

Estudio de prefactibilidad sobre un aditivo de cementación como nueva tecnología  
implementado en el sector de hidrocarburos, caso de estudio:

FDP-C1371-19, Halliburton Latin America

Jorge Duvan Velasquez Daza

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniería química

Modalidad: Practica Empresarial

Director

Freddy Augusto Avellaneda Vargas

Ingeniero Químico PhD.

Codirector

Oscar Andres Pacheco Vivas

Ingeniero de Petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería Química

Bucaramanga

2024

## Lista de Contenido

	<b>Pág.</b>
1.Objetivos.....	13
1.1 Objetivo General.....	13
1.2 Objetivos Específicos.....	13
2. Marco Conceptual.....	14
3. Metodología.....	16
3.1 Implementar un estudio de mercado sobre aditivos de cementación en pozos petroleros.....	16
3.2 Implementar un estudio técnico comparativo mediante pruebas de laboratorio.....	17
3.3 Evaluar la viabilidad financiera por medio de los indicadores.....	17
4. Resultados y Análisis.....	18
4.1 Estudio de mercado sobre aditivos de cementación.....	18
4.1.1 Determinación de la Demanda Actual y Futura de Servicios de Cementación en Pozos...	17
4.1.2 Producto interno bruto – PIB.....	20
4.1.3 Análisis del mercado y participación de empresas con específicos en servicios.....	20
4.2 Estudio técnico comparativo mediante pruebas de laboratorio.....	23
4.2.1 Programa de cementación con aditivo convencional caso de estudio: HALAD 344 (Control de pérdida de filtrado).....	23

4.2.2 Descripción del fluido: HALAD™ 344.....	24
4.2.3 Resultados pruebas de laboratorio (IFacts) mezclabilidad, densidad, perdidade filtrado, sedimentación, tiempo bombeable y UCA.....	24
4.2.4 Mezclabilidad.....	26
4.2.5 Densidad .....	27
4.2.6 Perdida de filtrado.....	28
4.2.7 Sedimentación.....	29
4.2.8 Tiempo bombeable.....	30
4.2.9 Resistencia a la compresion.....	31
4.2.10 Descripción del fluido Isoguard™ (FDP-C1371-19).....	33
4.2.11 Reporte de pruebas de laboratorio (IFacts) mezclabilidad, densidad, perdidade filtrado, sedimentación, tiempo bombeable y UCA.....	34
4.2.12 Mezclabilidad.....	36
4.2.13 Densidad.....	36
4.2.14 Perdida de filtrado.....	37
4.2.15 Sedimentación.....	38
4.2.16 Tiempo bombeable.....	38
4.2.17 Resistencia a la compresion.....	40
4.2.18 Cuadro comparativo.....	41
4.3 Análisis conceptual estimado de costos.....	42
4.3.1 Inversiones.....	42

4.3.2 Costos de operación.....	43
4.3.3 Costos directos.....	43
4.3.4 Materia prima.....	43
4.3.5 Mano de obra directa.....	44
4.3.6 Costos indirectos.....	46
4.3.7 Mano de obra indirecta.....	46
4.3.8 Depreciaciones y amortizaciones.....	47
4.3.9 Gastos administración y ventas.....	47
4.3.10 Costos fijos Indirectos.....	48
4.3.11 Ingresos.....	49
4.3.12 Proyección de flujo de caja.....	49
5. Conclusiones.....	51
6. Recomendaciones.....	52
7. Referencias Bibliográficas.....	53

## Lista de figuras

<b>Figura 1.</b> Descripción metodológica sobre el estudio de prefactibilidad ISOGUARD.....	16
<b>Figura 2.</b> Resultados pruebas de laboratorio (IFacts) mezclabilidad, densidad, perdida de filtrado, sedimentación, tiempo bombeable y UCA (Akacias 134).....	25
<b>Figura 3.</b> Resultados pruebas de laboratorio (IFacts) mezclabilidad, densidad, perdida de filtrado, sedimentación, tiempo bombeable y UCA (Castilla Norte 464) .....	35
<b>Figura 4.</b> Empaque de un aditivo convencional como controlador de perdida de filtrado (HALAD 344) .....	59
<b>Figura 5.</b> Empaque del aditivo como nueva tecnología actuando como controlador de perdida de filtrado.....	59
<b>Figura 6.</b> Información detallada del aditivo ISOGUARD en SAP .....	59

### Lista de tablas

<b>Tabla 1.</b> Producción nacional de petróleo.....	19
<b>Tabla 2.</b> Producto interno bruto – PIB .....	20
<b>Tabla 3.</b> Campos de petróleo colombianos.....	21
<b>Tabla 4.</b> Principales empresas operadoras y prestadoras de servicio de petróleo en Colombia. .	22
<b>Tabla 5.</b> Descripción y equipo de la prueba de mezclabilidad.....	26
<b>Tabla 6.</b> Descripción y equipo de la prueba de densidad.....	27
<b>Tabla 7.</b> Descripción y equipo de la prueba de perdida de filtrado.....	28
<b>Tabla 8.</b> Descripción y equipo de la prueba de sedimentacion .....	29
<b>Tabla 9.</b> Descripción y equipo de la prueba de tiempo bombeable. ....	30
<b>Tabla 10.</b> Descripción y equipo de la prueba resistencia a la compresion.....	31
<b>Tabla 11.</b> Resultados de la prueba de mezclabilidad. ....	36
<b>Tabla 12.</b> Resultados de la prueba de densidad.....	36
<b>Tabla 13.</b> Resultados de la prueba de perdida de filtrado .....	37
<b>Tabla 14.</b> Resultados de la prueba de sedimentacion.....	38
<b>Tabla 15.</b> Resultados de la prueba de tiempo bombeable .....	38
<b>Tabla 16.</b> Resultados de la prueba resistencia a la compresion .....	40
<b>Tabla 17.</b> Cuadro comparativo.....	40
<b>Tabla 18.</b> Obras y terrenos estimados en la producción del ISOGUARD.....	42
<b>Tabla 19.</b> Materia prima para la producción anual. ....	44
<b>Tabla 20.</b> Requerimiento del personal mano de obra directa.....	45
<b>Tabla 21.</b> Costos operativos mano de obra directa .....	45

<b>Tabla 22.</b> Costos mano de obra indirecta .....	46
<b>Tabla 23.</b> Depreciaciones y amortizaciones.....	47
<b>Tabla 24.</b> Gastos administrativos .....	47
<b>Tabla 25.</b> Costos fijos indirectos anuales.....	48
<b>Tabla 26.</b> Proyeccion flujo de caja.....	49
<b>Tabla 27.</b> Indicadores economicos VPN-TIR .....	50

