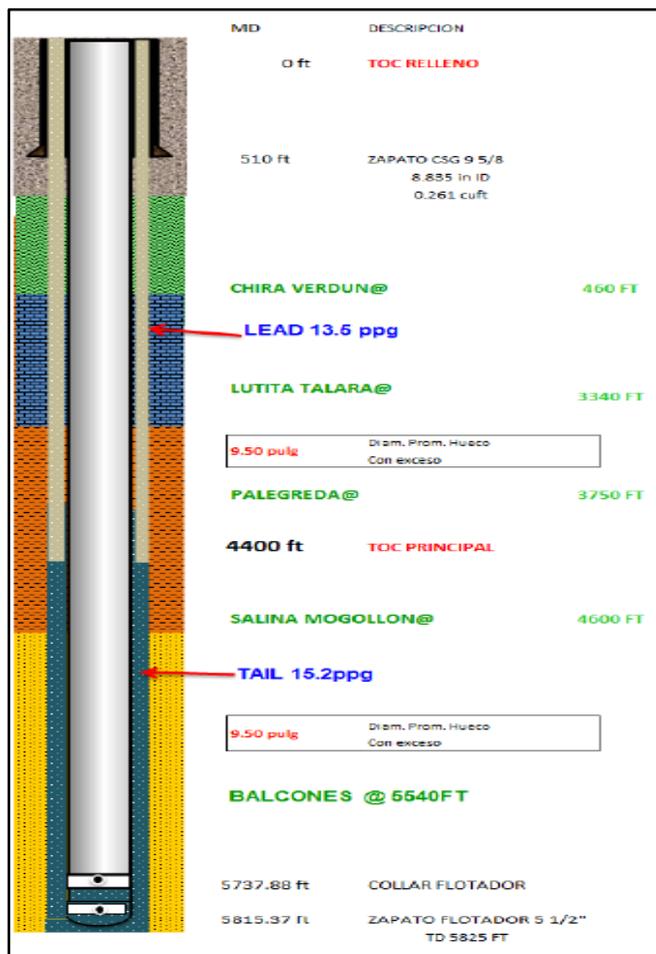


**Figura 19.** Curva de Standoff Pozo DN-X.



Fuente: UNNA

**Figura 20.** Esquema del Pozo DN-X.

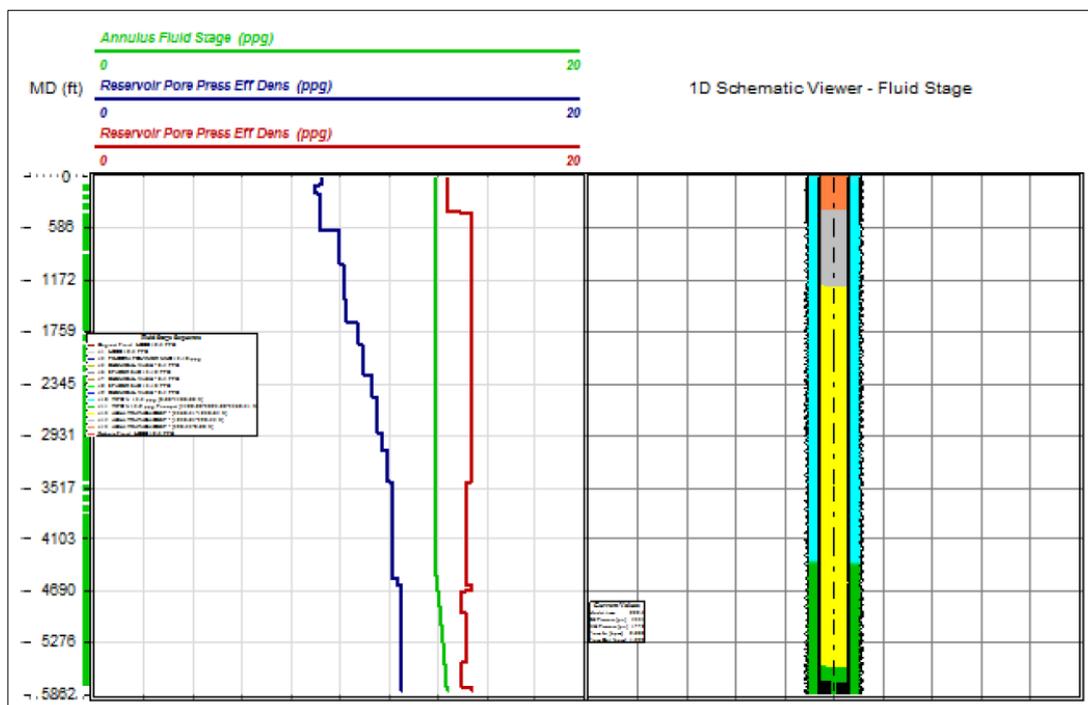


Fuente: UNNA

El diseño de cementación se realizó bajo las siguientes condiciones:

- 1.- Para el cálculo del volumen de cementación se consideró un diámetro promedio de hueco de 8.96 in (dato del registro de caliper) y con un exceso del 20% en la lechada de relleno de 13.5 ppg y en la lechada principal de 15.2 ppg.
- 2.- Se propone el cambio de lechada a 4400 ft (MD) tope de la Fm. Salina Mogollón.
- 3.- Previo al bombeo de los pre flujos, se recomienda bombear 80 bbl de píldora de baja reología 13.10 ppg preparada con lodo centrifugado para obtener valores de MBT mínimos (20), para mejorar el acondicionamiento del pozo.
- 4.- Se sugieren **76 Centralizadores 5 ½" x 8 1/2"**, La centralización obtiene un buen porcentaje Standoff en el orden del 84% con un espaciamiento en zona objetivo de 01 centralizador por cada 02 revestidor.
- 5.- Se realizó la prueba de remoción con lodo y los espaciadores, obteniendo eficiencia con concentración Surfactante, en el lavador químico **con 1.0 gpb**, y al espaciador mecánico con **0.5 gpb** solo Surfactante.

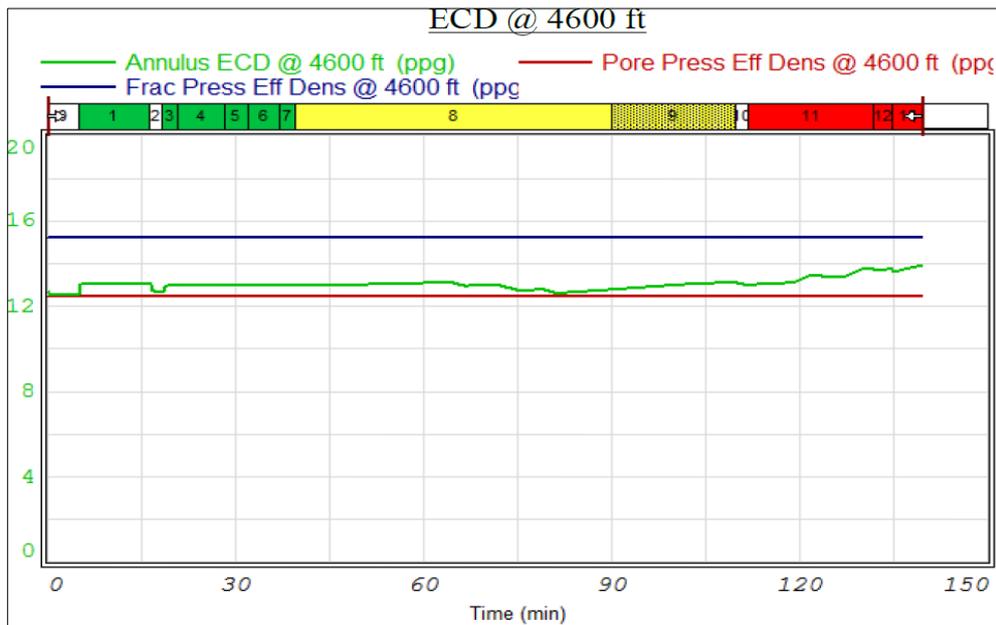
**Figura 21.** Multipanel - Wellbore Profile Pozo DN-X.



Fuente: UNNA

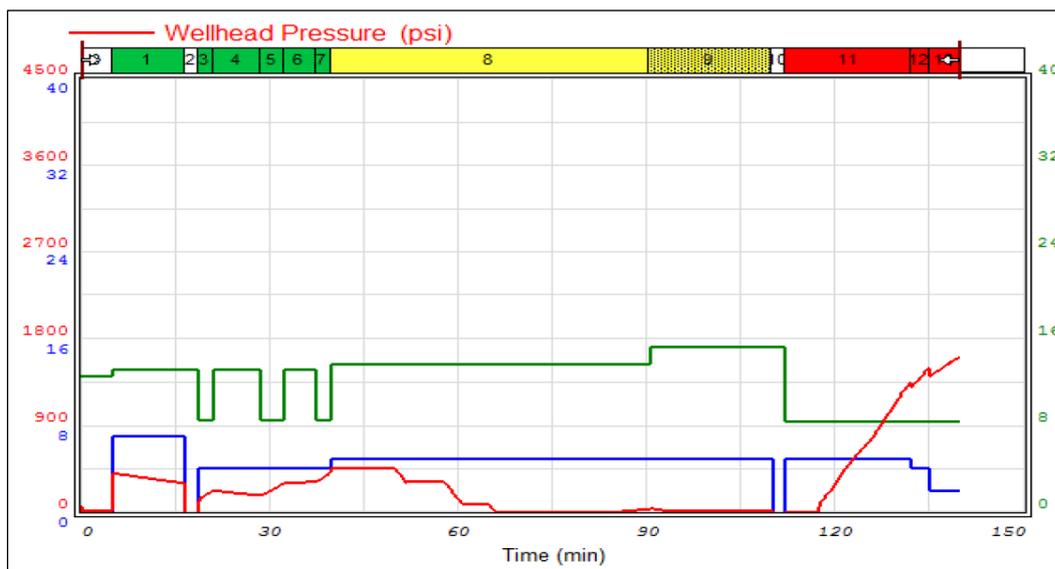
De acuerdo con la simulación de cementación, con el diseño de cementación se garantizó el control del pozo durante toda la cementación sin romper formaciones de acuerdo a las gradientes y ventana operativa ingresada al simulador las cuales fueron proporcionadas por el área de reservorios y perforación.

**Figura 22.** Curva de valores de ECD @ 4600ft (Tope de Salina Mogollón).



Fuente: UNNA

**Figura 23.** Presiones, densidad y caudal del simulador para el Pozo DN-X.



Fuente: UNNA

**v) Procedimiento Operacional.**

- (1) Es importante el acondicionamiento del lodo antes del trabajo de cementación, porque se debe tener homogenizado el pozo en su totalidad y libre de recortes, para esto se recomienda como mínimo en tiempo como 04 vueltas con un caudal mínimo de 300gal/min y subirlo gradualmente hasta llegar a un caudal de 420 gal/min si las presiones (ECD) lo permite o alcanzar una velocidad ascensional de 260 ft/min y una eficiencia de desplazamiento mayor al 90%. Valores de ECD máximo 13.71 ppg. Es importante tener unidades de gases menores a 250 unidades de gas, para así poder cementar sin problemas.
- (2) El circular correctamente el pozo previo al inicio de la cementación para romper la resistencia del gel, remover recortes, enfriar el pozo o desgasificar el lodo. El último punto es deseable ya que muchas veces el lodo gelificado en las zonas ensanchadas retiene burbujas de gas en el cual repercute en la transmisión de la presión hidrostática en el cemento colocado en el pozo dejando bajo balance y con riesgo de influjo.
- (3) Se recomienda bajar el valor en lo posible de las propiedades reológicas del lodo (Viscosidad plástica y esfuerzo de cedencia), que nos permita remover con facilidad el lodo de las paredes del revestidor de producción y de las paredes de la formación.
- (4) Es importante reciprocar y rotar el revestidor de producción (10-20 ft/min), durante la circulación previo a los trabajos de cementación, rotar durante la cementación (10-20 rpm), de tal manera que nos permita una mejor remoción de la costra de lodo y se garantice una buena colocación de la lechada de cemento en el anular.
- (5) Verificar continuamente el retorno y tener el control del volumen de las tinajas de lodo para poder detectar si hay una disminución o aumento. En caso de detectar pérdidas considerar baja el caudal de circulación.
- (6) Es recomendable además verificar la viscosidad y la densidad homogénea del lodo tanto en la entrada como en la salida del pozo y mantener el nivel de lodo antes de empezar el trabajo de cementación.
- (7) Verificar el pozo por 10 minutos si está controlado (Flow check).

- (8) Bajar revestidor de producción, con su centralizadores según tally, zapato de flotación y collar de flotación de acuerdo al programa.
- (9) Con revestidor ya en profundidad, conectar el tubo de maniobra con la cabeza de cementación y líneas para circular el pozo y acondicionar circuito. Circular un volumen equivalente al doble del volumen anular a un caudal como máximo 8 bpm hasta obtener zarandas limpias y un esfuerzo de cedencia menor a 14, con una viscosidad plástica menor a 20, mientras circula reciprocarse y rotar tubería.
- (10) Realizar reunión de seguridad y de coordinación del trabajo con todo el personal comprometido en la operación, mientras circula el pozo.
- (11) Realizar pruebas de líneas en alta con 5000 psi de presión por 10 minutos.
- (12) Bombear píldora de baja reología con las bombas de taladro a un caudal de 7 BPM, se recomienda setear los strokes en el panel de control.
- (13) Iniciar el bombeo de los pre flujos (lavadores y espaciadores) de acuerdo a programa de cementación.

**Tabla 9.** Schedule de bombeo de pre flujos.

<b>Volumen (Bls)</b>	<b>Pre flujo</b>	<b>Densidad (lb/gal)</b>
<b>80</b>	Píldora dispersa	13.1
<b>10</b>	Lavador químico	8.4
<b>30</b>	Espaciador mecánico	13.1
<b>15</b>	Lavador químico	8.4
<b>20</b>	Espaciador mecánico	13.1
<b>10</b>	Lavador químico	8.4

- (14) Proceder a liberar y desplazar el Tapón de fondo, observando el indicador para verificar su salida.
- (15) Iniciar el bombeo de las mezclas de cemento de acuerdo a siguiente secuencia.
- 251 bls de lechada de relleno de 13.5 ppg. @ 5 BPM.
  - 83 bls de lechada principal de 15.2 ppg. @ 4 - 5 BPM.

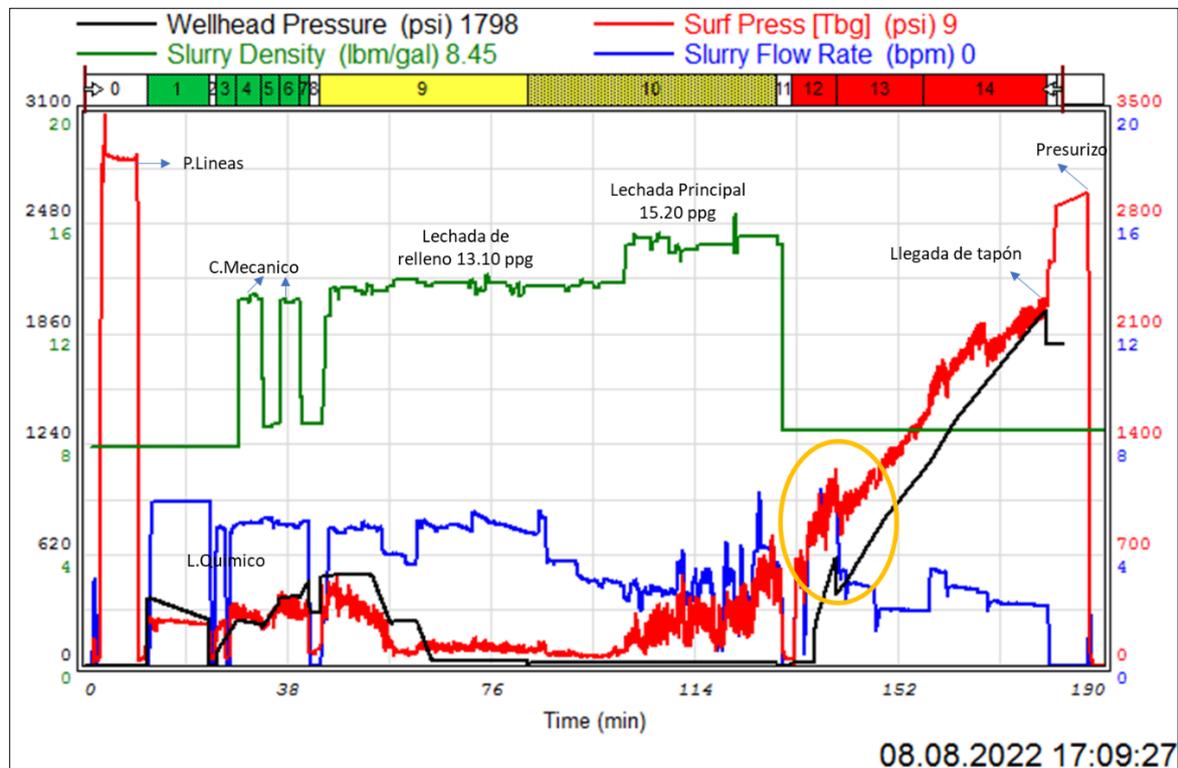
- (16) Cerrar válvula hacia la cabezal de cementación, abrir válvula de lavado y empezar el lavado de las líneas de alta presión.
- (17) Soltar Tapón de tope y desplazar 133.4 bls de agua tratada con las bombas del cementador a un caudal +/-6 BPM, reducir caudal en los últimos 20 bls a 2 BPM y esperar la llegada de Tapón de 5-1/2" a una presión estimada de 1650 PSI. Se recomienda reciprocarse el revestidor durante la cementación.
- (18) Desfogar la presión y verificar el funcionamiento de la válvula de flotación, de existir retorno constante. Presurizar nuevamente 200 psi más sobre la presión final y su en caso sigue existiendo retorno cerrar válvula en cabeza de pozo. Esperar fraguado de cemento cuando la lechada haya alcanzado una resistencia de la compresión de 500 psi, adecuado para operaciones de completación.

#### **vi) Ejecución**

Durante el desplazamiento de los 133.4 bls de agua tratada de 8.4ppg, no se evidenció retorno en zarandas, se decidió continuar el desplazamiento reduciendo el caudal hasta 2.5 BPM (circulo naranja), cumpliendo con el volumen calculado de 133.4bls; se alcanzó una llegada de tapón con 2278 psi (Presión estimada 1750 psi), lo que es indicativo que se necesitó una mayor presión de llegada de tapón ya que no se tiene una columna de cemento hasta superficie.