## Resumen

**Título:** Estudio de prefactibilidad sobre un aditivo de cementación como nueva tecnología implementado en el sector de hidrocarburos, caso de estudio: FDP-C1371-19 - Halliburton Latin America. \*

**Autor:** Jorge Duvan Velasquez Daza. \*\*

**Palabras Clave:** prefactibilidad, pruebas reológicas, pozos, tubería revestimiento, cementación, petróleo, lotes.

### Descripción:

Fundada en 1919, Halliburton Latin America es una destacada multinacional en el sector de gas y petróleo, con especialización en catorce líneas de servicio de productos (PSL). La línea de cementación, centrada en aislar hidráulicamente (tubería de revestimiento) pozos con cemento o en el abandono de pozos, ha sido clave en su diferenciación y expansión global. La adaptación de fluidos de cemento con aditivos, mediante alternativas tecnológicas, es un enfoque distintivo que responde a los requerimientos del cliente. La metodología de la práctica se dividió en tres etapas para cumplir con los objetivos. La primera etapa abordó un estudio de mercadeo y la comprensión del entorno de servicios de cementación en Colombia, con énfasis en los aditivos convencionales. La segunda etapa contrastó datos a través de pruebas reológicas de laboratorio y aplicó las propiedades a una lechada de cementación experimental y al estudio de caso del pozo Castilla Norte 464. Finalmente, se calculó el Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) del FDP-C1371-19 para evaluar su factibilidad económica, este aditivo es la nueva propuesta compañía Halliburton como agente controlador de pérdida en un pozo de cementación petrolero y de esta manera ser una propuesta de captación de clientes.

---

\*Trabajo de grado

\*\*Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Química. Director: Ingeniero

Químico. Ph.D. Fredy Augusto Avellaneda Vargas. Tutor: Ingeniero Químico. Oscar Andres Pacheco Vivas

### Abstract

**Title:** Pre-feasibility study on a cementing additive as a new technology implemented in the hydrocarbon sector, case study: FDP-C1371-19. \*

**Author:** Jorge Duvan Velasquez Daza. \*\*

**Key Words:** pre-feasibility, rheology testing, wells, casing, reservoir, cementing, oil, batch.

**Description:**

Founded in 1919, Halliburton Latin America is a leading multinational in the oil and gas sector, specializing in fourteen product service lines (PSLs). The cementing line, focused on hydraulically isolating (casing) wells with cement or abandoning wells, has been key in its differentiation and global expansion. The tailoring of cement fluids with additives, through technological alternatives, is a distinctive approach that responds to client requirements, The practice methodology was divided into three stages to meet the objectives. The first stage addressed a marketing study and the understanding of the cementing services environment in Colombia, with emphasis on conventional additives. The second stage contrasted data through laboratory rheological tests and applied the properties to an experimental cementing slurry and to the case study of the Castilla Norte 464 well. Finally, the Net Present Value (NPV) and the Internal Rate of Return (IRR) of FDP-C1371-19 were calculated to evaluate its economic feasibility, this additive is the new proposal Halliburton company as a loss control agent in an oil cementing well and thus be a proposal for attracting customers.

---

\*Bachelor Thesis

\*\* Faculty of Physicochemical Engineering. School of Chemical Engineering. Director: Chemical Engineer. Ph.D. Fredy Augusto Avellaneda Vargas. Tutor: Chemical Engineer. Oscar Andres Pacheco Vivas.

## **Introducción**

El proceso de exploración y perforación de pozos petroleros implica estudios geológicos y sísmicos para localizar áreas con potencial de yacimientos de petróleo. Se obtienen permisos gubernamentales antes de perforar un pozo exploratorio para confirmar la presencia de hidrocarburos. (PETROPERU, 2024) Los pozos se perforan en varias secciones con barreras de cemento y tubería de acero para aislar formaciones y evitar problemas de comunicación o contaminación de fluidos. Se realizan pruebas de laboratorio para preparar y cementar cada sección, utilizando diferentes aditivos según el diseño de servicio y estándares de calidad., Generalmente se perforan varias secciones en los pozos (superficie, intermedia y producción). Cada una de las secciones cuenta con mínimo dos barreras (cemento y tubería de acero) para aislar formaciones y evitar problemas de comunicación o contaminación de los fluidos presentes a medida que se profundiza en el pozo. (Diseño de la Perforación de Pozos, s.f., pág. 2004)

Para cementar cada una de las secciones, se mezcla y se bombea cemento a través de la tubería revestimiento hasta posicionarlo en el espacio anular. Este cemento es preparado con diferentes aditivos de acuerdo con el diseño de servicio, siguiendo los estándares de calidad que rigen la compañía y las exigencias del cliente. Previo a la cementación se realizan la solicitud de materiales y pruebas de laboratorio en simultáneo; la solicitud de materiales se hace basado en el diseño del servicio de cementación, que incluye los materiales que se van a utilizar, sus cantidades y los lotes respectivos. En base a esta solicitud se realizan las pruebas reológicas de laboratorio (prueba de mezclabilidad, densidad, tiempo bombeable, entre otras), estas pruebas son representativas y debido a la alta demanda de hidrocarburos en el mundo, la industria petrolera se ha visto en la necesidad de investigar tecnologías para poder incorporar reservas que se encuentran

ubicadas en zonas potenciales de campos en pozos profundos, esto es un gran reto debido a la complejidad que representa el enfrentarse a ambientes severos de presión y temperatura. (HALLIBURTON 100 YEARS, Fenwick Publishing Group Inc., 2018).

En el presente documento se describe la propuesta de un estudio de prefactibilidad para una nueva tecnología en cuanto al aditivo de cementación (FDP-C1371-19) con la finalidad de cumplir con tres objetivos específicos: realizar un estudio de mercado sobre aditivos de cementación mediante fuentes cualitativas referentes a la compañía, Implementar un estudio técnico comparativo de datos obtenidos en pruebas de laboratorio reológicas aplicadas a un fluido de cementación convencional por ultimo evaluar la viabilidad financiera estimada conceptual por medio de las herramientas Valor presente neto (VPN), Tasa interna sobre aditivos de cementación, Halliburton Latin America, es una compañía multinacional proveedora de servicios y productos en el sector de gas y petróleo fundada en 1919, ofrece catorce líneas de servicio distribuidas en dos divisiones:

### ***Perforación y evaluación***

Esta división proporciona modelado de yacimientos y campos, perforación, evaluación y soluciones precisas de ubicación de pozos que ayudan a los clientes a modelar, medir y optimizar las actividades de construcción de pozos. La división consta de las siguientes líneas: control de sólidos (Baroid), proveedor integrado de sistemas de información basados en software (Landmark), Brocas y servicios (Drill Bits and Services), perforación direccionada y horizontal (Sperry Drilling), Testing and Subsea, y servicios de registros y perforación (Wireline and Perforating). (HALLIBURTON 100 YEARS, Fenwick Publishing Group Inc., 2018).

***Completamiento y producción***

Halliburton es líder en completamiento y producción de pozos; la compañía trabaja con sus clientes para identificar sus desafíos y desarrollar soluciones personalizadas que satisfagan sus necesidades ofreciendo una completa gama de soluciones de ingeniería. La división consta de Levantamiento artificial (Artificial Lift), Cementación (Cementing), Multi-chem, Herramientas de completamiento (Completion Tools), Mejoramiento de producción (Production Enhancement), Servicios de oleoductos y procesos (Pipeline and Process Services), Soluciones de producción (Production Solutions) y Gestión de proyectos (Project Management) que respalda a ambas divisiones. (AMADO, 2022)

## **1. Objetivos**

### **1.1 Objetivo General**

Determinar la prefactibilidad de la tecnología FDP-C1371-19, en relación con aditivos convencionales, mediante un estudio estimado conceptual y financiero aplicado al sector de hidrocarburos.

### **1.2 Objetivos Específicos**

Realizar un estudio de mercado sobre aditivos de cementación mediante fuentes cualitativas referentes a la compañía Halliburton Latín América.

Implementar un estudio técnico comparativo mediante pruebas de laboratorio con datos obtenidos de reología y propiedades como mezclabilidad, densidad, pérdida de filtrado, fluido libre, sedimentación, tiempo bombeable y Resistencia a la compresión aplicadas a un fluido de cementación convencional en comparación con la tecnología FDP-C1371-19.

Evaluar la viabilidad financiera por medio de los indicadores, Valor presente neto (VPN), Tasa interna de retorno (TIR), estimado, logrando predecir la rentabilidad económica.

## 2. Marco Conceptual

***Prefactibilidad:*** Los estudios de prefactibilidad son un análisis de la fase inicial de un proyecto y están diseñados para dar a los interesados de la empresa la información básica que necesitan para posibles inversiones, un estudio de prefactibilidad suele ofrecer una visión general de la logística de un proyecto, el objetivo de un estudio de viabilidad es evaluar y proporcionar una base para un diseño y una construcción a profundidad. Además, nos indica si se puede llevarse a cabo de forma técnicamente sólida y económicamente viable. (Carrillo, 2012)

***Pruebas Reológicas:*** La reología es una disciplina científica que se dedica al estudio de deformación y flujo de los fluidos, las pruebas reológicas realizadas en laboratorio estudian las propiedades como el comportamiento de los fluidos sometidos a carga mecánica, la estructura sólida al tener forma definida a través de (pruebas de mezclabilidad, densidad, tiempo bombeable, entre otras). (Ciro, 2006)

***Cementación:*** La cementación de pozos petroleros es el proceso mediante el cual se mezcla una lechada de cemento y agua para bombearla al fondo del pozo a través de la tubería de revestimiento. Esta operación, conocida como cementación primaria, requiere una adecuada planeación para seleccionar los sistemas de cemento y fluidos lavadores y espaciadores (aditivos) que deberán emplearse, para definir las condiciones de desplazamiento de estos sistemas para obtener una buena adherencia entre las fases formación-cemento-tubería y asegurar un sello efectivo que aislé las diferentes capas geológicas y que soporté la tubería. (COMALCALCO, 2020)

**Lote:** Un lote es un conjunto de unidades de un mismo artículo que se agrupan por tener características comunes, por ejemplo, fecha de fabricación y/o caducidad. Cada lote debe tener un código el cual lo diferenciará de otros lotes con diferentes características. (SimpliRoute, 2022).

**Fluido de cementación:** Un fluido de perforación (cementación) o lodo como comúnmente se le llama, puede ser cualquier sustancia o mezcla de sustancias con características físicas y químicas apropiadas como, por ejemplo: aire o gas, agua, petróleo o combinaciones de agua y aceite con determinado porcentaje de sólidos para brindar diferentes propiedades a un pozo petrolero. (Romai.Yran, 2008).

**Reservorio:** Un yacimiento, depósito o reservorio petrolífero, es una acumulación natural de hidrocarburos en el subsuelo, contenidos en rocas porosas o fracturadas (roca almacén). Los hidrocarburos naturales, como el petróleo crudo y el gas natural, son retenidos por formaciones de rocas suprayacentes con baja permeabilidad. (Ecopetrol, 2014).

### ***¿Qué es un estudio técnico comparativo?***

En el estudio técnico comparativo se analizan elementos que tienen que ver con la ingeniería básica del producto y/o proceso que se desea implementar, para ello se tiene que hacer la descripción detallada del mismo con la finalidad de mostrar a través de resultados todos los requerimientos para considerarlo funcional el proyecto. (Lopez, 2008).