Se presurizó hasta 2910 psi, desfogando de golpe luego de 05 minutos obteniéndose un retorno de back Flow de 1.5 bls, lo que es indicativo del correcto funcionamiento de las válvulas flotadoras, mostrando un pozo estable tal como indica Figura 24. Curva de la ejecución del trabajo de cementación Pozo DN-X.

**Figura 24.** Curva de la ejecución del trabajo de cementación Pozo DN-X.



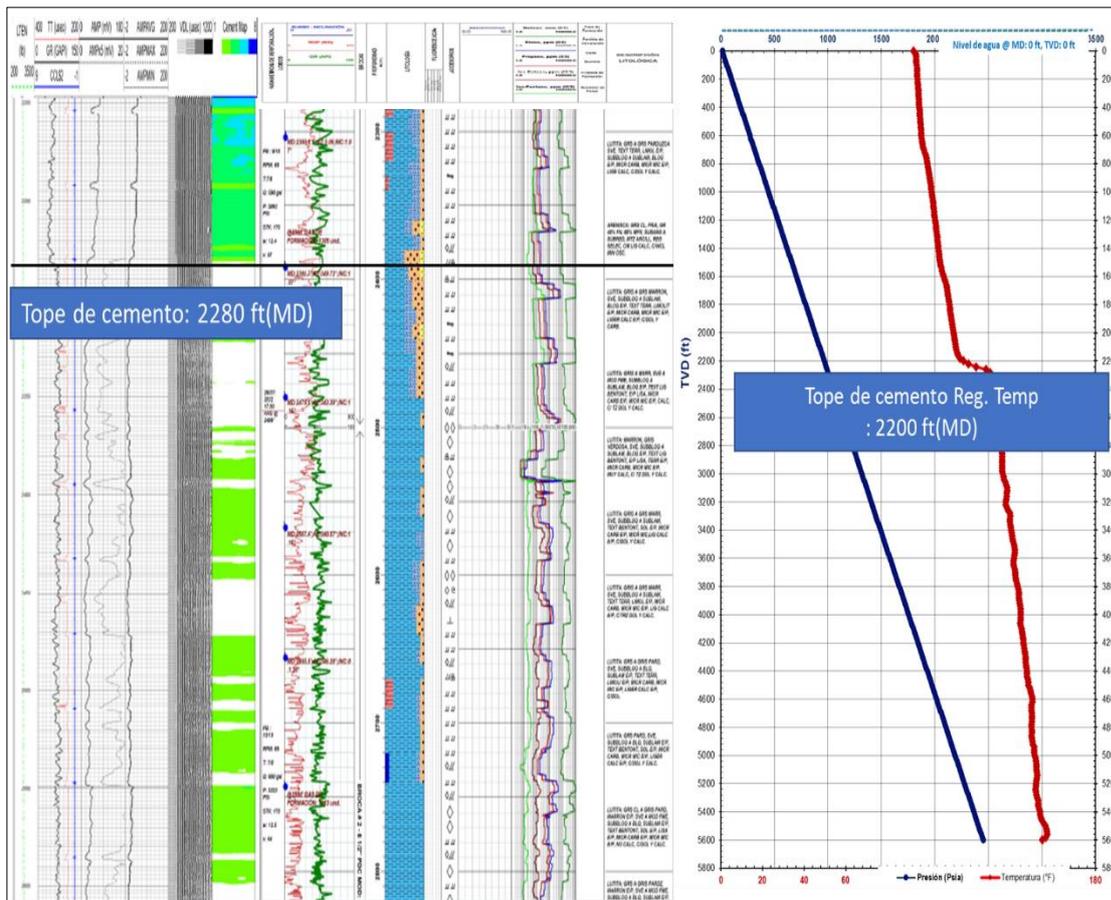
Fuente: UNNA

### vii) Evaluación

No se obtuvo retorno de cemento a superficie, a las 10 horas terminado el trabajo de cementación, se corrió registro de temperatura, observando un cambio de pendiente en la temperatura a la profundidad de 2,200 ft (MD), luego se corroboró con el registro de calidad de cemento, observando un cambio de amplitud de 30 mV a 05 mV con arribos a formación y atenuación en el revestidor. Vale indicar que ha esta profundidad se encuentra la arena de formación CHIRA VERDÚN (Ver Figura 25).

La calidad de cemento en las zonas objetivas como los es la FM. SALINA MOGOLLÓN Y BALCONES, es de regular a buena con valores en promedio de 10 mV. Lo que indica que si se tiene buen aislamiento en la zona objetivo y lo que aseguraría trabajos de completación.

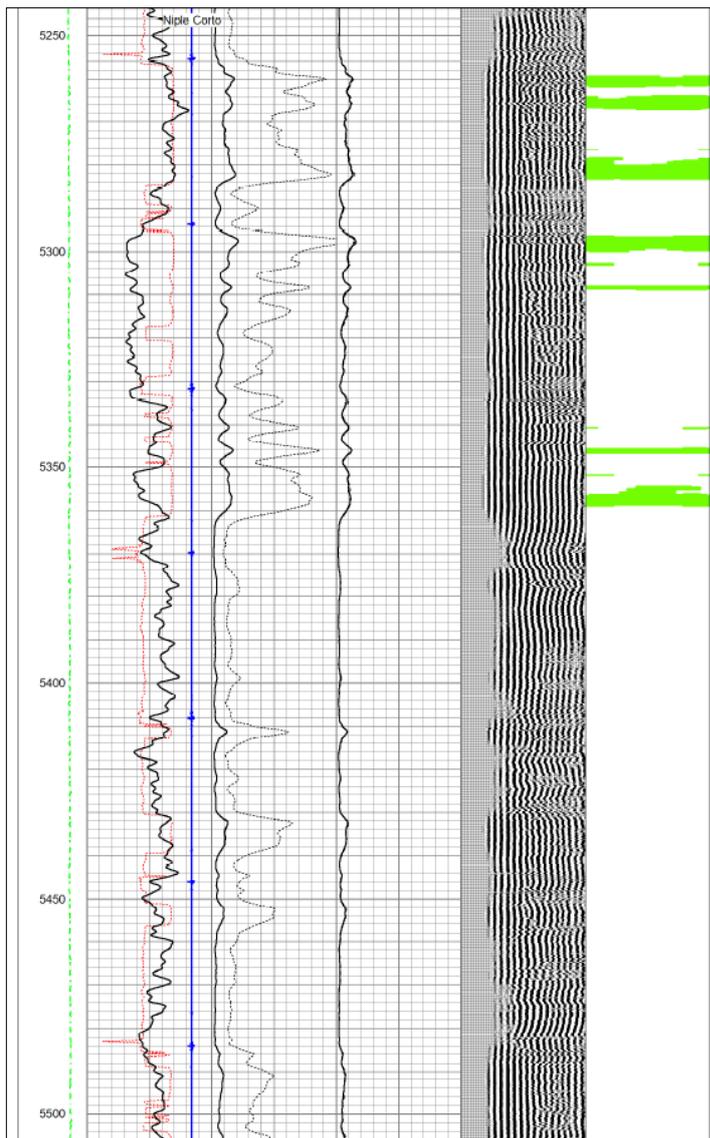
**Figura 25.** Tope de cemento en los registros CBL-VDL y Temperatura Pozo DN-X.



Fuente: UNNA

Al momento de la pérdida de circulación, en el espacio anular se tenía el espaciador, lavador Químico y lechada de relleno 13.50 ppg, lo cual hace ECD Max: 0.67 psi/ft al tope de la formación Salinas.

**Figura 26.** Zona de interes intervalo <5250-5550 ft>.



Fuente: UNNA

En la Figura 26. **Zona de interes intervalo <5250-5550 ft>**. Registros RBT-GR-CCL muestran buen aislamiento frente al reservorio de Balcones en el intervalo de <5250´a 5550´>, lo que asegura trabajos de Fracturamiento hidráulico posteriores.

Luego de la evaluación Técnica en pozos con riesgo de pérdidas de circulación, se recomienda realizar el trabajo en dos etapas utilizando *Multi-Stage Cementing Tool*. Y colocarlo sobre el tope de la formación Salina Mogollón.

c) Completación del pozo.

➤ **Punzonamiento**



➤ **Fracturamiento hidráulico**

En esta etapa se adjunta el informe final de fractura hidráulica en la formación Salina Mogollón del Pozo DN-X, ejecutado en el Lote III.

**Datos del Pozo**

**Tabla 10.** Datos de Pozo DN-X.

<b>Pozo:</b>	<b>DN-X</b>		
<b>Yacimiento:</b>	PORTACHUELO		
<b>Formación:</b>	SALINAS MOGOLLON		
<b>Punzados:</b>	5305 - 5355 ft	(MD)	
	5304 - 5356 ft	(TVD)	
<b>Etapa N°:</b>	1ER ETAPA		

**Configuración del Pozo**

**Tabla 11.** Configuración del Pozo DN-X.

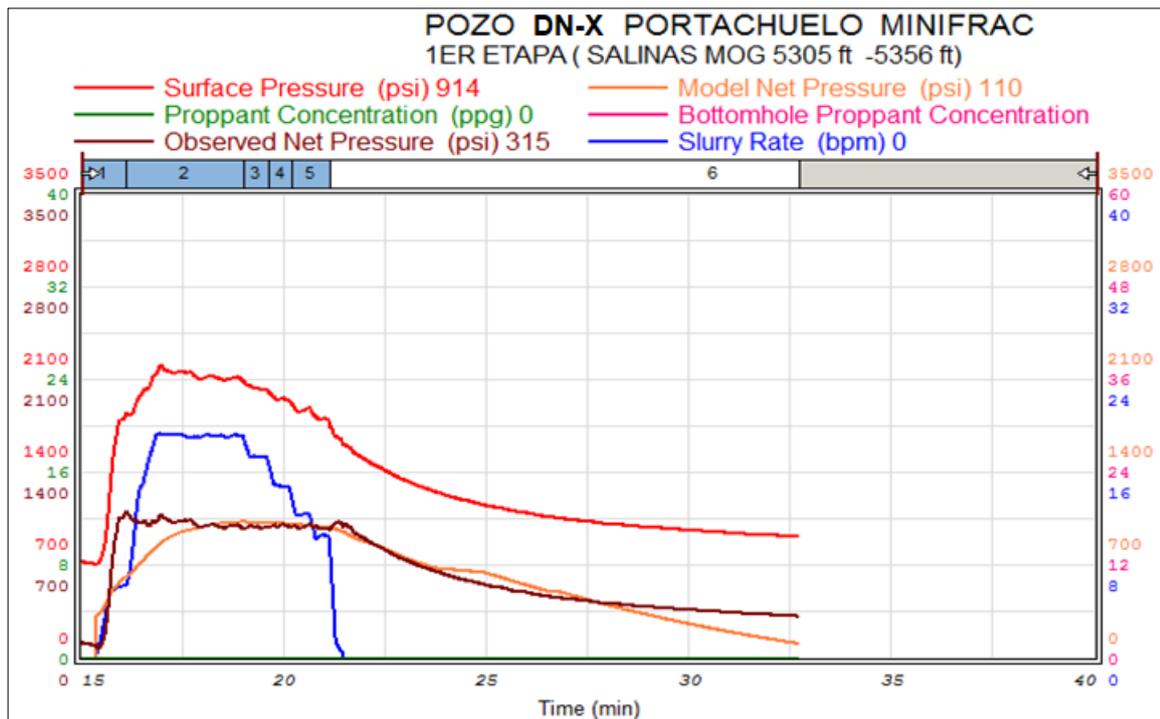
<b>Revestidor:</b>	5.5" x 17 #/ft - J-55 x 4.892" - De 15.5' a 5737'		
<b>Tubing:</b>			
<b>Tapón:</b>	Fondo:	5739 ft	
<b>Packer:</b>			
<b>Rig Service:</b>	RIG LESS		
<b>Cia. Baleo:</b>	UNIPETRO		

**Datos del Minifrac del Pozo**

**Tabla 12.** Data del Minifrac o Datafrac del Pozo DN-X.

<b>Datos del Minifrac</b>			
<b>Tipo de Análisis:</b>	Test de Calibración - Step Down Rate Test		
<b>Vol. de Llenado:</b>	3612.0 bbl	<b>Tipo Fluido:</b>	SALMUERA
<b>Vol. de Minifrac:</b>	0.0 bbl	<b>Tipo Fluido:</b>	SALMUERA
<b>Caudal Máximo:</b>	21.5 bpm	<b>Divergentes:</b>	0 bolas de nylon
<b>Presión Apertura:</b>	490 PSI		
<b>Presión Ruptura:</b>	NR	<b>Caudal:</b>	2.3 bpm
<b>Presión Pre-Stdg:</b>	1797 PSI	<b>Caudal:</b>	20.8 bpm
<b>ISIP:</b>	1614 PSI	<b>Grad. Formación:</b>	0.74 PSI/ft
<b>Presión 10 min.:</b>	930 PSI	<b>Declinación:</b>	42%
<b>Eficiencia Fluido:</b>	35%		
<b>Tortuosidad:</b>	138 PSI	<b>Fricción en Punzados:</b>	27 PSI
<b>Tiros Totales:</b>	75 shots	<b>Tiros Admitidos:</b>	46 shots
<b>Eficiencia Tiros:</b>	61%		

**Figura 28.** Grafica del Minifrac o Datafrac Pozo DN-X.



Fuente: UNNA

En la Figura 28, se puede observar la misma tendencia de las curvas, Observed Net Pressure (PSI) y Model Net Pressure (PSI). El ajuste realizado, aplica a un Modelo de Fractura FIELDPRO FRACPRO 3D; el mismo que utiliza el software por defecto; prediciendo fracturas más cortas y anchas por la predicción de la presión neta más altas debido a los datos obtenidos por experiencia de campo.

Se hace uso de los Parámetros de Crecimiento de fractura; en esta etapa se selecciona la opción Set Minimum Fracture Height; que establece un crecimiento mínimo de la fractura con respecto a su altura; ya que el simulador indica que el inicio del crecimiento en altura hidráulica es igual al intervalo perforado; la presión neta es más baja durante éste período debido a la flexibilidad de la fractura. Resumiendo; se usa para modelar la iniciación de la fractura desde una línea fuente.

### **Schedule de Tratamiento del Pozo**

Luego de realizar el análisis del Minifrac, se mantiene el porcentaje del PAD en 18%, se inició el tratamiento tipo step iniciando en 1.0 ppg y finalizando en 7.0 ppg, manteniendo un caudal de 20 BPM.

Figura 29. Gráfica del Schedule propuesto.

PAD	18%	LECHADA				GEL		Reman. Gel	Conc. Arena	Conc. Arena (Lbs/Gal)	Sx	AGENTE DE SOSTÉN: ARENA NATURAL 20/40														
		Volumen gal	Vol. Lechada (Bbls)	Vol. Acum. (Bbls)	RUPTOR Lbs	Vol Gel (Bbls)						19 BPM			20 BPM			21 BPM			22 BPM			23 BPM		
						Vol Gel (Bbls)	Vol Gel (Bbls)					Caudal Ent. (bbl/m)	CROSSLINK (Lbs/Min)	2 torn	Caudal Ent. (bbl/m)	CROSSLINK (Lbs/Min)	2 torn	Caudal Ent. (bbl/m)	CROSSLINK (Lbs/Min)	2 torn	Caudal Ent. (bbl/m)	CROSSLINK (Lbs/Min)	2 torn	Caudal Ent. (bbl/m)	CROSSLINK (Lbs/Min)	2 torn
PAD	SA-GEL MAX BC# 25	3950	94	94	34.5	94	479					19.0	6.0		20.0	6.4		21.0	6.7		22.0	7.0		23.0	7.3	
1ra Dnef.	SA-GEL MAX BC# 25	2800	70	164	24.4	67	413	1.0	9.3	28		18.2	5.8	12	19.2	6.1	13	20.1	6.4	13	21.1	6.7	14	22.1	7.0	14
2da Dnef.	SA-GEL MAX BC# 25	3000	78	241	26.2	71	341	2.0	9.5	60		17.5	5.6	23	18.4	5.9	24	19.3	6.1	25	20.3	6.4	27	21.2	6.7	28
3ra Dnef.	SA-GEL MAX BC# 25	4350	110	350	38.0	104	238	3.0	10.0	131		16.8	5.3	33	17.7	5.6	35	18.6	5.9	37	19.5	6.2	38	20.4	6.5	40
4ta Dnef.	SA-GEL MAX BC# 25	2900	85	443	25.3	69	169	5.0	10.9	145		15.9	5.1	47	16.8	5.3	49	17.6	5.6	52	18.4	5.9	54	19.3	6.1	57
5ta Dnef.	SA-GEL MAX BC# 25	1900	60	503	16.6	45	192	7.0	11.7	133		14.4	4.6	66	15.2	4.8	70	15.9	5.1	73	16.7	5.3	77	17.5	5.6	80
6ta Dnef.	SA-GEL MAX BC# 25	223	7	510	1.9	5.3	187	7.0	11.7	16		14.6	4.6	67	15.4	4.9	71	16.1	5.1	74	16.9	5.4	78	17.7	5.6	81
Desplaz.	SA-SALMUERA	4957	118.0	628		118.0	69					19.0			20.0			21.0			22.0			23.0		
			628		166.9	573	455					513	497		337.04											

Tabla 13. Data del Pad.

Pad	Cantidad
Volumen	94 bbl
Porcentaje	18%
Tipo Fluido	SA-GELMAX BC# 25

Tabla 14. Data del Gel.

Carrying	Cantidad
Volumen	361 bbl
Tipo Fluido	SA-GELMAX BC# 25

Tabla 15. Data del Desplazamiento.

Desplazamiento	Cantidad
Volumen	118.0 bbl
Tipo Fluido	SALMUERA

Tabla 16. Data del Agente Sostén.