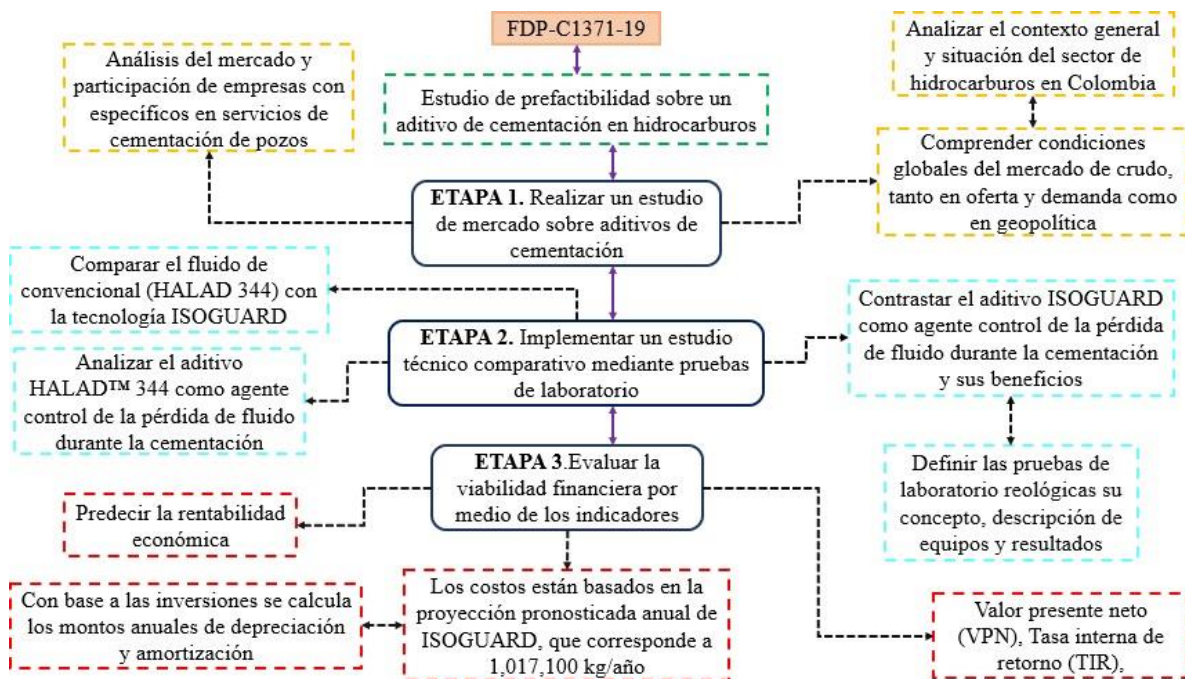
**Viabilidad financiera:** La viabilidad financiera describe si el proyecto es o no viable a nivel de finanzas. En el informe de viabilidad financiera se incluye el análisis de costo/beneficio del proyecto. También se proyecta por medio de las herramientas Valor presente neto (VPN), Tasa interna de retorno (TIR), logrando determinar la rentabilidad económica y estudio de inversión esperado. (Estudio de Viabilidad Financiera, 2021)

### 3. Metodología

La metodología aplicada en el proyecto se dividió en las 3 etapas descritas en la Figura 1.

**Figura 1**

*Descripción metodológica sobre el estudio de prefactibilidad ISOGUARD.*



#### 3.1 Implementar un estudio de mercado sobre aditivos de cementación en pozos petroleros

Para realizar un estudio de mercado en el sector de hidrocarburos en Colombia, específicamente en la cementación de pozos, se requieren analizar algunos componentes como primera instancia se evalúa la demanda actual y proyectada de servicios de cementación, considerando las estadísticas de perforación de pozos y las zonas en exploración y producción y la situación actual de los hidrocarburos en la economía de igual manera identificar a las principales

compañías del mercado, en este caso como Halliburton Latin America y otras empresas internacionales que operan en el país de esta manera comprender la importancia y la función principal de la cementación y la integridad estructural del pozo.

### **3.2 Implementar un estudio técnico comparativo mediante pruebas de laboratorio**

Para implementar un estudio técnico comparativo mediante pruebas de laboratorio, se deben evaluar las propiedades reológicas como mezclabilidad, densidad, pérdida de filtrado, fluido libre, sedimentación, tiempo bombeable y resistencia a la compresión (UCA) de un fluido de cementación convencional en comparación con la tecnología FDP-C1371-19, de la compañía Halliburton Latin America como caso de estudio. Primero, se estudian dos programas de cementación utilizados como propuesta de la compañía con Ecopetrol uno con el fluido convencional y otro con FDP-C1371-19. Se identificará función de cada prueba equipos utilizados y de acuerdo a los resultados se interpretará comparando los datos obtenidos para cada propiedad, evaluando la eficacia del aditivo como nueva tecnología y la optimización del fluido de cementación en términos de rendimiento y sostenibilidad en aplicaciones prácticas.

### **3.3 Evaluar la viabilidad financiera por medio de los indicadores**

Para Evaluar la viabilidad financiera de un proyecto mediante indicadores se deben analizar algunos componentes como la Estimación de Flujo de Caja como Proyectar los ingresos y gastos del proyecto a lo largo de su vida útil. Esto Incluye costos iniciales de inversión, costos operativos, ingresos esperados y cualquier otro gasto relevante.

Seguidamente se procede al Cálculo de VPN para determinar la tasa de descuento adecuada, que refleja el costo de oportunidad del capital y Descontar los flujos de caja proyectados a su valor presente utilizando la fórmula del VPN:

Un VPN positivo indica que el proyecto generará valor adicional, luego Cálculo de la TIR esta es la tasa de descuento que hace que la VPN sea igual a cero, Si la TIR es mayor que la tasa de descuento requerida o el costo de capital, el proyecto se considera viable por último la Interpretación de resultados contrastar si el VPN alta y la TIR son significativamente mayor que la tasa de descuento indican un proyecto financieramente viable y rentable, al finalizar estos cálculos, se obtiene una visión clara de la viabilidad financiera del proyecto, permitiendo tomar decisiones informadas sobre la implementación del mismo.

## **4. Resultados y Análisis**

### **4.1 Estudio de mercado sobre aditivos de cementación**

#### ***4.1.1 Determinación de la Demanda Actual y Futura de Servicios de Cementación en Pozos Petroleros en Colombia y en el Mundo.***

A lo largo de la historia, los hidrocarburos han sido la principal fuente de energía, desde su uso rudimentario hasta su evolución en la era moderna, convirtiéndose en parte esencial de la economía mundial. (Hassan, 2013).

los combustibles fósiles prevalecen sobre otras fuentes energéticas, aunque su participación en la demanda primaria de energía continuará hacia una transformación, en la que se tendrá una matriz energética más diversificada, No obstante, el petróleo seguirá jugando un papel fundamental e imprescindible para el desarrollo de la economía mundial y la colombiana, como se observa en la tabla 1 la producción a nivel nacional de petróleo en comparación con los demás países de Latinoamérica, refleja datos importantes los cuales predicen y caracterizan el comportamiento en la economía del país debido al sector de hidrocarburos. (ACIPET, 2021).

**Tabla 1.***Producción nacional de petróleo.*

No.	País	Prod. Prom. KBD*	%Prod. Region	%Prod. Mundo
1	Venezuela	2.407	26,1%	3,3%
2	Brasil	2.309	25,0%	3,2%
3	México	2.281	24,7%	3,1%
<b>4</b>	<b>Colombia</b>	<b>891</b>	<b>9,7%</b>	<b>1,2%</b>
5	Argentina	536	5,8%	0,7%
6	Ecuador	518	5,6%	0,7%
7	Trinidad y Tobago	81	0,9%	0,1%
8	Perú	60	0,6%	0,1%
9	Chile	4	0,0%	0,0%
10	Otros	130	1,4%	0,2%
	<b>Promedio ALCA</b>	<b>9.216</b>	<b>100,0%</b>	<b>12,6%</b>
	<b>Promedio Mundo</b>	<b>73.122</b>	<b>-</b>	<b>100,0%</b>

*Nota. Adaptado con base en (OPEP, 2020).*

En 2019, las condiciones globales del mercado de crudo, tanto en oferta y demanda como en geopolítica, mantuvieron la cotización del Brent relativamente estable entre 60,0 y 70,0 dólares por barril, con un promedio anual de 64,0 dólares. La demanda de crudo se mantuvo estable y ligeramente creciente, beneficiando al sector petrolero en Colombia. Se observó una reactivación del sector impulsada por políticas del Gobierno Nacional, lideradas por el Ministerio de Minas y Energía y la Agencia Nacional de Hidrocarburos. Además, la actividad exploratoria experimentó un aumento en la perforación de pozos, reflejando un crecimiento sostenido en la producción de petróleo a lo largo de 2019. (CAMPETROL, 2020).

Es crucial para el país mantener la inversión en la industria petrolera, ya que ha sido un motor importante para la economía nacional. Este sector no solo contribuye significativamente a las finanzas del Estado, sino que también aporta entre un 33,0 % y 55,0 % anual a las exportaciones totales del país en la última década. Además, desempeña un papel fundamental en la estrategia de

desarrollo al proporcionar recursos fiscales y regalías al gobierno a nivel nacional, regional y local, garantizando así la autosuficiencia y seguridad energética del país. (Obtenido de Banco de la República, Subgerencia de Política Monetaria e Información Económica - Balanza de Pagos, 2022).

#### 4.1.2 Producto interno bruto – PIB

A nivel departamental, sobresalen Meta y Casanare como los territorios con mayor actividad en explotación de minas y canteras dentro de su PIB durante la última década, siendo, además los que mayor producción de crudo generan en el país, Sin embargo, el promedio de producción durante 2015-2018 se redujo en casi 20 puntos porcentuales en comparación al nivel obtenido en 2010-2014, como efecto de la caída de los precios internacionales (DANE, 2005-2018) en la tabla 2 se refleja el aporte de cada departamento al PIB durante diferentes periodos.

**Tabla 2.**

*Producto interno bruto – PIB.*


Departamento	PIB 2010-2014		PIB 2015-2018	
	%promedio	\$ promedio	%promedio	\$ promedio
Meta	66,40%	23.918	48,06%	16.683
Casanare	63,77%	9.515	44,04%	6.686
Arauca	61,14%	3.450	33,97%	1.932
Putumayo	55,93%	2.165	33,33%	1.399
La Guajira	54,30%	4.332	43,02%	4.387
Cesar	42,69%	5.563	40,31%	7.036
Chocó	37,75%	1.252	20,85%	902
Huila	17,62%	2.025	6,07%	1.130
Boyacá	15,51%	2.796	8,18%	2.149
Tolima	11,45%	1.610	3,36%	839
Guainía	10,75%	25	8,72%	28
Santander	7,53%	3.083	4,00%	2.462
<b>Total, Nacional*</b>	<b>10,0%</b>	<b>65.965</b>	<b>5,8%</b>	<b>51.949</b>

*Nota. Adaptado de (DANE, 2005-2018).*

Colombia cuenta con un potencial petrolífero estimado en más de “37 mil millones de barriles de petróleo equivalente, distribuidos en 18 cuencas sedimentarias que abarcan un área de 1.036.400 Kms<sup>2</sup> en todo el territorio nacional” (ANH, Agencia nacional de hidrocarburos, 2020); además, cuenta con disponibilidad del 89,0% de esa área sedimentaria para realizar procesos de exploración y explotación de petróleo y gas natural en la siguiente tabla se dimensiona algunos de los principales campos y cuencas petroleras del país.

**Tabla 3.**

*Campos de petróleo colombianos.*

Departamentos por Cuenca	Cuenca Sedimentaria	C. CRUDO		C. GAS	
	Caguán – Putumayo	25	7,0%	0	0,0%
	Catatumbo	4	1,1%	3	3,0%
	Guajira	0	0,0%	2	2,0%
	Llanos Orientales	219	61,5%	27	26,7%
	Valle Inferior del Magdalena	13	3,7%	9	8,9%
	Valle Medio del Magdalena	48	13,5%	39	38,6%
	Valle Superior del Magdalena	47	13,2%	21	20,8%
<b>Total, Nacional 2018</b>		<b>356</b>	<b>100 %</b>	<b>101</b>	

*Nota. Adaptado de (Caracterización sector petróleo con base en (ANH, Agencia Nacional de Hidrocarburos , 2018 )*

**4.1.3 Análisis del mercado y participación de empresas con específicos en servicios de cementación de pozos.**

Las empresas del sector del petróleo y gas son de gran importancia para el país, ya que impulsan el crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB) y el flujo de inversión extranjera directa (IED) que representa ingresos y encadenamientos productivos para toda la economía colombiana, las principales empresas con operación petrolera en el país, se encuentran clasificadas en tres grupos (Ver ilustración #12) de acuerdo al tipo de operaciones que realizan. Actualmente, Ecopetrol S.A. es la empresa más grande del país y la principal compañía petrolera en Colombia y de igual grandes compañías que operan en diferentes países tienen campo de acción de las cuales se observa en la siguiente tabla 4. (ECOPETROL, 2023).

**Tabla 4.**

*Principales empresas operadoras y prestadoras de servicio de petróleo en Colombia.*

Oil and Gas Convencional	Oil and Gas Off Shore	Oil and Gas No Convencionales

*Nota. Adaptado de (caracterización del petróleo con base en (EITI, 2020)).*

Las compañías internacionales ofrecen servicios de cementación de pozos, un proceso crucial en la fase inicial de un yacimiento petrolífero. Destacan empresas como Halliburton Company, Schlumberger Ltd., CJ Services Inc., Trican Well Services y Baker Hughes Company, entre otras, en este mercado específico. Se prevé que el sector de servicios de cementación de pozos experimente un crecimiento superior al 3.55% durante el período de pronóstico de 2024 a 2029. (INTELLIGENCE, 2024-2029).