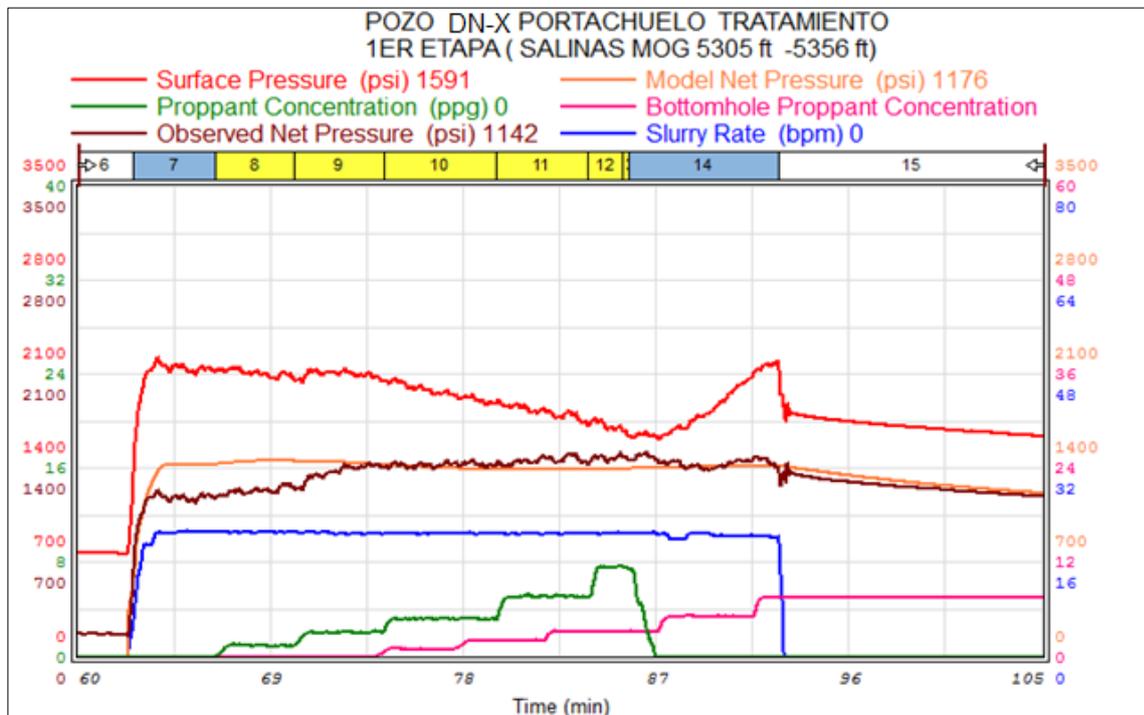
Agente Sostén	Cantidad
Tipo	Arena
Cantidad Formac.	497 Sx
Cantidad Tapón	0 Sx
Cantidad BF	16 Sx
Cantidad Total	513 Sx
Malla	20/40
Conc. Inicial	1.0 psa
Conc. Final	7.0 psa
Conc. Tapón (BF)	7.0 psa

## Datos del Tratamiento del Pozo

Tabla 17. Datos del Tratamiento Pozo DN-X.

<b>Presión Inicial:</b>	2156 PSI	<b>Caudal Inicial:</b>	<b>1.5 bpm</b>
<b>Presión Final:</b>	2184 PSI	<b>Caudal Final:</b>	21.20 bpm
<b>ISIP Final:</b>	1801 PSI	<b>Grad. Frac. Final:</b>	0.78 PSI/ft
<b>Presión Mínima:</b>	1643 PSI	<b>Caudal a Pres. Mín:</b>	20.2 bpm
<b>Presión Máxima:</b>	2158 PSI	<b>Caudal a Pres. Máx:</b>	21.5 bpm
<b>Presión Promedio:</b>	1901 PSI	<b>Caudal Promedio:</b>	20.9 bpm
<b>Potencia:</b>	971 HHP	<b>Divergentes:</b>	0 bolas de nylon
<b>Presión 10 min.:</b>	1639 PSI	<b>Declinación:</b>	9%

Figura 30. Gráfica del Tratamiento del Pozo DN-X.



Fuente: UNNA

La Figura 30; se muestra el comportamiento de la curva Observed Net Pressure (PSI); durante el Tratamiento trasladado a una gráfica Log-Log. Durante todo el bombeo se mantiene un caudal – Slurry Rate (bpm) – constante evaluando la influencia de las llegadas de arena o agente sosten de fractura a formación con respecto al comportamiento de la curva Observed Net Pressure (PSI).

### 2.2.1.2 Pozo DN-Y

El pozo DN-Y es nuestro pozo de ejecución, en donde la metodología será la cementación en dos etapas, en donde implementaremos el *Multi-Stage Cementing Tool*, nos servirá cementar en pozos con problemas de pérdida de circulación y cumplir el objetivo de tener un sello hidráulico en toda la longitud del pozo.

#### a) Geología

##### i. Ubicación.

La ubicación del pozo DN-Y se ubica en el Lote III en el yacimiento Portachuelo Oeste , con una elevación y coordenadas UTM WGS84 siguientes:

**Tabla 18.** Coordenadas del Pozo DN-Y

Ubicación	Coordenadas Superficie		Coordenadas objetivo		Elevación	Formación Objetivo
	Norte	Este	Norte	Este	GL-Ft s.n.m	
Pozo DN-Y	9,463,xyz	482,abc	9,463,xyz	482,abc	22	Salina Mogollón

**Figura 31.** Mapa de ubicación Pozo DN-Y

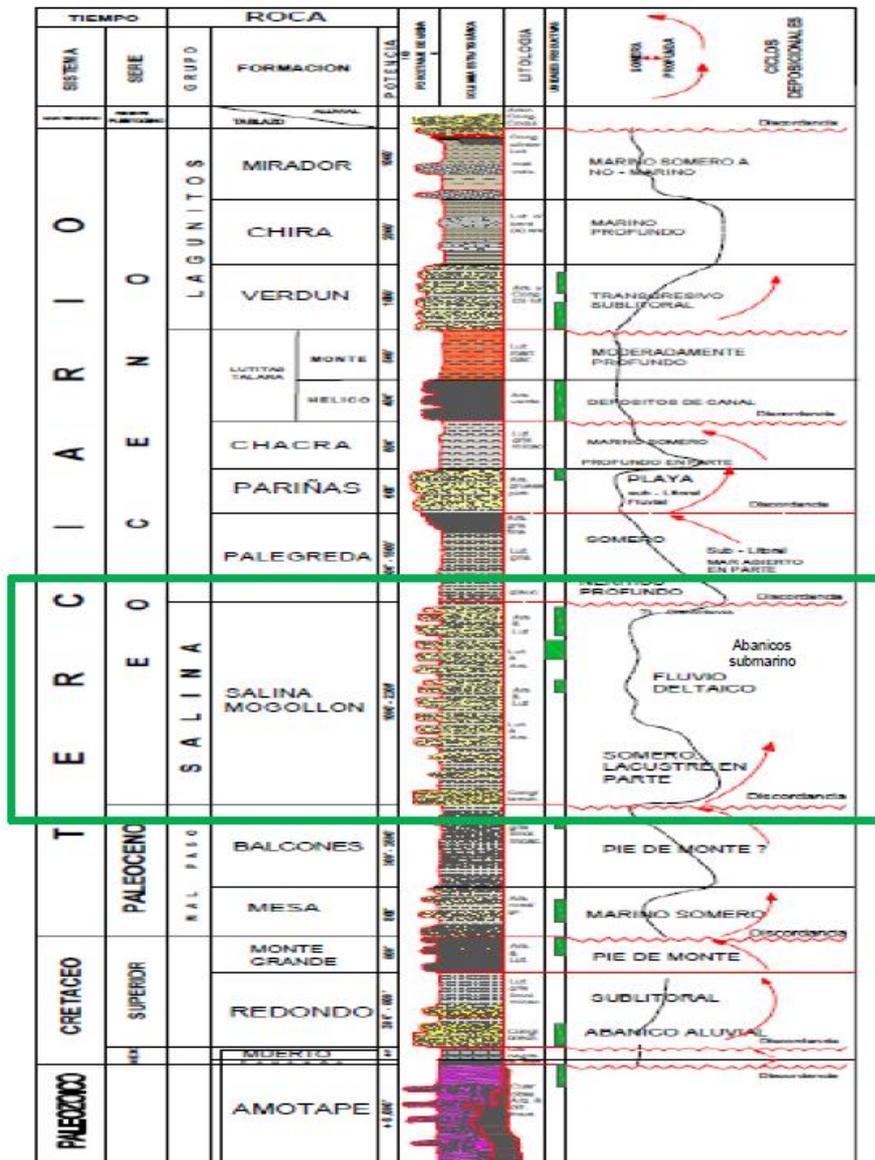


Fuente: UNNA

ii) Estratigrafía

En la siguiente figura, se muestra la columna estratigráfica representativa del Lote III. Aquí se observan los reservorios principales (en puntos verdes). La ubicación tiene como único objetivo a las formaciones Salina Mogollón

**Figura 32.** Columna estratigráfica compuesta del Lote III (Grosver Gonzales. 1967.- Modificado por UNNA Energía)



Fuente: UNNA

La distribución de facies de la Fm. Salina Mogollón está representado por una secuencia marina de intercalación de arenas y areniscas de grano fino a grueso y lutitas gris claro. Estas arenas y areniscas pueden tener en algunos casos muy buenas características de reservorios alcanzando permeabilidades de hasta 1 Darcy y porosidades mayores a 20%.

Estos reservorios, generalmente no requieren de estimulación para producir consiguiéndolo sólo con cañoneo.

De acuerdo a la información obtenida de pozos vecinos y a la interpretación estructural del área, se ha establecido que la secuencia y espesor estratigráfico que atravesará la ubicación del Pozo DN-Y es:

**Tabla 19.** Tope formacionales del pozo DN-Y.

Ubicación	Formación	Tope (ft)	Base (ft)	Espesor (ft)
Pozo DN -Y	Mirador	0	1180	1180
	Chira-Verdún	1180	3620	2440
	Lutitas Talara	3620	3850	230
	Palegreda	3850	4790	940
	Salina Mogollón	4790	6250	1460
	Balcones	6250	6400	150
	P.F	6400	-	-

iii) Modelo estructural

La ubicación del pozo “DN-Y” encontrará a la Fm. Salina Mogollón en un bloque estructural limitado por las fallas normales “A”, “Limite”, “4807”, “Portachuelo Oeste” y “4838”. Dentro de este bloque estructural se encuentra varios pozos productores con los que comparte arena productora.



- Porosidad mínima 15%
- Saturación de agua máxima 42%
- Hneto 75 ft
- ACRES 18

Con la información obtenida del modelo petrofísico se obtuvieron los siguientes resultados para la formación Salina Mogollón:

**Tabla 20.** Datos petrofísicos de la ubicación Pozo DN-Y.

Ubicación	Objetivo	Petrofísica de la ubicación		
		Hn, ft	Por, %	Sw, %
DN-Y	Salina Mogollón	75	15	42

## b) Cementación

### ➤ Propuesta – Diseño de Cementación

La propuesta del diseño para la cementación primaria de la sección de producción fue planteada en función de toda la información recopilada de la perforación (prognosis, y perforación final), asimismo en función de ensayos de laboratorios para todos los fluidos de cementación, llámese pre flujos (espaciadores y lavadores) y lechadas de cemento, y en función del simulador de cementación.

Basado en lo descrito para el revestidor de producción posteriores se planteó las siguientes consideraciones.

#### i) Diseño de Pre flujos:

En el diseño de los pre-flujos se consideró un tren doble de pre-flujo de espaciador densificado de 13.7 ppg (0.4 ppg sobre el peso del lodo de 13.3 ppg de peso) y lavador químico (8.34ppg), la secuencia de bombeo en trenes mejoraba la efectividad de la remoción del lodo. Asimismo, permitió combinar los regímenes de flujo entre el régimen turbulento (lavador químico) y el flujo laminar (espaciador) para mejorar la limpieza por efecto mecánico. Las densidades de los pre flujos permitieron controlar el pozo durante el bombeo y durante todo el proceso de frague.

Para los pre-flujos se consideró el uso de surfactantes y solventes para mejorar la remoción de la costra del lodo (cake) por efecto químico, de acuerdo a los ensayos de laboratorio estos pre flujos, logrando el 100% de remoción en los primeros 8 minutos de contacto. Los volúmenes fueron fijados en función de estos resultados.

Este diseño de pre-flujos será igual para la primera y segunda etapa

**Tabla 21.** Ensayo de remoción de lodo con espaciador muestra de remoción en 5 minutos.

Foto #1	Foto #2	Foto #3	Foto #4	
				
<p>Foto corresponde a placa que fue impregnada con lodo para luego ser pasada por el 1er batch lavador químico (tiempo de contacto 1 minuto)</p>	<p>Foto corresponde a placa que fue impregnada con lodo para luego ser pasada por el 1er batch espaciador mecánico (tiempo de contacto 5 minutos)</p>	<p>Foto corresponde a placa pasada por el 2do batch lavador químico (tiempo de contacto 1 minuto)</p>	<p>Foto corresponde a placa pasada por el 2do batch espaciador mecánico (tiempo de contacto 5 minutos)</p>	<p>Foto correspondiente a la placa que en su inicio fue impregnada de lodo para luego pasar por trenes de pre flujos y finalmente por el 3er batch de lavador químico. Se muestra 100% de remoción del lodo impregnado inicialmente.</p>

Fuente: UNNA

**Primera etapa**

**ii) Diseño de Mezcla de cemento aislación única de 14.2 PPG (122°F BHST & 166°F**

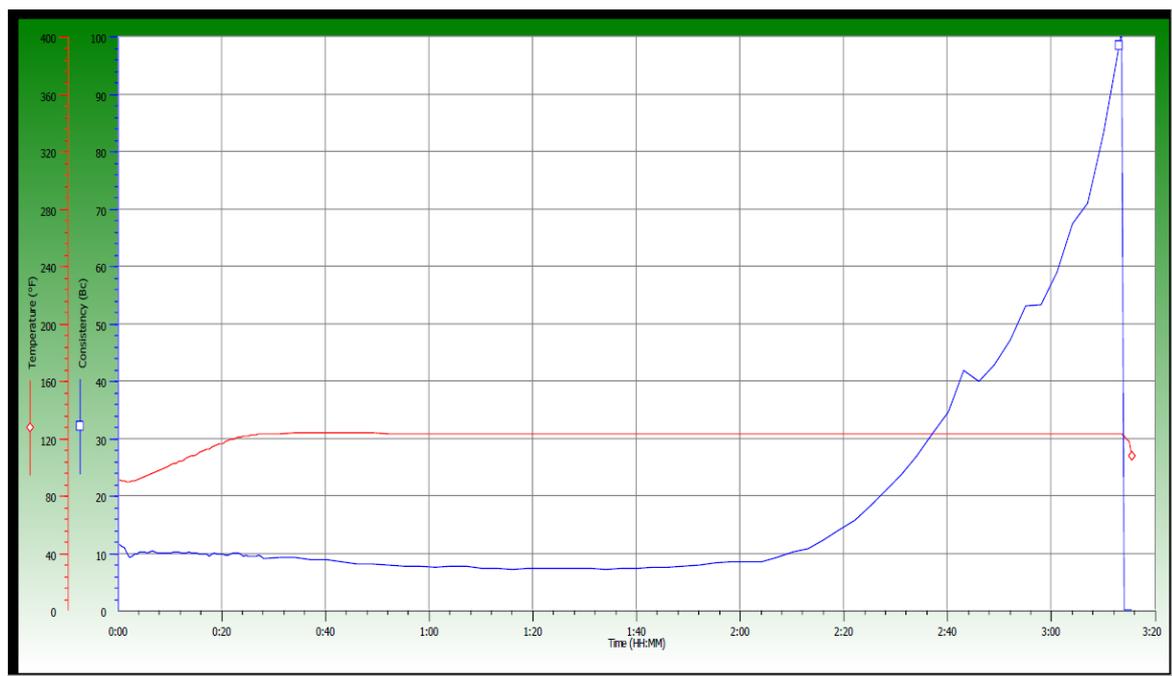
**BHCT):**

CMT0 Pacasmayo Tipo V (Clase G) + Antiespumante (0.20gms) + reductor de filtrado FL-34 (1.8%) + Dispersante (0.40%) + Retardador de fragüe SR-2 (0.1gms) + Silicato de Sodio CSN-01 (0.70%) + goma santica CWX-02(0.065%)+CLTX-5000 (0.50 gls/sks).

### Propiedades:

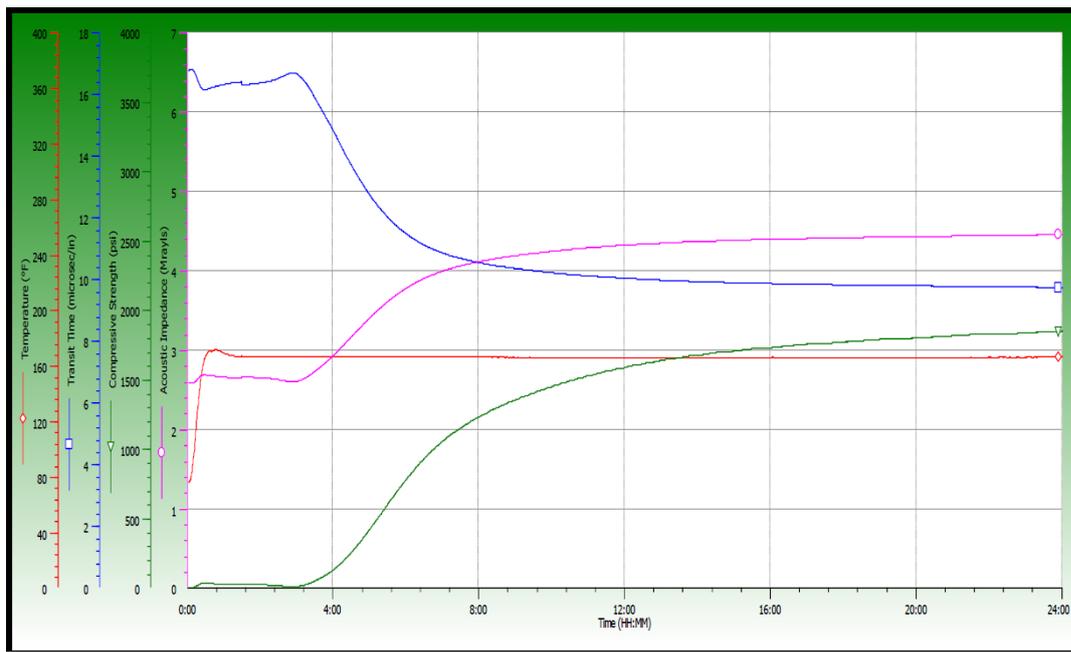
- Filtrado: 22 cc/30min. Para Revestidor de producción.
- Reología: Adecuada para el mezclado y evitar canalización.
- Agua Libre: 0.0%
- Tiempo de bombeabilidad o espesamiento: 03 horas y 07 minutos. Se considera 02 horas por encima del tiempo de operación.
- Fragüe en ángulo recto: No, si tiene aditivos de bloqueador de gas.
- Resistencia a la compresión @ 24 hrs: 1850 Psi con el UCA.
- Volumen: Exceso de 15%, MD fondo: 6400 ft MD Tope: 4600 ft. En MD.
- Rendimiento: 1.47 cu ft/sk.