## **4.2 Estudio técnico comparativo mediante pruebas de laboratorio**

### ***4.2.1 Programa de cementación con aditivo convencional caso de estudio: HALAD 344 (Control de pérdida de filtrado) en ECOPETROL SA***

En el municipio de Acacías, departamento de Meta, ECOPETROL SA llevó a cabo un proyecto de cementación de pozo utilizando el taladro Nabors PX-45 en el pozo Akacias-134. El trabajo específico realizado fue la cementación del Liner de producción de 7 pulgadas. La cementación de un pozo es un proceso en la industria petrolera, que implica la inyección de cemento en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y las paredes del pozo perforado. Este procedimiento es esencial para asegurar la integridad estructural del pozo, prevenir la migración de fluidos entre diferentes formaciones geológicas y proporcionar una barrera efectiva contra el colapso de la formación. La correcta ejecución de la cementación es muy importante para la optimización en las operaciones de producción y para garantizar la seguridad y eficiencia del pozo. (HALLIBURTON, Programa de Cementación Liner de Producción de 7", Akacias 134, 2023).

#### ***4.2.2 Descripción del fluido: HALAD™ 344***

El aditivo en estudio en este programa fue HALAD™ 344, es un aditivo convencional que su función principal es mantener las propiedades deseadas de la lechada de cemento en el fondo del pozo y evitar fenómenos operativos no deseados. Es uno de los aditivos más importantes ya que si no se controla la pérdida de fluido puede provocar tiempos de espesamiento reducidos, problemas de gestión de la presión, escasa eficacia de colocación y formación de puentes anulares.

#### ***4.2.3 Resultados pruebas de laboratorio (IFacts) mezclabilidad, densidad, perdida de filtrado, sedimentación, tiempo bombeable y UCA***

En los siguientes resultados se reflejan los valores asignados y obtenidos mediante el programa de cementación utilizado por la compañía. Este programa, denominado IFacts, proporciona los requerimientos del pozo y las condiciones necesarias para llevar a cabo el trabajo, además de contener información adicional relevante, como datos del pozo, detalles del fluido, información del cliente y datos del ingeniero responsable de la operación. Como se observa en la figura 3, se ha analizado el aditivo convencional en estudio, HALAD 344, para interpretar los resultados en relación con el fluido de cementación deseado.

**Figura 2**

Resultados pruebas de laboratorio (IFacts) mezclabilidad, densidad, perdida de filtrado, sedimentación, tiempo bombeable y UCA.

**HALLIBURTON**

Colombia, Bogota

Lab Results- Primary


Job Information									
Request/Slurry	2792679/5	Rig Name	Nabors PX 45	Date	27/MAR/2023				
Submitted By	Oscar Pacheco	Job Type	Production Liner	Bulk Plant	Base Villavicencio				
Customer	Ecopetrol	Location	Los llanos	Well	AKACIAS 134				
Well Information									
Casing/Liner Size	7 in	Depth MD	9128 ft	BHST	74°C / 166°F				
Hole Size	8.5 in	Depth TVD	9086 ft	BHCT	56°C / 132°F				
Pressure	4630 psi								
Drilling Fluid Information									
Mud Supplier Name	Baroid	Mud Trade Name		Density	8.7 lbm/gal				
Cement Information - Primary Design									
Conc	UOM	Cement/Additive	MP	Sample Type	Sample Date	Lot No.	Cement Properties		
		<b>ElastiCem Expansive System</b>		Bulk Blend	05.03.23	2301	Slurry Density	16.4	lbm/gal
3.85	gal/sack	Field (Fresh) Water		Chemicals	29.03.23	pH 6	Slurry Yield	1.11	ft <sup>3</sup> /sack
0.03	gps	D-Air 3000L	PH	Chemicals	21.11.22	112458	Water Requirement	3.85	gal/sack
		Latex 4000	PH	Chemicals	23.03.23	2301061855	Total Mix Fluid	4.6	gal/sack
0.2	% BWOC	CFR-3 (PB)	PH	Chemicals	24.10.22	LT 200163			
0.5	% BWOC	HALAD-413 (PB)	PH	Chemicals	19.03.23	222959	Water Source	Field (Fresh) Water	
0.1	% BWOC	HALAD-344 (PB)	PH	Chemicals	18.01.23	220608			
0.7	% BWOC	HR-5	PH	Chemicals	05.12.22	8210162	Water Chloride	0	ppm
		Microbond M	PB	Chemicals	03.02.23	9240821			

Nota. Imagen Adaptado de resultados de pruebas de laboratorio para el pozo Akacias 134.

#### 4.2.4 Mezclabilidad

**Tabla 5.**

*Descripción y equipo de la prueba de mezclabilidad.*

Descripción	Equipo	
Vórtice 18 mm a 12,000 rpm <ul style="list-style-type: none"> <li>•Sólidos añadidos en 1min.</li> <li>•Mezcla no homogénea</li> <li>•Puede que necesite ayuda con la espátula para mezclar.</li> </ul>		
<b>Resultados pruebas de laboratorio (Akacias-134) Liner P. 7”</b>		
<b>Mixability (0 - 5) - 0 is not mixable, Request Test ID:39657320</b> <span style="float: right;"><b>29/MAR/2023</b></span>		
<b>Mixability rating (0 - 5)</b> 4	<b>Avg rpm mixing under load (~12,000)</b> 12000	<b>Blend addition time (sec) @ 4,000 RPM</b> 38

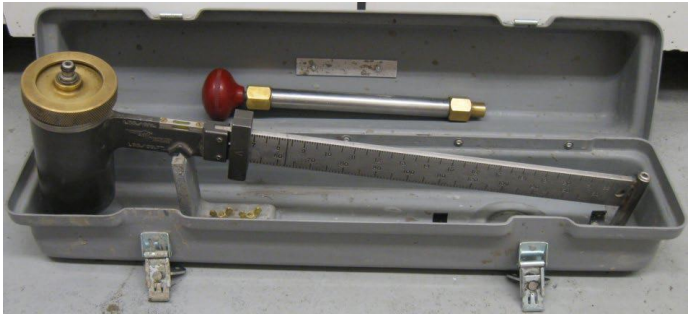
*Nota. Adaptado de resultados de prueba de laboratorio de mezclabilidad para el pozo Akacias 134 de la compañía Halliburton Latín America.*

En los resultados de la prueba de mezclabilidad, se obtuvo que el vórtice de 18 mm a 12.000 rpm con los sólidos añadidos en 1 minuto resultó en una mezcla no homogénea. Es posible que se necesite ayuda con la espátula para lograr una mezcla adecuada. Estos valores indican que, aunque la mezcla inicial no fue completamente homogénea, la tasa de mezclabilidad alcanzada sugiere que el fluido convencional se encuentra en óptimas condiciones de trabajo.