**Figura 35.** Curva de tiempo de bombeabilidad para lechada única 14.2ppg.



Fuente: UNNA

**Figura 36.** Curva UCA de resistencia a la compresión lechada única 14.2ppg.



Fuente: UNNA

## **Segunda Etapa**

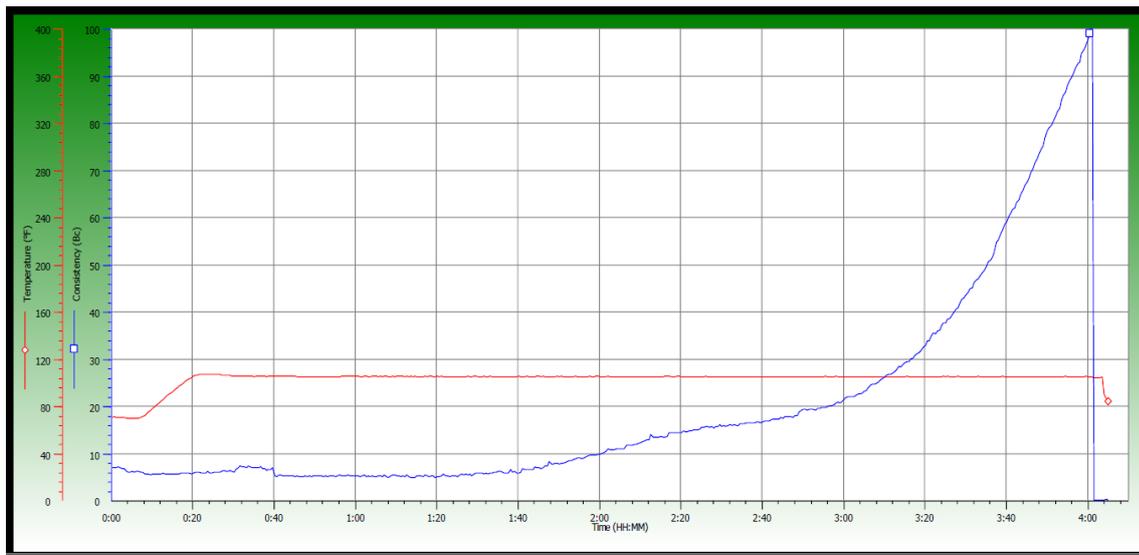
### **iii) Diseño de Mezcla de cemento aislación de principal 13.8 ppg (105°F BHST & 142°F BHCT):**

CMTO Pacasmayo Tipo V (Clase G) + Antiespumante (0.25gps)+reductor de filtrado FL-34 (2.15%)+Silicato de Sodio (1.30%) + Retardador de baja temperatura (0.25%) + Goma xantica (0.075%)

#### **Propiedades:**

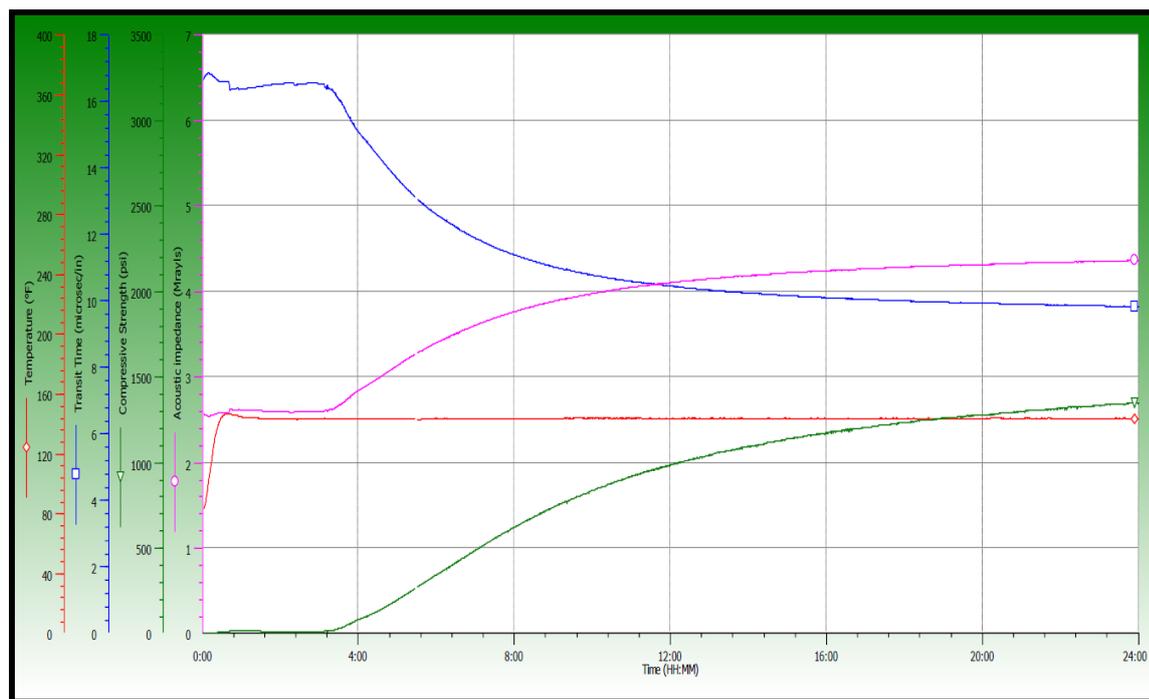
- Filtrado: 48 cc/30min. Para Revestidor de producción.
- Reología: Adecuada para el mezclado y evitar canalización.
- Agua Libre: 0.0%
- Tiempo de bombeabilidad o espesamiento: 03 horas y 50 minutos.
- Fragüe en ángulo recto: No, no tiene aditivos de bloqueador de gas.
- Resistencia a la compresión @ 24 hrs: 1412 Psi con el UCA.
- Volumen: Exceso de 15%, MD fondo: 4600 ft y MD Tope: 2400 ft.
- Rendimiento: 1.59 cu ft/sk.

**Figura 37.** Curva de tiempo de bombeabilidad para lechada de principal 13.8ppg.



Fuente: UNNA

**Figura 38.** Curva UCA de resistencia a la compresión lechada principal 13.8ppg.



Fuente: UNNA

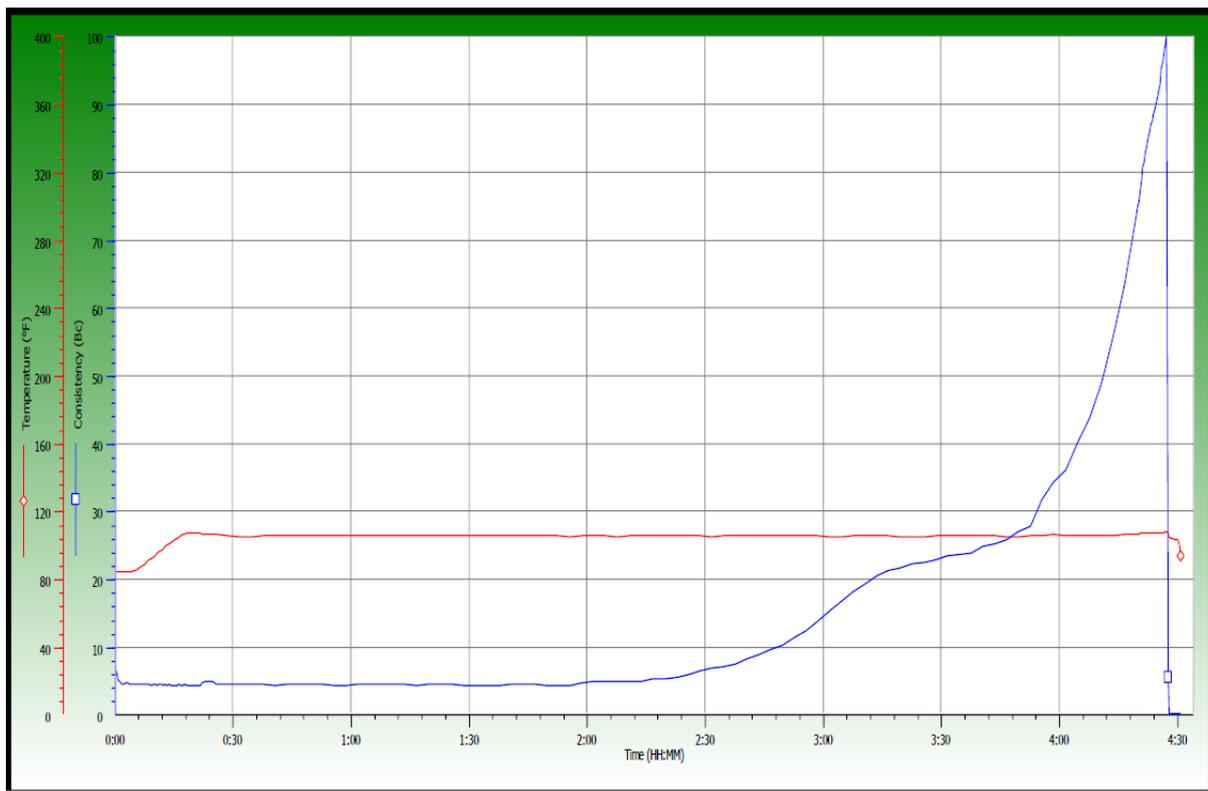
**iv) Diseño de Mezcla de cemento aislación de relleno 13.8 ppg (105°F BHST & 142°F BHCT):**

CMT0 Pacasmayo Tipo V (Clase G)+Antiespumante (0.25gps)+reductor de filtrado FL-34 (1.95%)+Silicato de Sodio (1.30%) + Retardador de baja temperatura (0.20%) + Goma xantica (0.075%).

### Propiedades:

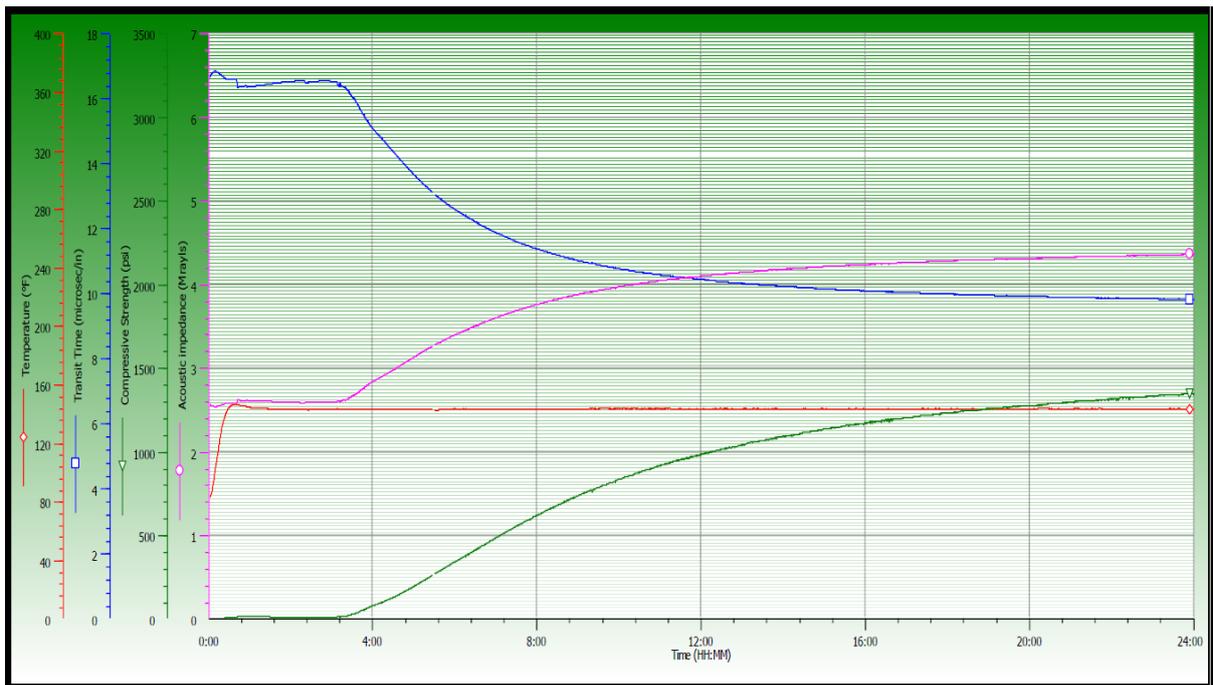
- Filtrado: 76 cc/30min. Para Revestidor de producción.
- Reología: Adecuada para el mezclado y evitar canalización.
- Agua Libre: 0.0%
- Tiempo de bombeabilidad o espesamiento: 04 horas y 19 minutos.
- Fragüe en ángulo recto: No, no tiene aditivos de bloqueador de gas.
- Resistencia a la compresión @ 24 hrs: 1412 Psi con el UCA.
- Volumen: Exceso de 15%, MD fondo: 3400 ft y MD Tope: 0 ft.
- Rendimiento: 1.59 cu ft/sk.

**Figura 39.** . Curva de tiempo de bombeabilidad para lechada de relleno 13.8ppg.



Fuente: UNNA

**Figura 40.** Curva UCA de resistencia a la compresión lechada relleno 13.8ppg.



Fuente: UNNA

#### v) Centralización y simulación

Para la cementación de la tubería de revestimiento se mantuvo una centralización con un standoff promedio mayor a 70% en la zona de interés (01 centralizador por cada 02 y 03 tubería). Los centralizadores seleccionados fueron los de tipo Bow Spring (Con arcofleje) 5-1/2"x8-1/2", se logró una mejor remoción de lodo.

Tabla 22. Tally Pozo DN-Y (1)

POZO: 13429				EQUIPO: Petrex 5815								
BLOQUE: Lote III				COMPANY MAN Yvan Rodriguez								
CAMPO: Portachuelo Oeste				ASISTENTE								
FECHA: 14-Dic-22				Only cells in yellow are to be filled in								
MW:	13.30	[PPG]	CASING DE:	5 1/2	[IN]	ROSCA:	LTC	[ ]				
FF:	0.80	[ ]	ID:	4.892	[IN]	GRADO:	N-80	[ ]				
DP diam	5.00	[IN]	PESO:	17	[LB/FT]	DIAM. HOYO	8.5	[IN]				
No. CENTRADORES	0.00	[ ]	CAP. INT.:	0.023	[BBL/pie]	PT:	6400.35	[Pies]				
Q perforando	500.00	GPM	DESP.:	0.029	[BBL/pie]	ZAPATO:	6388.35	[Pies]				
C.E.C	444.44	GPM										
N°	CENT	BAJA SI	LONG [M]	LONG ACUM [M]	GRADO	CAP ACUM [BBL]	CAP ACUM [BBL]	DESP ACUM [BBL]	DESP ACUM [BBL]	PESO AIRE [KLB]	P FLOT ACUM [DKLB]	TOPE JUNTA [M]
FS		SI	1.56	1.56	N-80.17	0.04	0.04	0.0	0.05	0.1	0	6386.79
1		SI	37.92	39.48	N-80.17	0.88	0.918	1.1	1.160	2.2	1.8	6348.87
2	Cent	SI	37.27	76.75	N-80.17	0.87	1.784	1.1	2.255	4.3	3.4	6311.60
FC		SI	1.58	78.33	N-80.17	0.04	1.821	0.0	2.302	4.4	3.5	6310.02
3	Cent	SI	37.86	116.19	N-80.17	0.88	2.701	1.1	3.414	8.5	5.2	6272.16
4		SI	37.60	153.79	N-80.17	0.87	3.575	1.1	4.519	8.6	6.8	6234.56
5	Cent	SI	37.35	191.14	N-80.17	0.87	4.444	1.1	5.617	10.7	8.5	6197.21
6		SI	37.87	229.01	N-80.17	0.88	5.324	1.1	6.730	12.8	10.2	6159.34
7	Cent	SI	37.75	266.76	N-80.17	0.88	6.202	1.1	7.839	14.9	11.8	6121.59
8		SI	37.71	304.47	N-80.17	0.88	7.078	1.1	8.947	17.0	13.5	6083.88
9	Cent	SI	36.63	341.10	N-80.17	0.85	7.930	1.1	10.024	19.0	15.2	6047.25
10		SI	37.45	378.55	N-80.17	0.87	8.801	1.1	11.124	21.1	16.8	6009.80
11	Cent	SI	38.02	416.57	N-80.17	0.88	9.684	1.1	12.241	23.2	18.5	5971.78
12		SI	38.68	455.25	N-80.17	0.90	10.584	1.1	13.378	25.4	20.2	5933.10
13	Cent	SI	38.18	493.43	N-80.17	0.89	11.471	1.1	14.500	27.5	21.9	5894.92
14		SI	38.17	531.60	N-80.17	0.89	12.359	1.1	15.622	29.6	23.6	5856.75
15	Cent	SI	38.20	569.80	N-80.17	0.89	13.247	1.1	16.744	31.8	25.3	5818.55
16		SI	37.50	607.30	N-80.17	0.87	14.119	1.1	17.846	33.9	27.0	5781.05
17	Cent	SI	37.53	644.83	N-80.17	0.87	14.991	1.1	18.949	36.0	28.6	5743.52
18		SI	37.47	682.30	N-80.17	0.87	15.862	1.1	20.050	38.0	30.3	5706.05
19	Cent	SI	37.42	719.72	N-80.17	0.87	16.732	1.1	21.150	40.1	32.0	5668.63
20		SI	37.65	757.37	N-80.17	0.88	17.607	1.1	22.256	42.2	33.6	5630.98
21	Cent	SI	37.45	794.82	N-80.17	0.87	18.478	1.1	23.357	44.3	35.3	5593.53
22		SI	37.58	832.40	N-80.17	0.87	19.352	1.1	24.461	46.4	37.0	5555.95
23	Cent	SI	36.94	869.34	N-80.17	0.86	20.211	1.1	25.546	48.5	38.6	5519.01
24		SI	37.20	906.54	N-80.17	0.88	21.075	1.1	26.640	50.5	40.3	5481.81
25	Cent	SI	37.56	944.10	N-80.17	0.87	21.949	1.1	27.743	52.6	41.9	5444.25
26		SI	37.80	981.90	N-80.17	0.88	22.827	1.1	28.854	54.8	43.6	5406.45
27	Cent	SI	37.99	1019.89	N-80.17	0.88	23.711	1.1	29.971	56.9	45.3	5368.46
28		SI	37.94	1057.83	N-80.17	0.88	24.593	1.1	31.085	59.0	47.0	5330.52
29	Cent	SI	37.22	1095.05	N-80.17	0.87	25.458	1.1	32.179	61.1	48.6	5293.30
30		SI	37.98	1133.03	N-80.17	0.88	26.341	1.1	33.295	63.2	50.3	5255.32
31	Cent	SI	37.26	1170.29	N-80.17	0.87	27.207	1.1	34.390	65.3	52.0	5218.06
32		SI	37.69	1207.98	N-80.17	0.88	28.083	1.1	35.498	67.4	53.7	5180.37
33	Cent	SI	38.00	1245.98	N-80.17	0.88	28.967	1.1	36.614	69.5	55.3	5142.37
34		SI	37.41	1283.39	N-80.17	0.87	29.836	1.1	37.714	71.6	57.0	5104.96
35	Cent	SI	37.67	1321.06	N-80.17	0.88	30.712	1.1	38.821	73.7	58.7	5067.29
36		SI	37.82	1358.88	N-80.17	0.88	31.591	1.1	39.932	75.8	60.4	5029.47
37	Cent	SI	37.11	1395.99	N-80.17	0.86	32.454	1.1	41.023	77.8	62.0	4992.36
38		SI	37.80	1433.79	N-80.17	0.88	33.333	1.1	42.133	79.9	63.7	4954.56
39	Cent	SI	37.53	1471.32	N-80.17	0.87	34.205	1.1	43.236	82.0	65.4	4917.03
40		SI	37.86	1509.18	N-80.17	0.88	35.086	1.1	44.349	84.2	67.0	4879.17
41	Cent	SI	36.73	1545.91	N-80.17	0.85	35.940	1.1	45.428	86.2	68.7	4842.44
42		SI	37.37	1583.28	N-80.17	0.87	36.808	1.1	46.526	88.3	70.3	4805.07
43	Cent	SI	37.79	1621.07	N-80.17	0.88	37.687	1.1	47.637	90.4	72.0	4767.28
44		SI	37.46	1658.53	N-80.17	0.87	38.558	1.1	48.738	92.5	73.7	4729.82
45	Cent	SI	37.88	1696.41	N-80.17	0.88	39.438	1.1	49.851	94.6	75.4	4691.94
46	Cent	SI	37.22	1733.63	N-80.17	0.87	40.304	1.1	50.945	96.7	77.0	4654.72
DV TOOL		SI	3.00	1736.63	N-80.17	0.07	40.373	0.1	51.033	96.8	77.1	4651.72

Fuente: UNNA

Tabla 23. Tally Pozo DN-Y (2).

47	Cent	SI	37.96	1774.59	N-80.17	0.88	41.256	1.1	52.148	99.0	78.8	4613.76
48	Cent	SI	37.56	1812.15	N-80.17	0.87	42.129	1.1	53.252	101.0	80.5	4576.20
NC-1		SI	22.17	1834.32	N-80.17	0.52	42.645	0.7	53.903	102.3	81.5	4554.03
49		SI	37.52	1871.84	N-80.17	0.87	43.517	1.1	55.006	104.4	83.1	4516.51
50	Cent	SI	37.83	1909.67	N-80.17	0.88	44.396	1.1	56.118	106.5	84.8	4478.68
51		SI	37.96	1947.63	N-80.17	0.88	45.279	1.1	57.233	108.6	86.5	4440.72
52	Cent	SI	37.92	1985.55	N-80.17	0.88	46.160	1.1	58.347	110.7	88.2	4402.80
53		SI	37.64	2023.15	N-80.17	0.85	47.035	1.1	59.454	112.8	89.9	4365.15
54	Cent	SI	36.84	2060.03	N-80.17	0.86	47.892	1.1	60.536	114.9	91.5	4328.32
55		SI	37.73	2097.76	N-80.17	0.88	48.769	1.1	61.645	117.0	93.2	4290.59
56	Cent	SI	37.89	2135.65	N-80.17	0.88	49.650	1.1	62.758	119.1	94.9	4252.70
57		SI	37.94	2173.59	N-80.17	0.88	50.532	1.1	63.873	121.2	96.6	4214.76
58	Cent	SI	37.48	2211.07	N-80.17	0.87	51.403	1.1	64.975	123.3	98.2	4177.28
59		SI	37.63	2248.70	N-80.17	0.87	52.278	1.1	66.080	125.4	99.9	4139.65
60	Cent	SI	37.62	2286.32	N-80.17	0.87	53.153	1.1	67.186	127.5	101.6	4102.03
61		SI	37.50	2323.82	N-80.17	0.87	54.025	1.1	68.288	129.6	103.2	4064.53
62	Cent	SI	37.64	2361.46	N-80.17	0.88	54.900	1.1	69.394	131.7	104.9	4026.89
63		SI	37.59	2399.05	N-80.17	0.87	55.774	1.1	70.499	133.8	106.6	3989.30
64	Cent	SI	37.60	2436.65	N-80.17	0.87	56.648	1.1	71.604	135.9	108.2	3951.70
65		SI	37.34	2473.99	N-80.17	0.87	57.516	1.1	72.701	137.9	109.9	3914.36
66	Cent	SI	36.78	2510.77	N-80.17	0.86	58.371	1.1	73.782	140.0	111.5	3877.58
67		SI	37.60	2548.37	N-80.17	0.87	59.245	1.1	74.887	142.1	113.2	3839.98
68	Cent	SI	37.45	2585.82	N-80.17	0.87	60.116	1.1	75.987	144.2	114.9	3802.53
69		SI	37.41	2623.23	N-80.17	0.87	60.985	1.1	77.086	146.3	116.5	3765.12
70	Cent	SI	37.90	2661.13	N-80.17	0.88	61.866	1.1	78.200	148.4	118.2	3727.22
71		SI	37.81	2698.94	N-80.17	0.88	62.745	1.1	79.311	150.5	119.9	3689.41
72	Cent	SI	37.42	2736.36	N-80.17	0.87	63.615	1.1	80.411	152.6	121.6	3651.99
73		SI	37.64	2774.00	N-80.17	0.88	64.490	1.1	81.517	154.7	123.2	3614.35
74	Cent	SI	37.48	2811.48	N-80.17	0.87	65.362	1.1	82.618	156.8	124.9	3576.87
75		SI	37.55	2849.03	N-80.17	0.87	66.235	1.1	83.722	158.9	126.6	3539.32
NC-2		SI	18.43	2867.46	N-80.17	0.43	66.663	0.5	84.263	159.9	127.4	3520.89
76	Cent	SI	37.27	2904.73	N-80.17	0.87	67.530	1.1	85.359	162.0	129.0	3483.62
77		SI	37.20	2941.93	N-80.17	0.86	68.394	1.1	86.452	164.0	130.7	3446.42
78	Cent	SI	36.91	2978.84	N-80.17	0.86	69.253	1.1	87.536	166.1	132.3	3409.51
79		SI	36.94	3015.78	N-80.17	0.86	70.111	1.1	88.622	168.2	134.0	3372.57
80		SI	37.92	3053.70	N-80.17	0.88	70.993	1.1	89.736	170.3	135.6	3334.65
81	Cent	SI	37.57	3091.27	N-80.17	0.87	71.866	1.1	90.840	172.4	137.3	3297.08
82		SI	37.60	3128.87	N-80.17	0.87	72.740	1.1	91.945	174.5	139.0	3259.48
83	Cent	SI	37.55	3166.42	N-80.17	0.87	73.613	1.1	93.049	176.6	140.7	3221.93
84		SI	37.28	3203.70	N-80.17	0.87	74.480	1.1	94.144	178.6	142.3	3184.65
85	Cent	SI	37.55	3241.25	N-80.17	0.87	75.353	1.1	95.248	180.7	144.0	3147.10
86		SI	37.47	3278.72	N-80.17	0.87	76.224	1.1	96.349	182.8	145.6	3109.63
87	Cent	SI	38.00	3316.72	N-80.17	0.88	77.108	1.1	97.455	184.9	147.3	3071.63
88		SI	37.95	3354.67	N-80.17	0.88	77.990	1.1	98.581	187.1	149.0	3033.68
89	Cent	SI	37.45	3392.12	N-80.17	0.87	78.861	1.1	99.681	189.1	150.7	2996.23
90		SI	38.15	3430.27	N-80.17	0.89	79.747	1.1	100.802	191.3	152.4	2958.08
91	Cent	SI	38.12	3468.39	N-80.17	0.89	80.634	1.1	101.922	193.4	154.1	2919.96
92		SI	37.10	3505.49	N-80.17	0.86	81.496	1.1	103.013	195.5	155.7	2882.86
93	Cent	SI	37.73	3543.22	N-80.17	0.88	82.373	1.1	104.121	197.6	157.4	2845.13
94		SI	37.52	3580.74	N-80.17	0.87	83.246	1.1	105.224	199.7	159.1	2807.61
95	Cent	SI	37.72	3618.46	N-80.17	0.88	84.123	1.1	106.332	201.8	160.7	2769.89
96		SI	37.75	3656.21	N-80.17	0.88	85.000	1.1	107.442	203.9	162.4	2732.14
97	Cent	SI	37.45	3693.66	N-80.17	0.87	85.871	1.1	108.542	206.0	164.1	2694.69
98		SI	37.66	3731.32	N-80.17	0.88	86.746	1.1	109.649	208.1	165.7	2657.03
99	Cent	SI	37.30	3768.62	N-80.17	0.87	87.614	1.1	110.745	210.1	167.4	2619.73
100		SI	37.47	3806.09	N-80.17	0.87	88.485	1.1	111.846	212.2	169.1	2582.26

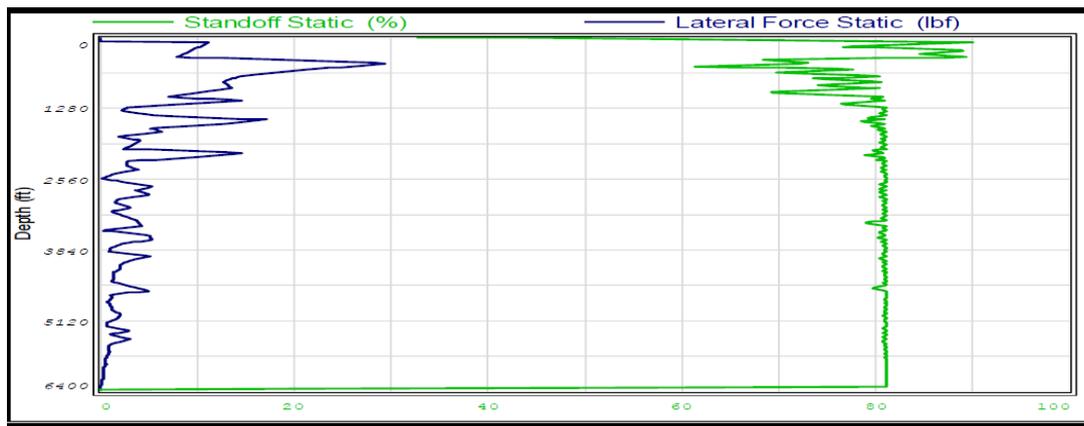
Fuente: UNNA

Tabla 24. Tally Pozo DN-Y(3)

101	Cent	SI	37.25	3843.34	N-80.17	0.87	89.351	1.1	112.941	214.3	170.7	2545.01
102		SI	37.83	3881.17	N-80.17	0.88	90.230	1.1	114.052	216.4	172.4	2507.18
103	Cent	SI	37.77	3918.94	N-80.17	0.88	91.108	1.1	115.162	218.5	174.1	2469.41
104		SI	37.81	3956.75	N-80.17	0.88	91.987	1.1	116.273	220.6	175.8	2431.60
105	Cent	SI	37.43	3994.18	N-80.17	0.87	92.857	1.1	117.373	222.7	177.4	2394.17
106		SI	37.45	4031.63	N-80.17	0.87	93.728	1.1	118.474	224.8	179.1	2356.72
107	Cent	SI	37.40	4069.03	N-80.17	0.87	94.597	1.1	119.573	226.9	180.7	2319.32
108		SI	38.16	4107.19	N-80.17	0.89	95.485	1.1	120.694	229.0	182.4	2281.16
109	Cent	SI	37.90	4145.09	N-80.17	0.88	96.368	1.1	121.808	231.1	184.1	2243.26
110		SI	37.83	4182.92	N-80.17	0.88	97.245	1.1	122.919	233.2	185.8	2205.43
111	Cent	SI	37.47	4220.39	N-80.17	0.87	98.116	1.1	124.021	235.3	187.5	2167.96
112		SI	37.65	4258.04	N-80.17	0.88	98.992	1.1	125.127	237.4	189.1	2130.31
113	Cent	SI	37.93	4295.97	N-80.17	0.88	99.873	1.1	126.242	239.5	190.8	2092.98
114		SI	38.14	4334.11	N-80.17	0.89	100.760	1.1	127.362	241.7	192.5	2054.24
115	Cent	SI	37.66	4371.77	N-80.17	0.88	101.636	1.1	128.469	243.8	194.2	2016.58
116		SI	37.85	4409.62	N-80.17	0.88	102.518	1.1	129.581	245.9	195.9	1978.73
117	Cent	SI	37.92	4447.54	N-80.17	0.88	103.397	1.1	130.696	248.0	197.6	1940.81
118		SI	37.83	4485.37	N-80.17	0.88	104.277	1.1	131.807	250.1	199.2	1902.98
119	Cent	SI	37.45	4522.82	N-80.17	0.87	105.147	1.1	132.908	252.2	200.9	1865.53
120		SI	37.26	4560.08	N-80.17	0.87	106.014	1.1	134.003	254.3	202.6	1828.27
121	Cent	SI	37.42	4597.50	N-80.17	0.87	106.883	1.1	135.102	256.4	204.2	1790.85
122		SI	37.68	4635.18	N-80.17	0.88	107.759	1.1	136.210	258.5	205.9	1753.17
123	Cent	SI	37.80	4672.98	N-80.17	0.88	108.638	1.1	137.320	260.6	207.6	1715.37
124		SI	37.55	4710.53	N-80.17	0.87	109.511	1.1	138.424	262.7	209.2	1677.82
125	Cent	SI	37.81	4748.34	N-80.17	0.88	110.390	1.1	139.535	264.8	210.9	1640.01
126		SI	37.57	4785.91	N-80.17	0.87	111.264	1.1	140.639	266.9	212.6	1602.44
127	Cent	SI	37.15	4823.06	N-80.17	0.86	112.127	1.1	141.731	268.9	214.2	1565.29
128		SI	38.13	4861.19	N-80.17	0.89	113.014	1.1	142.851	271.1	215.9	1527.16
129	Cent	SI	38.00	4899.19	N-80.17	0.88	113.897	1.1	143.988	273.2	217.6	1489.16
130		SI	37.40	4936.59	N-80.17	0.87	114.767	1.1	145.067	275.3	219.3	1451.76
131	Cent	SI	37.57	4974.16	N-80.17	0.87	115.640	1.1	146.171	277.4	221.0	1414.19
132		SI	37.61	5011.77	N-80.17	0.87	116.514	1.1	147.276	279.5	222.6	1376.68
133	Cent	SI	37.56	5049.33	N-80.17	0.87	117.388	1.1	148.390	281.6	224.3	1339.02
134		SI	37.80	5087.13	N-80.17	0.88	118.266	1.1	149.491	283.7	226.0	1301.22
135	Cent	SI	37.58	5124.71	N-80.17	0.87	119.140	1.1	150.595	285.8	227.6	1263.64
136		SI	37.98	5162.69	N-80.17	0.88	120.023	1.1	151.711	287.9	229.3	1225.66
137		SI	37.75	5200.44	N-80.17	0.88	120.901	1.1	152.820	290.0	231.0	1187.91
138	Cent	SI	37.68	5238.12	N-80.17	0.88	121.777	1.1	153.928	292.1	232.7	1150.23
139		SI	37.31	5275.43	N-80.17	0.87	122.644	1.1	155.024	294.2	234.3	1112.92
140	Cent	SI	37.94	5313.37	N-80.17	0.88	123.526	1.1	156.139	296.3	236.0	1074.98
141		SI	37.60	5350.97	N-80.17	0.87	124.400	1.1	157.244	298.4	237.7	1037.38
142		SI	37.70	5388.67	N-80.17	0.88	125.277	1.1	158.352	300.5	239.4	999.68
143		SI	37.55	5426.22	N-80.17	0.87	126.150	1.1	159.455	302.6	241.0	962.13
144	Cent	SI	37.32	5463.54	N-80.17	0.87	127.017	1.1	160.552	304.6	242.7	924.81
145		SI	37.12	5500.66	N-80.17	0.86	127.880	1.1	161.643	306.7	244.3	887.66
146		SI	37.56	5538.22	N-80.17	0.87	128.753	1.1	162.746	308.8	246.0	850.13
147	Cent	SI	37.90	5576.12	N-80.17	0.88	129.635	1.1	163.890	310.9	247.7	812.23
148		SI	37.72	5613.84	N-80.17	0.88	130.511	1.1	164.989	313.0	249.4	774.51
149		SI	37.96	5651.80	N-80.17	0.88	131.394	1.1	166.084	315.1	251.1	736.55
150	Cent	SI	37.56	5689.36	N-80.17	0.87	132.267	1.1	167.188	317.2	252.7	698.99
151		SI	37.31	5726.67	N-80.17	0.87	133.135	1.1	168.284	319.3	254.4	661.68
152		SI	37.63	5764.30	N-80.17	0.87	134.009	1.1	169.390	321.4	256.1	624.05
153	Cent	SI	37.96	5802.26	N-80.17	0.88	134.892	1.1	170.506	323.5	257.7	586.06
154		SI	37.76	5840.02	N-80.17	0.88	135.770	1.1	171.615	325.6	259.4	548.33
155		SI	37.67	5877.69	N-80.17	0.88	136.646	1.1	172.722	327.7	261.1	510.66
156	Cent	SI	37.80	5915.49	N-80.17	0.88	137.524	1.1	173.833	329.8	262.8	472.86
157		SI	37.84	5953.33	N-80.17	0.88	138.404	1.1	174.945	332.0	264.4	435.02
158		SI	37.75	5991.08	N-80.17	0.88	139.282	1.1	176.054	334.1	266.1	397.27
159	Cent	SI	37.45	6028.53	N-80.17	0.87	140.152	1.1	177.155	336.2	267.8	359.82
160		SI	38.03	6066.56	N-80.17	0.88	141.036	1.1	178.272	338.3	269.5	321.79
161		SI	37.75	6104.31	N-80.17	0.88	141.914	1.1	179.382	340.4	271.2	284.04
162	Cent	SI	37.70	6142.01	N-80.17	0.88	142.790	1.1	180.489	342.5	272.8	246.34
163		SI	37.81	6179.82	N-80.17	0.88	143.669	1.1	181.601	344.6	274.5	208.53
164		SI	37.06	6216.88	N-80.17	0.86	144.531	1.1	182.690	346.7	276.2	171.47
165		SI	37.93	6254.81	N-80.17	0.88	145.413	1.1	183.804	348.8	277.8	133.54
166	Cent	SI	37.69	6292.50	N-80.17	0.88	146.289	1.1	184.912	350.9	279.5	95.85

Fuente: UNNA

**Figura 41.** Standoff Pozo DN-Y.



Fuente: UNNA

El diseño de cementación se realizó bajo las siguientes condiciones:

- 1.- Para el cálculo del volumen de cementación se consideró un diámetro promedio de hueco de 9.2 in (dato del registro de caliper de pozo offset) y con un exceso del 15% en las lechadas de la primera etapa de 14.2ppg y 15% de exceso en lechadas de la segunda etapa, las lechadas de relleno de 13.8 ppg y en la lechada principal de 13.8 ppg.
- 2.- Se propone el cambio de lechada a 4400 ft (MD) a 340 ft por encima tope de la Fm. Salina Mogollón (4740 ft en MD).
- 3.- Previo al bombeo de los pre-flujos, se recomienda bombear 80 bbl de píldora de baja reología 13.70 ppg preparada con lodo centrifugado para obtener valores de MBT mínimos (20), para mejorar el acondicionamiento del pozo.
- 4.- Se sugieren **78 Centralizadores 5 ½" x 8 1/2"**, La centralización obtiene un buen porcentaje Standoff en el orden del 84% con un espaciamiento en zona objetivo de 01 centralizador por cada 02 revestidor.
- 5.- Se realizó la prueba de remoción con lodo y los espaciadores, obteniendo eficiencia con concentración Surfactante, en el lavador químico **con 1.0 gpb**, y al espaciador mecánico con **0.5 gpb (ph Sist: 7.5)** solo Surfactante.