#### 4.2.5 Densidad

**Tabla 6.**

*Descripción y equipo de la prueba de densidad.*

Descripción	Equipo
<p>Se utiliza una balanza presurizada y en esta elimina el efecto de burbujas de aire en la lechada, es una medida representativa de la densidad en pozo, Permite realizar la comparación de densidad entre piloto y blend.</p>	

#### Resultados pruebas de laboratorio (Akacias-134) Liner P. 7"

##### Drilling Fluid Information

Mud Supplier Name	Baroid	Mud Trade Name	Density	8.7 lbm/gal
-------------------	--------	----------------	---------	-------------

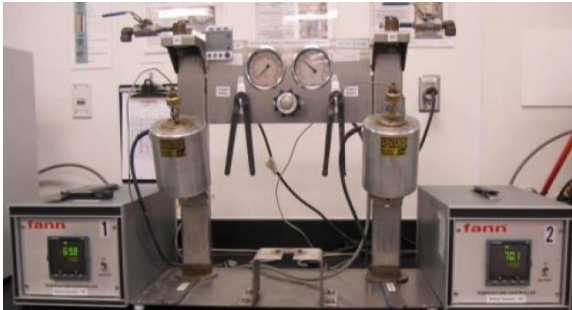
*Nota. Adaptado de resultados de prueba de laboratorio de densidad para el pozo Akacias 134 de la compañía Halliburton Latín America.*

En el caso de la densidad, se obtuvo como resultado que el valor de 8.7 lbm/gal no afecta negativamente según los requerimientos del cliente. Este valor asegura que la lechada principal o fluido de cementación primario se encuentra en óptimas condiciones para operar, cumpliendo con los estándares necesarios para una cementación efectiva y segura del pozo

#### 4.2.6 *Perdida de filtrado*

**Tabla 7.**

*Descripción y equipo de la prueba de perdida de filtrado.*

Descripción	Equipo
<p>Simula pérdida de filtrado hacia la formación, Si el cemento se deshidrata se presentan problemas como Disminución de movilidad, Empaquetamiento anular, Fraguado temprano, Daño a la formación y Reducción en la presión hidrostática.</p>	

Resultados pruebas de laboratorio (Akacias-134) Liner P. 7"					
API Fluid Loss, Request Test ID:39657323					29/MAR/2023
Test Temp (degF)	Test Pressure (psi)	Test Time (min)	API FL (cc/30 min)	Meas. Vol.	Conditioning time (min)
132	1000	30	30	15	30

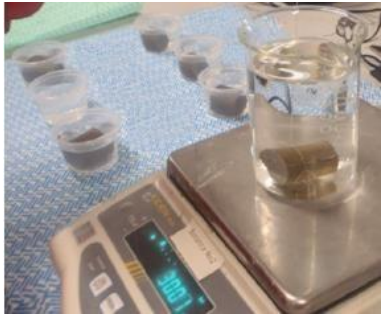
*Nota. Adaptado de resultados de prueba de laboratorio de perdida de fluido para el pozo Akacias 134 de la compañía Halliburton Latín America.*

En los resultados de la prueba de pérdida de filtrado, se simuló la pérdida hacia la formación, obteniéndose un valor de 30 cc/30min con un tiempo de prueba constante y una presión de 1000 psi a una profundidad del pozo de 7645 pies, este resultado indica que el cemento no presenta problemas de movilidad o daños a la formación lo cual indica que la lechada principal está en condiciones óptimas de operación.

#### 4.2.7 Sedimentación

**Tabla 8.**

*Descripción y equipo de la prueba de sedimentación.*

Descripción	Equipo
<p>Evalúa la estabilidad de la lechada en condiciones estáticas, la lechada puede experimentar sedimentación de partículas, Se realiza a través de la medición de densidades.</p>	

#### Resultados pruebas de laboratorio (Akacias-134) Liner P. 7"

Non-API Rheology, Request Test ID:39657321

29/MAR/2023

Test temp (degF)	300	200	100	60	30	6	3
80	196	135	75	47	25	8	5


*Nota. Adaptado de resultados de prueba de laboratorio de Sedimentación para el pozo Akacias 134 de la compañía Halliburton Latín America.*

En la prueba de estabilidad de la lechada en condiciones estáticas, se obtuvo como resultado que la lechada no experimentó sedimentación de partículas. La medición de densidades a una temperatura constante demostró que no se observaron variaciones en el fluido de cementación, indicando que la lechada mantiene su homogeneidad y estabilidad.

**4.2.8 Tiempo bombeable**

**Tabla 9.**

*Descripción y equipo de la prueba de tiempo bombeable.*

Descripción	Equipo
<p>Determina el tiempo en el cual la lechada permanece bombeable bajo condiciones simuladas del pozo, Se utiliza el equipo FANN M290.</p>	

Resultados pruebas de laboratorio (Akacias-134) Liner P. 7”				
Thickening Time - ON-OFF-ON, Request Test ID:39657325				29/MAR/2023
Test Temp (degF)	Pressure (psi)	Batch Mix (min)	50 Bc (hh: min)	70 Bc (hh:min)
132	5630	60	6:56	7:05
<div style="border: 1px solid black; width: 100%; height: 100%;"></div>				


*Nota. Adaptado de resultados de prueba de laboratorio de tiempo bombeable para el pozo Akacias 134 de la compañía Halliburton Latín America.*

El tiempo en el cual la lechada permanece bombeable bajo condiciones simuladas del pozo fue de 6:56 horas, con una presión constante de 4600 psi y una temperatura que oscila entre 80 y 140 grados Fahrenheit. Este resultado indica un rango operativo óptimo para iniciar con el proceso de cementación del pozo, asegurando que la lechada mantenga su capacidad de ser bombeada de manera eficiente y segura durante el tiempo necesario para completar la operación.