#### **vi) Procedimiento Operacional Implementado.**

Se detallará la secuencia de trabajo para la PRIMER ETAPA

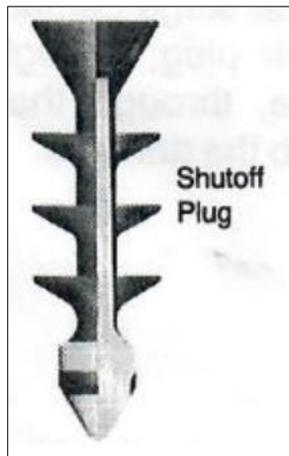
- (1) Bajar el revestidor centralizado con 78 Centralizadores de 5 1/2 x 8 1/2" + Multi-stage Cementing Tool a la profundidad de 4651.72 ft + Collar Flotador 5 1/2" @6310.02ft + Zapato Flotador @6388.35ft, de acuerdo con el Programa.
- (2) Una vez acondicionado el pozo, dado el visto bueno de Company e Ingeniero UNNA en conjunto con la empresa de cementación y de acuerdo con las condiciones de lodo de perforación cuyos valores recomendados permisibles de viscosidad Plástica, y Yield Point requeridos son 15 -20 cp y 10-14 lb/100 ft<sup>2</sup> respectivamente.
- (3) Proceder a cambiar brazos, conectar una línea de alta presión y línea auxiliar(lodo) del equipo de perforación al manifold del cabezal de cementación donde permita seleccionar el fluido a bombear sin necesidad de romper conexiones.
- (4) Cerrar línea de lodos y abrir la línea de empresa de cementación, e iniciar la operación llenando líneas con 02 bbl de Agua Fresca y Probar Líneas de superficie registrando la presión de 500 psi y 3500 psi por un tiempo de 05 minutos, verificamos si hay fugas en líneas, uniones Si prueba ok, desfogar. Caso contrario si se presenta caída de presiones de +/- 200 psi cada/02 minutos, se desfoga y se repetirá la prueba.
- (5) Colocar el tapón de fondo, cerrar válvula superior y abrir válvula inferior.
- (6) Continuar con el bombeo de los pre flujos para la primera Etapa.

**Tabla 25.** Schedule de bombeo de pre-flujos para la primera Etapa Pozo DN-Y.

<b>Volumen (Bls)</b>	<b>Pre flujo</b>	<b>Densidad (lb/gal)</b>
<b>80</b>	Pildora dispersa	13.7
<b>08</b>	Lavador químico	8.4
<b>30</b>	Espaciador mecánico	13.7
<b>06</b>	Lavador químico	8.4
<b>20</b>	Espaciador mecánico	13.7
<b>06</b>	Lavador químico	8.4

- (7) Bombear seguidamente 117 bbl de Mezcla de lechada de 14.2 ppg con un filtrado 20ml/30 min, bombeo todo el sistema de fluido a un rango de caudal promedio de 4 BPM
- (8) Realizar lavado de línea hacia el cashtank, soltar pin desde cabeza de cementación, se verifica el paso del Shutoff Plug (tapón de cierre de la primera etapa). Este tapón de cierre sirve como tapón de cementación superior para la primera etapa de la cementación.

**Figura 42.** Imagen representativa del Shutoff plug.



- (9) Abrir Cabezal de 5 1/2 y soltar Shutoff Plug (Cía. de herramientas) y desplazara con un total 146.7 bbl con Lodo de perforación de peso 13.3 ppg, de la siguientes manera:

**Tabla 26.** Schedule de Bombeo de Lodo para el Desplazamiento de la Primer Etapa Pozo DN-Y.

Volumen (Bls)	Densidad del Lodo	Caudal
90	Lodo de 13.3 ppg	4 bpm
17	Lodo de 13.3 ppg	2 bpm
30	Lodo de 13.3 ppg	4 bpm
10	Lodo de 13.3 ppg	2 bpm

- (10) El desplazamiento se estas realizando de acuerdo a las especificaciones de CIA Herramientas. Unos 400 ft arriba (10 bls) antes que el tapón pase por el Multi-Stage Cementing Tool reduzca el caudal de desplazamiento, este caudal no debe ser mayor a

4.18 bls/min. La formula de abajo se usa para calcular el caudal máximo de bombeo en superficie.

$$\text{Máxima tasa de bombeo (BPM)} = \left( \frac{3 \frac{ft}{seg} \times ID * ID}{17.157} \right)$$

**Ecuación 1.** Caudal puede evitar la apertura prematura del Stage Tool al pasar el Tapón.

El caudal máximo reemplazando los valores de ID de 4.892 pulgadas, resultaría como máximo 4.18 BPM

(11) Luego de observar la llegada del Shutoff Plug al Shutoff Baffle libere la presión para verificar que el Float Collar funcione adecuadamente.

**Figura 43.** Imagen representativa del Shutoff Baffle.



(12) Descargar la presión, Realizar Back Flow.

(13) Realizar apertura del Multi-Stage Cementing Tool, abrir Cabezal de 5 1/2, soltar Free fall Opening Plug (Tapón de apertura) aproximadamente 200 a 400 ft/min y bombear el tapón a tasas de caudal alto. Una vez que el tapón este en el asiento del Multi-Stage Cementing Tool presurizar unas 500 psi de presión, sino abre liberar la presión rápidamente y presurizar nuevamente a alto caudal, llevar la presión al límite requerido. Ver Figura 44. Tabla de presión de Apertura del Multi-Stage Cementing Tool

Por recomendaciones de Cía de Herramientas incrementar presión +/- 2200 psi , se verificara retorno ( bombear 15 bbls de lodo ), luego entregar pozo a equipo PTX circulando a un caudal no mayor de 250 gpm tiempo de circulación aproximadamente 2 horas para inicio del mezclado de la segunda etapa .

**Figura 44.** Tabla de presión de Apertura del Multi-Stage Cementing Tool.

Number of Shear Pins		3	4	5	6	4	6	3	4	5	6
Casing OD in. (mm)	Casing Weight lb/ft (kg/m)	Opening Pressure psi (kPa)				Opening Pressure w/ Free-Fall Plug psi (kPa)		Opening Force lb (kg)			
5 1/2 (139.7)	14 to 17 (20.83 to 25.30)					475 (3280)	715 (4930)	6,750 (3082)	9,000 (4082)	11,250 (5103)	13,500 (6124)
	17 to 23 (25.30 to 34.23)	1,650 (11,380)	2,200 (15,170)	2,750 (18,960)	3,300 (22,750)	500 (3450)	750 (5170)				

Se detallará la secuencia de trabajo para la **SEGUNDA ETAPA**

(14) Proceder a probar líneas de alta presión con 3500 psi, de acuerdo con el procedimiento registrar por un tiempo de 5 minutos, verificar fugas en líneas y uniones articuladas, si prueba es ok. procedemos a desfogar. Caso contrario repetir prueba.

(15) El Equipo de perforación bombea 80 bbl de Píldora de Baja reología 13.7 ppg , observándose circulación en superficie iniciar el mezclado de lechada de 13.8 ppg en los batch mixer de la cía de cementación.

(16) Continuar con el bombeo de los pre flujos para la Segunda Etapa.

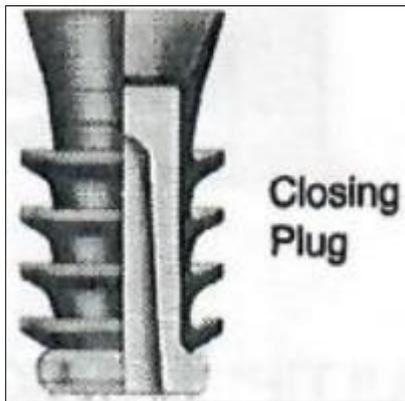
**Tabla 27.** Schedule de bombeo de pre-flujos para la segunda Etapa Pozo DN-Y.

Volumen (Bls)	Pre flujo	Densidad (lb/gal)
80	Píldora dispersa	13.7
08	Lavador químico	8.4
30	Espaciador mecánico	13.7
07	Lavador químico	8.4
20	Espaciador mecánico	13.7
02	Lavador químico	8.4

(17) Bombear las lechadas de 13.8 ppg según programa de cementación

(18) Realizar lavado de línea hacia el cashtank, soltar pin desde cabeza de cementación, se verifica el paso del Closing Plug.

**Figura 45.** Imagen representativa del Closing Plug.



(19) Abrir cabezal 5 1/2" y colocar Closing Plug (tapón de Cierre) cerrar cabezal, iniciar el desplazamiento con 108.2 bbl. Cuando el Tapón se encuentre a unos 10 bls del Multi-Stage Cementing Tool ajuste el caudal de desplazamiento entre 3-5 BPM.

**Tabla 28.** Schedule de Bombeo de Lodo para el Desplazamiento de la Segunda Etapa Pozo DN-Y.

Volumen (Bls)	Densidad del Lodo	Caudal
90	Lodo de 13.3 ppg	4 bpm
18.2	Lodo de 13.3 ppg	2 bpm

(20) Cuando el tapón impacte en el dispositivo incremente la presión de cierre basada en la siguiente formula.

*Presión de cierre del Mutlistage Cementing Tool*

$$= P \text{ final de desplazamiento} + \text{Presión de cierre calculada} + 250 \text{ psi}$$

**Figura 46.** Tabla de presión de Cierre del Multi-Stage Cementing Tool.

Number of Shear Pins		4	5	6	7	8	4	5	6	7	8	
Casing OD In. (mm)	Casing Weight lb/ft (kg/m)	Closing Pressure psi (kPa)						Closing Force lb (kg)				
		5 1/2 (139.7)	14 to 17 (20.83 to 25.30)	730 (5030)	910 (6270)	1,095 (7650)			13,800 (6260)	17,250 (7824)	20,700 (9389)	
	17 to 23 (25.30 to 34.23)	770 (5310)	960 (6620)	1,150 (7930)								

- (21) Realizar llegada de Tapón con 330 psi, Descargar la presión, Realizar Back Flow.
- (22) Por indicaciones de Cía. de Herramientas incrementar presión hasta 1400 psi, mantener por 2 minutos.
- (23) Desfogar la presión y verificar el funcionamiento de la válvula de flotación, de existir retorno constante. Presurizar nuevamente 200 psi más sobre la presión final y su en caso sigue existiendo retorno cerrar válvula en cabeza de pozo. Esperar fraguado de cemento cuando la lechada haya alcanzado una resistencia de la compresión de 500 psi, adecuado para operaciones de completación.

#### **vii) Ejecución**

Durante el trabajo de cementación se observa buena circulación con retorno constante, se bombeó pre-flujos y lecha principal de 14.2 ppg antes de iniciar el desplazamiento se abrió cabezal de 5-1/2" y se lanzó shutoff plug. Durante el desplazamiento con lodo no se obtuvo ningún problema de circulación, observándose todo el tiempo retorno en zarandas. La llegada de tapón se dio con 576 psi y se presurizó hasta 957 psi para probar el funcionamiento correcto de las válvulas flotadoras.

Finalmente se desfoga de golpe corroborando el funcionamiento de las válvulas de flotación, se observó un reflujo de 0.5 bls.

Se realiza apertura del Multi-Stage Cementing Tool incrementando la presión paulatinamente hasta llegar a una presión de 2100 psi, Se circulo pozo con 15 bls con bomba del cementador para luego circular el pozo con el equipo de perforación, durante la circulación se observa pre flujos y trazas de cemento contaminado. Ver Figura 47.

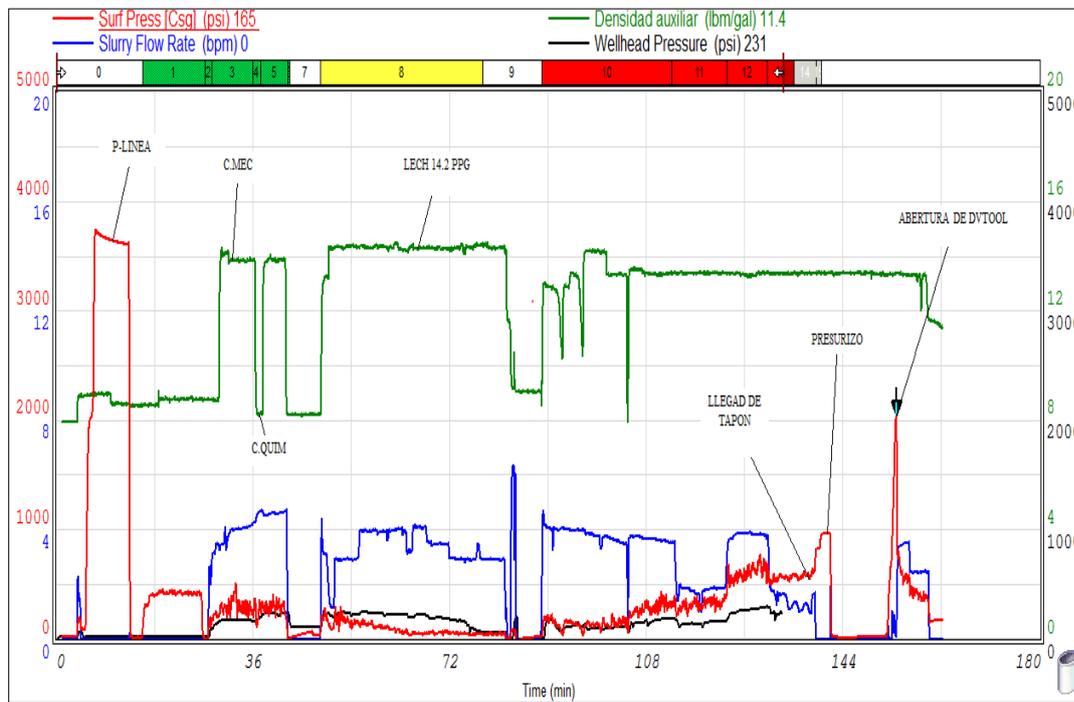
#### **Carta de operación de cementación Primera Etapa Pozo DN-Y.**

En la segunda etapa se procedió a bombear de acuerdo a programa los pre flujos y las lechadas de 13.8 ppg. La presión de llegada de tapón fue de 700 psi y se presurizó hasta 2100 psi. Se procede al Cierre del Multi-Stage Cementing Tool, se verificó presión por un tiempo de 05 minutos para validar el funcionamiento del dispositivo, se validó el

funcionamiento de las válvulas con un refluo de 05.bls. Ver Figura 48. Carta de operación Cementación Segunda Etapa Pozo DN-Y.

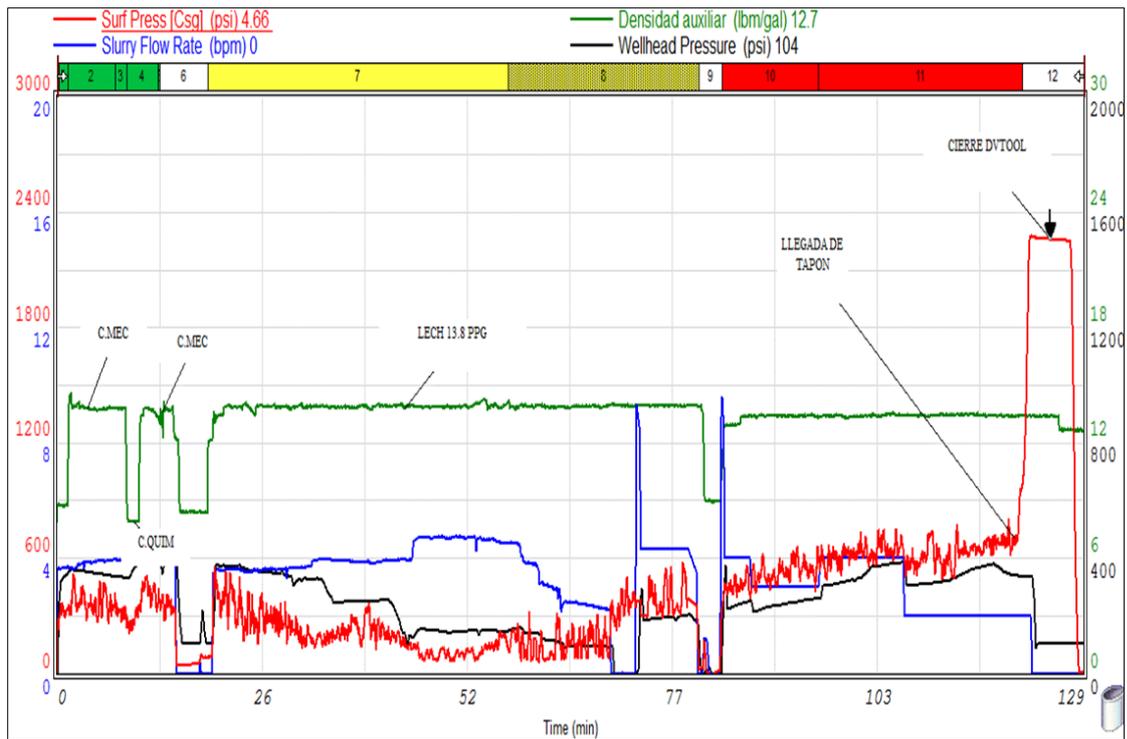
Retornaron 30 bls de cemento lo que asegura que todo el pozo fue cementado en su totalidad.

**Figura 47.** Carta de operación de cementación Primera Etapa Pozo DN-Y.



Fuente: UNNA

**Figura 48.** Carta de operación Cementación Segunda Etapa Pozo DN-Y.

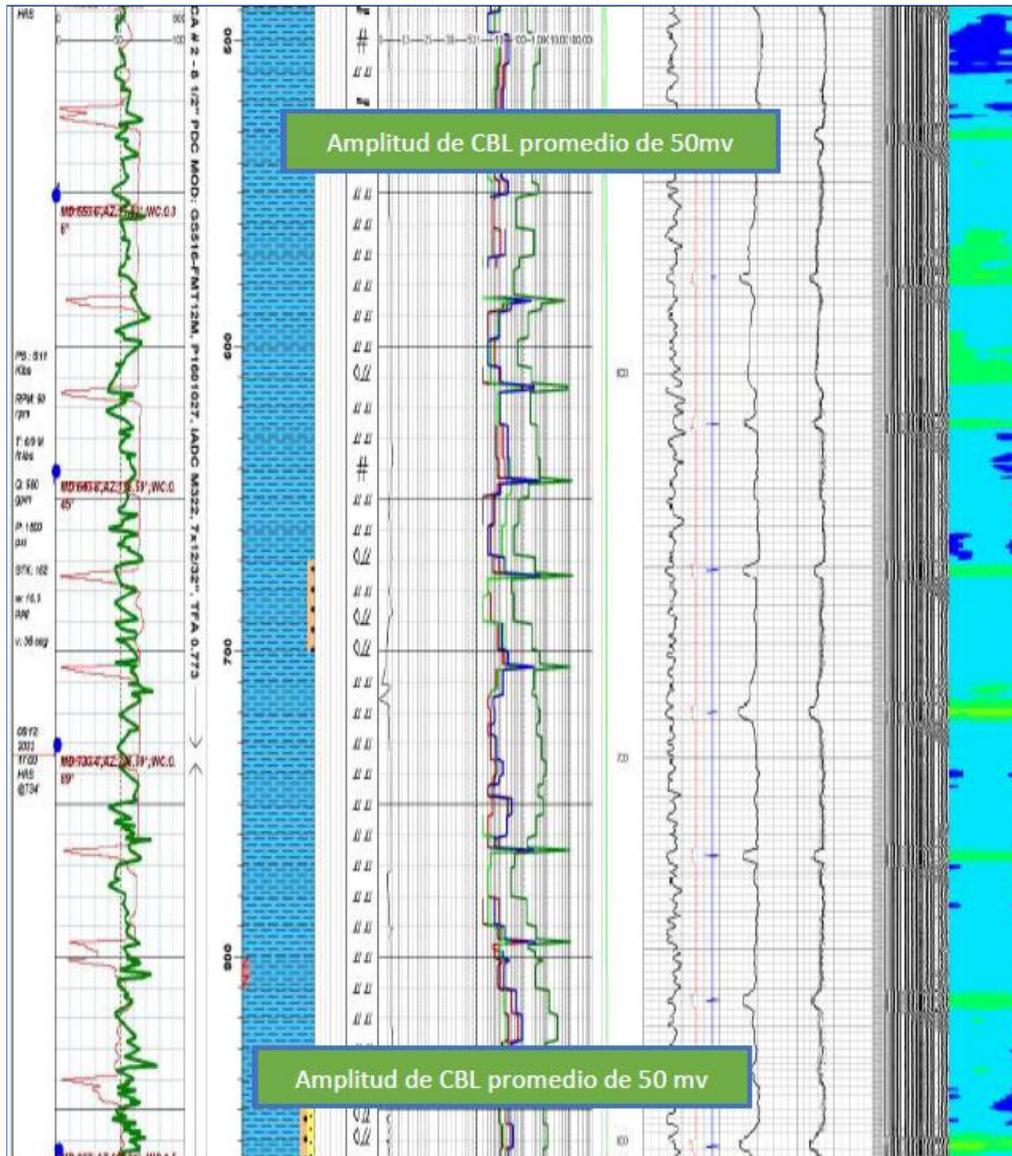


Fuente: UNNA

## Evaluación

La evaluación se realizará por intervalos viendo los valores de amplitud del registro CBL y el registro VDL.

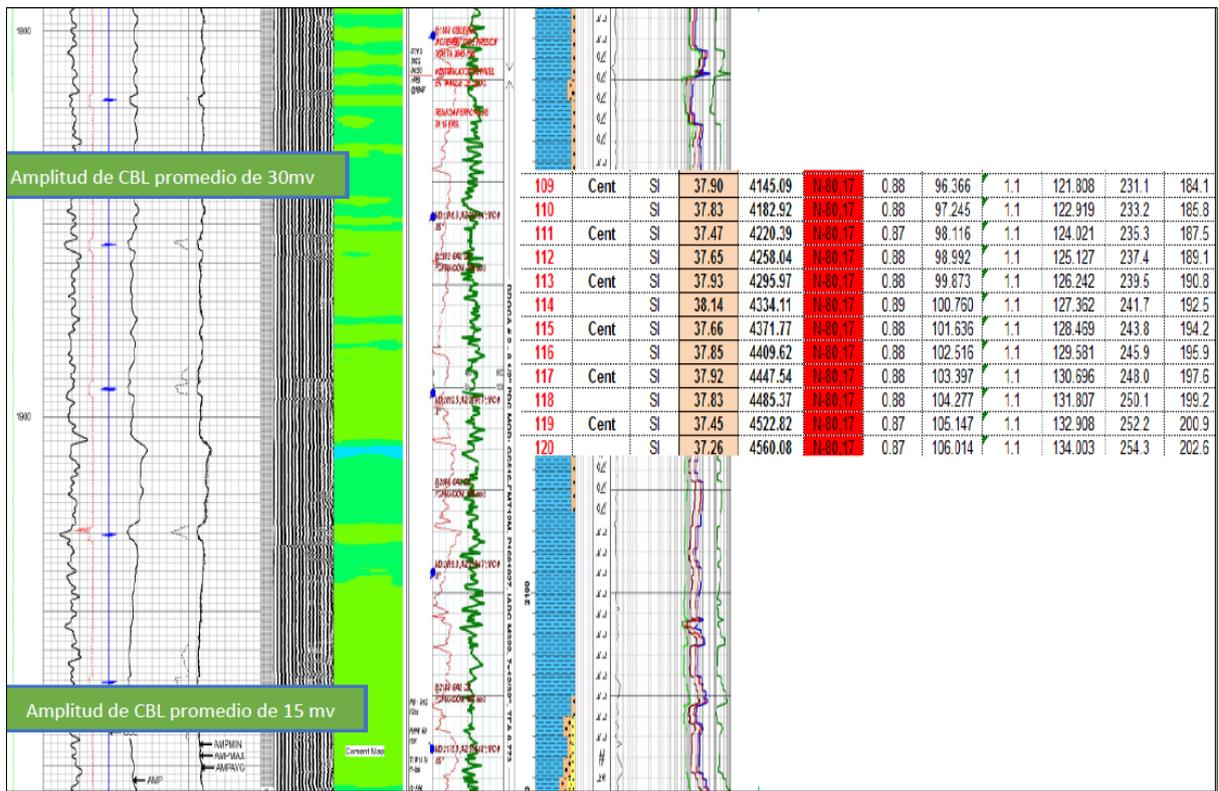
INTERVALO 500 – 900 ft.



Fuente: UNNA

Este tramo del registro, no se evidencia sello hidráulico entre Revestidor - formación, pobre calidad de cemento. La amplitud promedio de la curva de adherencia se encuentra desde 50 mv indicando una muy mala adherencia probabilidad alta de canalización.

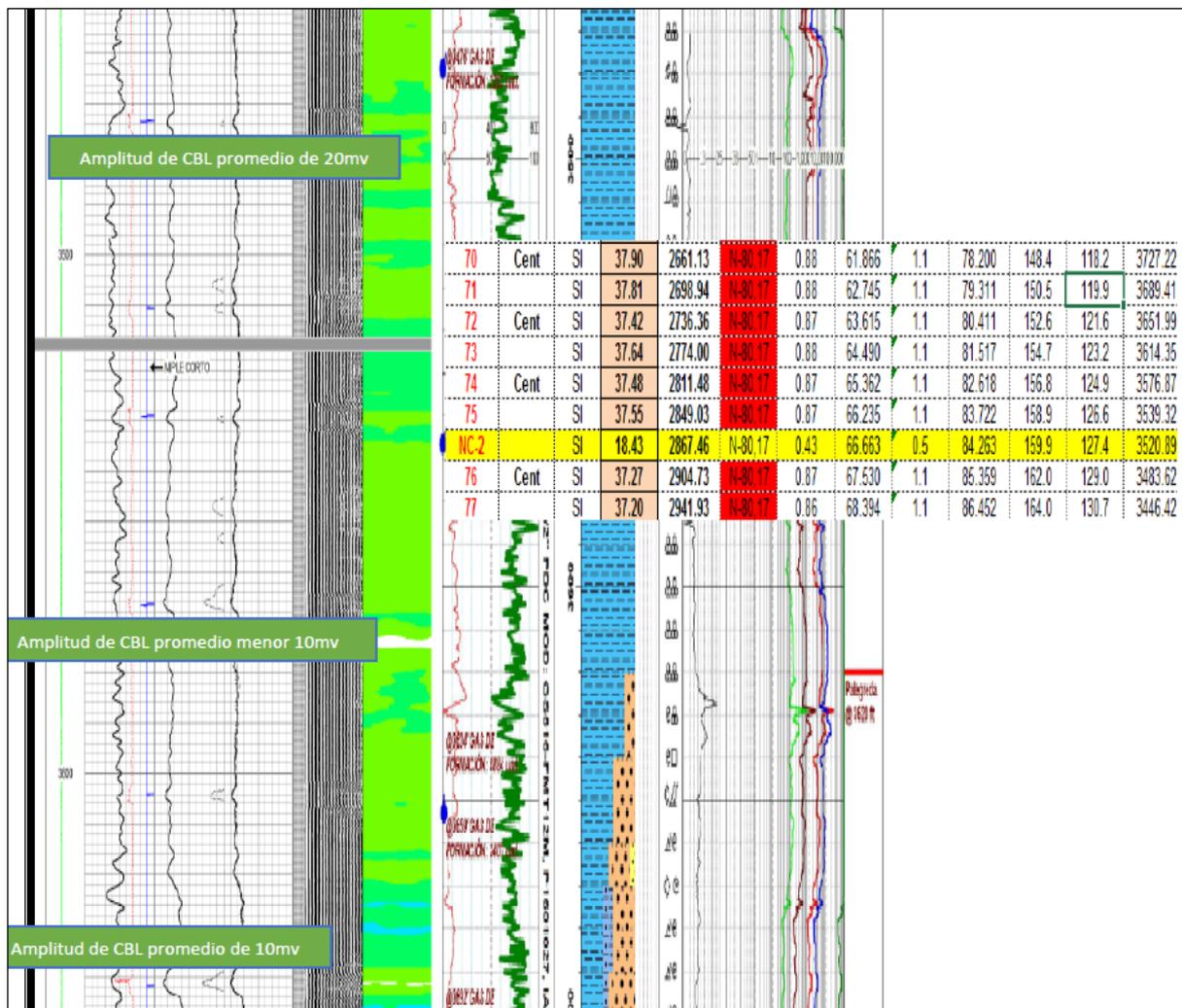
INTERVALO 1800 – 2000 ft.



Fuente: UNNA

Se observa zona con regular a buena adherencia. Intervalo cubierto por lechada Principal 13.8 ppg. Este Intervalo con menor espaciamiento de centralizadores. 1 centralizador por cada revestidor.

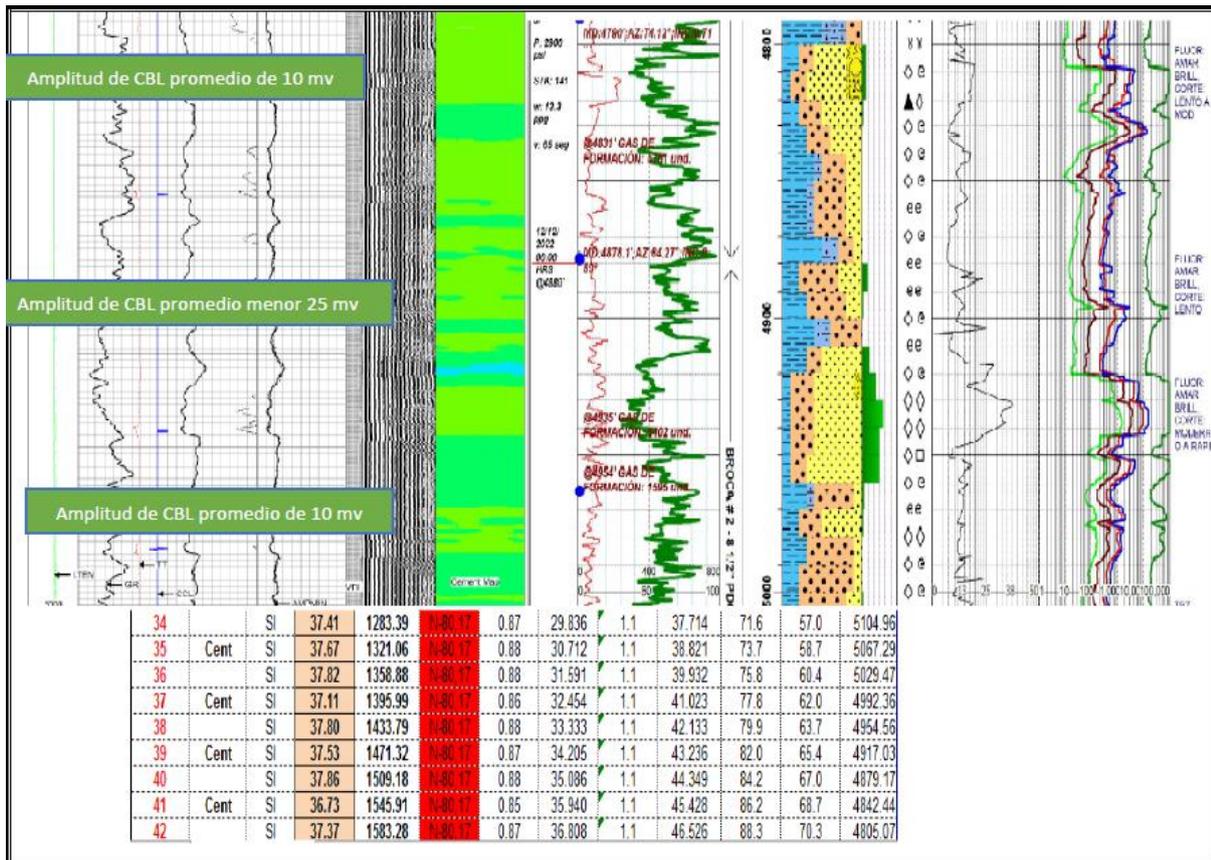
INTERVALO 3450 – 3700 ft.



Fuente: UNNA

Se observa zona con regular adherencia. Intervalo cubierto por lechada Principal 13.8 ppg de Cemento Tipo V. Este tramo Intervalo con mayor espaciamiento de centralizadores. 2 centralizador por cada revestidor

INTERVALO 4800 – 5000 ft.



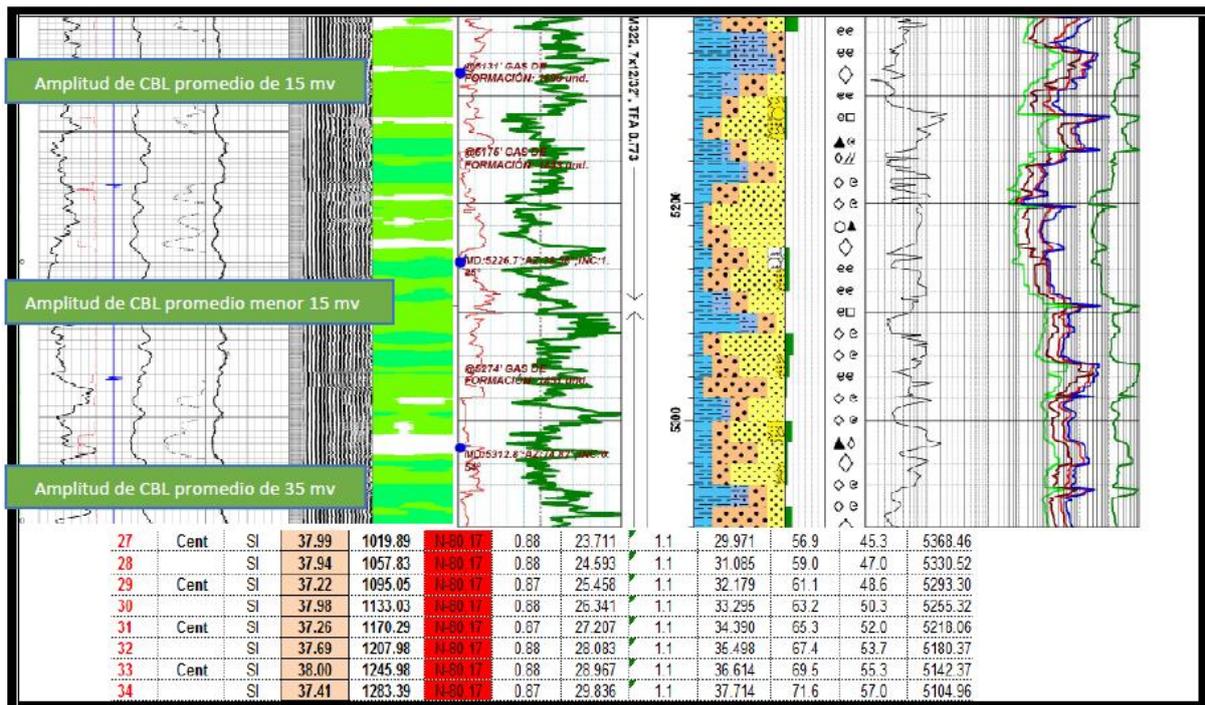
Fuente: UNNA

Se observa zona de regular a bueno adherencia. Intervalo cubierto por lechada Principal 14.2 ppg, se observa sellos hidráulicos para futuro trabajo de Fractura, formación con baja gradiente de fractura y gran aporte de gas lo que limita el uso del Espaciador químico para obtener parámetros de acarreo del lodo mucho mejor.

Este Intervalo con espaciamiento de centralizadores. 1 centralizador por cada 02 revestidor con 81% de Standoff

En el Registro VDL se observa arribos a formación y muy bajos arribos a revestidor teniendo así un regular aislamiento en el anular (Formación – Revestidor).

INTERVALO 5100 – 5300 ft.



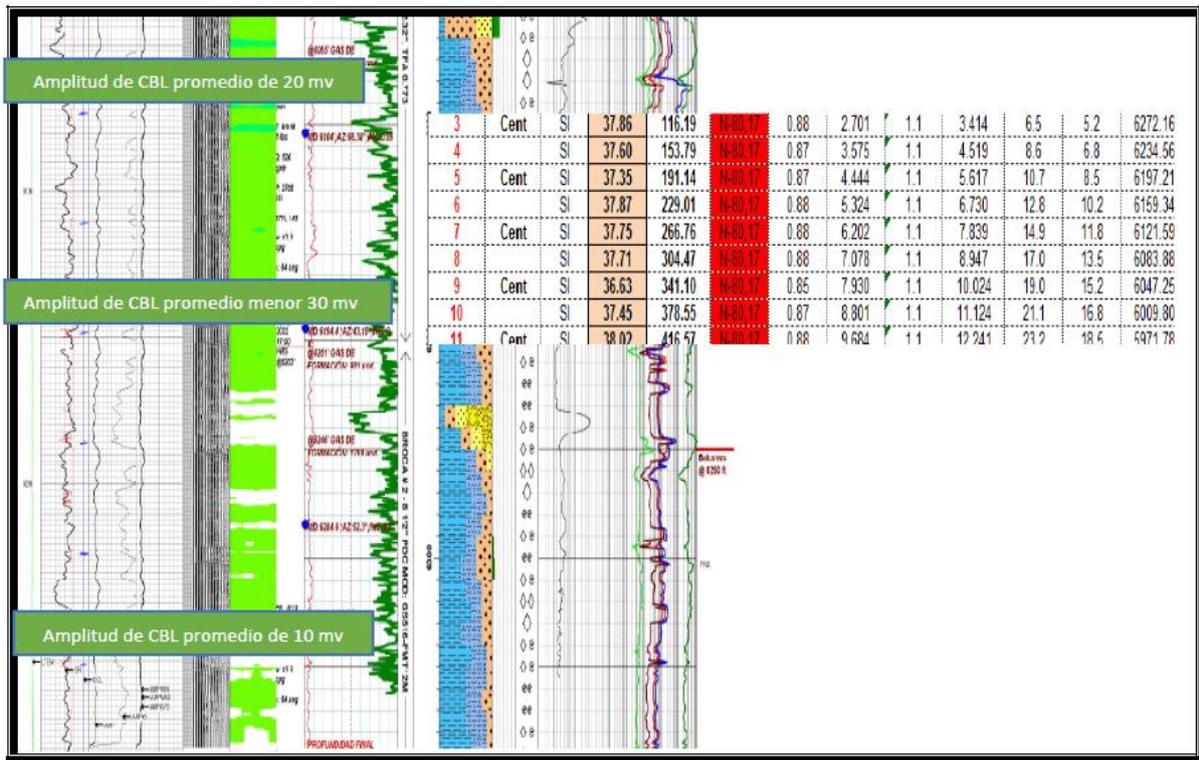
Fuente: UNNA

Se observa zona de regular a bueno adherencia. Intervalo cubierto por lechada Principal 14.2 ppg, se observa sellos hidráulicos para futuro trabajo de Fractura, formación con baja gradiente de fractura y gran aporte de gas lo que limita el uso del Espaciador químico para obtener parámetros de acarreo del lodo mucho mejor.

En esta sección es con espaciamiento de centralizadores. 1 centralizador por cada 02 revestidor con 81% de Standoff

En el registro VDL se observa arribos a formación y muy bajos arribos a revestidor teniendo así un regular aislamiento en el anular (Formación – Revestidor).

INTERVALO 6000 – 6300 ft.



Fuente: UNNA

Se observa zona de regular a bueno adherencia. Intervalo cubierto por lechada Principal 14.2 ppg, se observa sellos hidráulicos para futuro trabajo de Fractura, formación con baja gradiente de fractura con aporte de gas lo que limita el uso del Espaciador químico para obtener parámetros de acarreo del lodo mucho mejor.

## Capítulo V: Análisis Económico

### A. Metodología Convencional (cementación forzada)

COSTO DE CEMENTACION	USD
1.-SERVICIOS	6,500.00
2.-PRODUCTOS (ADITIVOS, CEMENTO)	61,398.06
3.-MATERIAL DE FLOTACIÓN Y CENTRALIZACION	3,811.84
4.-REGISTRO DE TEMPERATURA	4,000.00
<b>COSTO TOTAL (USD)</b>	<b>75709.9</b>
COSTOS ADICIONALES - UNA ETAPA DE RESANE DE CEMENTO	
1.-BALEO (8TPP)	6,000.00
2.-RESANE DE CEMENTO	
-SERVICIO	4,500.00
-PRODUCTO	3,500.00
3.-HERRAMIENTAS (PACKER Y RBP)	4,000.00
4.-COSTOS DE EQUIPO DE PERFORACION (2DIAS)	33,912.00
5.-REGISTRO CBL/VDL	4,000.00
<b>COSTO TOTAL (USD)</b>	<b>55,912.00</b>
<b>COSTO TOTAL (USD)</b>	<b>131,621.90</b>

**Tabla 29.** Costo de cementación con una etapa de resane.

### B. Metodologia con Implementación del Multi-Stage Cementing TOOL

COSTO DE CEMENTACION	USD
1.-SERVICIOS (2ETAPAS)	13,085.20
2.-PRODUCTOS (ADITIVOS, CEMENTO)	61,398.06
3.-MATERIAL DE FLOTACIÓN Y CENTRALIZACION	3,811.84
4.-MULTI-STAGE CEMENTING TOOL	10,200.00
5.-REGISTRO DE TEMPERATURA	4,000.00
<b>COSTO TOTAL (USD)</b>	<b>92495.10</b>

**Tabla 30.** Costos Cementación en dos etapas con el Multi-stage Cementing Tool.

### C. Metodología con Revestidor Intermedio.

<b>COSTO DE PERFORACIÓN</b>		USD
1.-COSTOS DE EQUIPO DE PERFORACION (4DIAS)		67,824.00
2.-COSTOS DE REVESTIDOR INTERMEDIO Y ACCESORIOS		32,000.00
<b>COSTO DE CEMENTACIÓN</b>		
1.-SECCION INTERMEDIA		
-SERVICIO		6,500.00
-PRODUCTOS (ADITIVOS, CEMENTO)		38,700.00
2.-SECCION DE PRODUCCIÓN		
-SERVICIO		6,500.00
-PRODUCTOS (ADITIVOS, CEMENTO)		45400
3.-REGISTROS CBL / VDL		4,000.00
	<b>COSTO TOTAL (USD)</b>	<b>200,924.00</b>

**Tabla 31.** Costos de Cementación con un Revestidor intermedio.

El método del uso de las lechadas livianas se descarta por no ser técnicamente viable en los pozos del yacimiento Portachuelo en el Lote III, las densidades de lodo están por encima de los valores de 12.5 ppg.

La cementación con un revestidor adicional incrementaría en un 140% el precio de una cementación con el Multi-Stage Cementing Tool.

Si el pozo llegase a tener perdida de circulación en la cementación y de no llegar a tener un sello hidráulico, la cementación forzada sería una opción, pero esta incrementaría en un 40% respecto a la cementación con el *Multi-Stage Cementing Tool*.

## Capítulo VI: Conclusiones Y Recomendaciones

- El uso de lechadas livianas no es viable técnica ni económicamente en los pozos de Portachuelo, estos pozos tienen densidades de lodo por encima de los valores de 12.5 ppg.
- En términos económicos la implementación del *Multi-Stage Cementing Tool* nos ayudara a reducir un 40% respecto al costo de una cementación convencional con remediación forzada y en pozos con pérdida de circulación.
- La implementación del *Multi-Stage Cementing Tool* ayudaría a reducir en un 140% del costo en la cementación adicional (un revestidor intermedio).
- Con la implementación del *Multi-stage cementing Tool* se garantizó la cementación de toda la sección de producción sin problemas cumpliendo con la normativa peruana y sobre todo con el aislamiento hidráulico.
- En la zona de lechada 13.8ppg se observa regular adherencia (Falta de Espaciador químico limitado por el Peso final del Lodo) la lechada de 14.2ppg se observa regular a buena adherencia la cual puede mejorar mejorando la eficiencia en los pre-flujos esto va depender del peso final del lodo e unidades (Mantener la columna Balanceada).
- Los cálculos de volúmenes y densidades fueron correctos, se verifico peso del espaciador Mecánico y lechada previa al bombeo.
- Se realizó ensayo de remoción in situ corroborándose la formulación del Colchón Lavador y su eficiencia.
- El registro de calidad de cemento muestra regular a buena adherencia, en el objetivo con valores regular a bueno se muestras sellos hidráulicos los que nos aseguran poder realizar trabajos de completación (Fracturamiento Hidráulico).
- Se recomienda el uso de centralizadores rígido el cual mejoraría un poco más la excentricidad.

- Se recomienda continuar con el acondicionamiento del Pozo a altos caudales +400 GPM con mínimo tres fondos – arribas, monitoreando las propiedades reológicas y/o limpieza de sólidos, asimismo los caudales deben manejarse progresivamente, Tratar reciprocando el revestidor en la media que el pozo lo permita.
- Una vez finalizado el trabajo de cementación, se recomienda, no realizar movimiento u maniobra con el revestidor frente al cemento en el espacio anular, dado que puede generar micro anillos, afectando su adherencia hacia la formación y hacia el Revestidor, esta buena práctica se debe en cuenta en pozo donde presenta aporte de gas.
- Se recomienda inspeccionarlo insitu, incluir parámetros de cementación y registrar con presión +/- 1,000 psi al revestidor mantener presión de 1000 psi en todo el registro.
- Se recomienda el uso de centralizadores, arriba y abajo del Multi-stage cementing Tool.
- Se recomienda colocar el Multi-stage Cementing Tool como mínimo 360 ft por encima del tope de la formación más débil.

## Capítulo VII: Referencias Bibliográficas

- Albassam, M., Al-Yami, A. S., & Almalki, B. (2018). Development and Deployment of Next Generation High Pressure High Temperature Multistage Cementing Tool. *SPE-189322-MS*, 9. Obtenido de <https://doi.org/10.2118/214612-MS>
- Al-Yami, A. S., Nasr-El-Din, H. A., Al-Arfaj, M. K., Al-Saleh, S. H., Al-Humaidi, A. S., & Al-Shuker, N. A. (04 de March de 2008). Evaluation and Optimization of Low-Density Cement: Laboratory Studies and Field Applications. *SPE-113090-MS*, 34. Obtenido de <https://doi.org/10.2118/113090-MS>
- china, M. i. (08 de agosto de 2023). *Made in china*. Obtenido de Made in china: [https://es.made-in-china.com/co\\_zjboral/product\\_Radial-Cement-Bond-Tool-Rbt-for-Cased-Hole-Cementing-Logging\\_uosgheirey.html](https://es.made-in-china.com/co_zjboral/product_Radial-Cement-Bond-Tool-Rbt-for-Cased-Hole-Cementing-Logging_uosgheirey.html)
- Guillot, E. B. (2006). *Well Cementing* (Segunda edición ed.). Sugar Land, Texas: Schlumberger. Recuperado el 01 de Mayo de 2023
- Hong Wang, R. E. (2008). Best Practice in Understanding and Managing Lost Circulation Challenges. *SPE Drilling & Completion*. *SPE-95895-PA*, 8. Obtenido de <https://doi.org/10.2118/95895-PA>
- Hussain, M. Q., ALRashdi, A. A., ELMahdy, M. M., Mwansa, P. L., Amorocho, A., Ibrahim, A. M., . . . Kaddoura, I. (04 de March de 2008). Evaluation and Optimization of Low-Density Cement: Laboratory Studies and Field Applications. *SPE-113090-MS*, 34. Obtenido de <https://doi.org/10.2118/113090-MS>
- Hussain, M. Q., ALRashdi, A. A., ELMahdy, M. M., Mwansa, P. L., Amorocho, A., Ibrahim, A. M., . . . Kaddoura, I. (2023). Positive Impact of V0 Multi-Stage Cementing Tool on the Long Term Well Integrity. *SPE-214612-MS*, 12. Obtenido de <https://doi.org/10.2118/214612-MS>

Nayberg. (1987). Laboratory Study of Lost Circulation Materials for Use in Both Oil-Based and Water-Based DrillingMuds. *SPE-14723-PA.*, 8. Obtenido de <https://doi.org/10.2118/14723-PA>

Nicole Cammarata, I. R. (2014). *CEM 2 Primary Cementing* (2014 ed.). Estados Unidos: Schlumberger,. Recuperado el 25 de Mayo de 2023

Perforador. (08 de Agosto de 2020). *Perforador 2.0*. Obtenido de Perforador 2.0: <https://perforador20.wordpress.com/2018/12/12/densidad-equivalente-de-circulacion-ecd/>

Schlumberger. (08 de 08 de 2023). *Schlumberger*. Obtenido de Schlumberger.: [https://glossary.slb.com/es/terms/c/circulation\\_loss](https://glossary.slb.com/es/terms/c/circulation_loss)

SLB. (08 de AGOSTO de 2023). *Energy Glosary SLB*. Obtenido de Energy Glosary SLB.: <https://glossary.slb.com/es/terms/f/filtrate>

SLB. (08 de Agosto de 2023). *SLB*. Obtenido de SLB: [https://glossary.slb.com/es/terms/f/formation\\_fracture\\_pressure](https://glossary.slb.com/es/terms/f/formation_fracture_pressure)

Slb. (08 de Julio de 2023). *SLB*. Obtenido de glossary.slb.: [https://glossary.slb.com/es/terms/c/circulation\\_loss](https://glossary.slb.com/es/terms/c/circulation_loss)

## ANEXOS

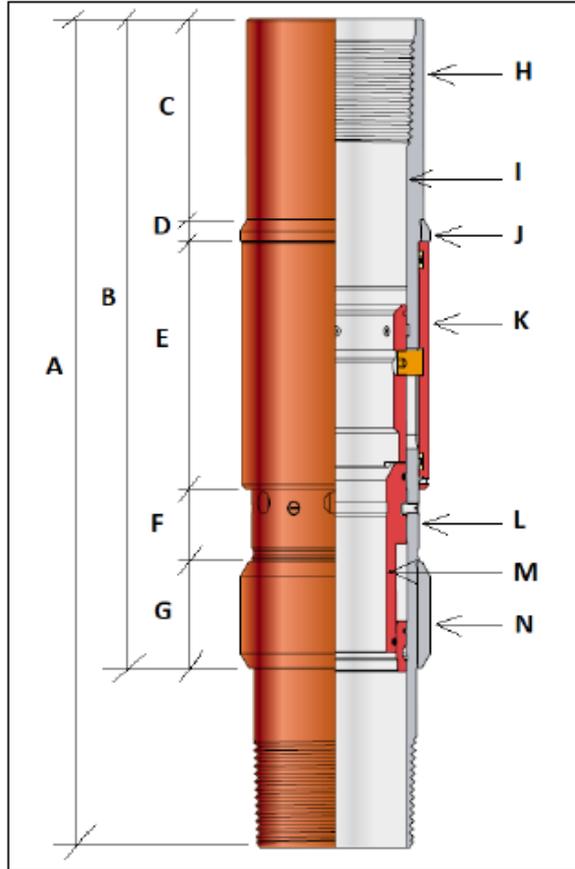
Tool: MULTIPLE STAGE CEMENTER 5-1/2"

Pozo / Cliente: UNNA ENERGIA

Part Number: 101877400

Serial Number: \_\_\_\_\_

CONEXIÓN SUP. 5 1/2" 8RD



Dimensional Data		
	inch	ft
A		2.850
B		2.460
C		0.460
D		0.080
E		1.290
F		0.280
G		0.360
H (OD)	6.063	
I (ID)	4.875	
J (OD)	6.656	
K (OD)	6.563	
L (OD)	5.750	
M (ID)	3.313	
N (OD)	6.656	

Size / Weight / Description

CSC 5-1/2", 17-23# - 8RD

Drifted to - Size

CONEXIÓN INF. 5 1/2" 8RD

COMMENTS:

- Para la apertura de la camisa, poseé 4 shear screw (2200 psi) y cuenta hasta con 6 orificios para setear la camisa (3300 psi).
- La presión de cierre es de 1400psi.









**PROPOSITO:**

Revisar e inspeccionar visualmente las condiciones físicas de los equipos entregados por UNNA, 02 set de Type H ES II CEMENTER, así mismo verificar tamaños y capacidades.

**CONTENIDO:**

Un SET de TYPE H ES II CEMENT contiene lo siguiente:

- 01 unid. Multiple-Stage Cementer 5-1/2" 17-23#, API 8RD
- 01 unid. Shutoff Plug.
- 01 unid. Closing Plug.
- 01 unid. Free Fall opening plug.
- 01 unid. Shutoff Baffle

Los 02 Set incluyen la misma cantidad de componentes.



Multiple-Stage Cementer 5-1/2"



Closing Plug



Shutoff Plug



Free Fall Opening Plug



Shutoff Baffle