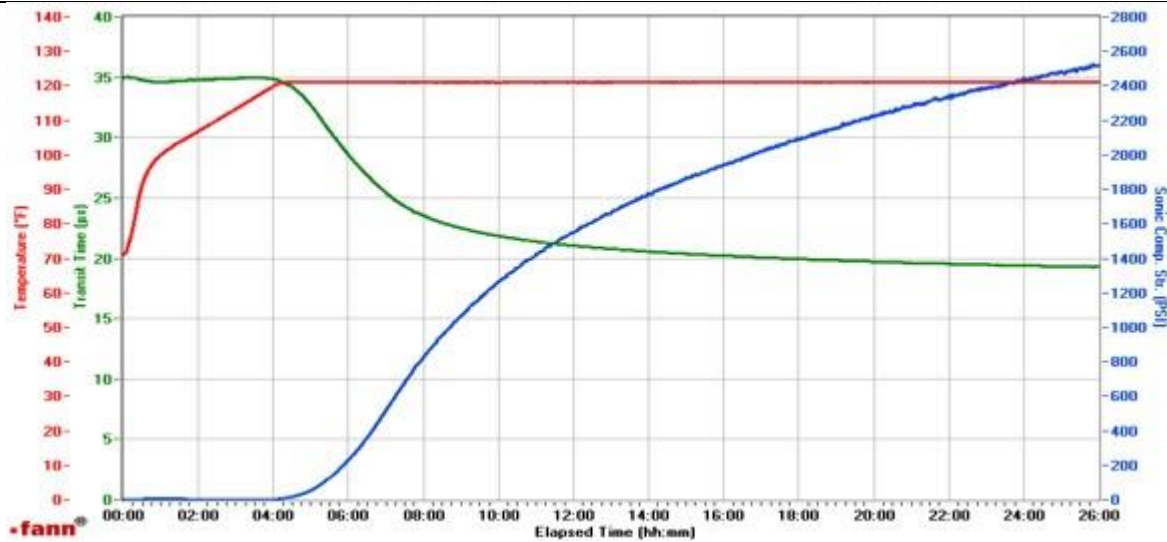
**4.2.9 Resistencia a la compresión**

**Tabla 10.**

*Descripción y equipo de la prueba (Resistencia a la compresión).*

Descripción	Equipo
Determina la resistencia a la compresión y establece el WOC de la lechada.	

Resultados pruebas de laboratorio (Akacias-134) Liner P. 7”								
UCA Comp. Strength, Request Test ID:38739114								29/MAR/2023
End Temp (degF)	Pressure (psi)	50 psi (hh:mm)	500 psi (hh:mm)	1000 psi(hh:mm)	8hr CS (psi)	12 hr CS (psi)	16 hr CS (psi)	24 hr CS (psi)
121	3000	4:58	6:56	8:43	824	1546	1941	2440



*Nota. Adaptado de resultados de prueba de laboratorio UCA para el pozo Akacias 134 de la compañía Halliburton Latín America.*

El resultado de la prueba que determina la resistencia a la compresión de la lechada, con una temperatura que oscila entre 70 y 120 grados Fahrenheit, mostró que su presión máxima después de 24 horas fue de 2440 psi. De esta manera, se adecua a los requerimientos del cliente para la operación de cementación del pozo, cumpliendo con los estándares de seguridad necesarios para asegurar la integridad y efectividad del proceso.

### ***Programa de cementación con la nueva tecnología caso de estudio: ISOGUARD***

#### ***Características y tipo de trabajo***

En el proyecto de cementación realizado en el pozo Castilla Norte 464, ubicado en Acacias, Meta, se llevó con el taladro Nabors PX-38. El trabajo implicó la cementación del casing intermedio de 7", esta fase garantiza la estabilidad y seguridad del pozo durante su operación.

El pozo fue perforado utilizando una broca de 8 ¾" hasta alcanzar una profundidad de 7710 ft MD (6960 ft TVD), con una inclinación final de 25° y empleando lodo de 12.0 ppg. La sección perforada se revestió con casing de 7", y posteriormente se realizó el trabajo de cementación. Este proceso incluyó el uso de una cabeza rotatoria, collar flotador convencional, juego de tapones Bottom/Top HWE, y un zapato flotador rimador.

El diseño de la cementación contempló el bombeo de dos tipos de lechadas: la Lechada Tail Antimigratoria de 16.4 ppg, que cubrió hasta 500 ft con un exceso del 50%, y la Lechada Lead Antimigratoria de 13.2 ppg con tope a 100 ft, con un exceso del 110%. Además, se utilizaron diversos aditivos en los Preflujos, como lavador químico, controladores de pérdida de filtrado, espaciador mecánico, retardantes y Viscosificantes (Mud Flush III, Clean Spacer, D-Air 3000L, Isoguard, y HR-5), para asegurar una limpieza eficiente del pozo y una mejor adhesión del cemento. (HALLIBURTON, Programa de cementacion Casing intermedio de 7" - Castilla Norte 464, 2023).

#### ***4.2.10 Descripción del fluido Isoguard™ (FDP-C1371-19)***

El aditivo para cemento IsoGuard™ trabaja para mitigar el flujo anular a través del cemento no fraguado impartiendo un excelente control de pérdida de fluido y acortando el tiempo de transición de la lechada de cemento, el aditivo FDP-C1371-19 proporciona control de pérdida de fluido en aplicaciones de hasta 250°F y es especialmente eficiente en un rango de temperatura más bajo (70°-90°F), las concentraciones requeridas oscila entre el 0,1% y el 2,0% en función de la temperatura de aplicación y las propiedades deseadas adjunto en los anexos se encuentra la ficha técnica, IsoGuard es compatible con la mayoría de los aditivos y sistemas de cemento, y tiene una

amplia gama de usos, desde aplicaciones de cementación primaria hasta de remediación (HALLIBURTON, CMT - IsoGuard™ Cement Additive, 2021).

#### ***4.2.11 Reporte de pruebas de laboratorio (IFacts) mezclabilidad, densidad, pérdida de filtrado, sedimentación, tiempo bombeable y UCA***

En esta sección se identifican los estándares aplicables al diseño de sistemas de fluidos, con el objetivo de entender su aplicación en el sistema iFacts (HALLIBURTON, Cementing Laboratory, 2020). Este sistema se utiliza para solicitar, monitorear, revisar, aprobar y completar pruebas de laboratorio. Los resultados obtenidos mediante el programa de cementación iFacts reflejan los valores asignados y obtenidos. Este programa proporciona los requerimientos del pozo y las condiciones necesarias para llevar a cabo el trabajo, además de incluir información adicional relevante, como datos del pozo, detalles del fluido, información del cliente y datos del ingeniero responsable de la operación. Como se observa en la figura #, se ha analizado la nueva tecnología de ISOGUARD para interpretar los resultados en relación con el fluido de cementación deseado

**Figura 3.**

*Resultados pruebas de laboratorio (IFacts) mezclabilidad, densidad, perdida de filtrado, sedimentación, tiempo bombeable y resistencia a la compresión.*

**HALLIBURTON**

Colombia, Bogota

Lab Results- Lead

Job Information									
Request/Slurry	2810392/1	Rig Name	PX 38	Date	22/JUL/2023				
Submitted By	Wilmer Arrieta	Job Type	Intermediate Casing	Bulk Plant	Base Villavicencio				
Customer	Ecopetrol	Location	Los llanos	Well	Castilla Norte 464				
Well Information									
Casing/Liner Size	7 in	Depth MD	7486 ft	BHST	71°C / 160°F				
Hole Size	8.75 in	Depth TVD	6933 ft	BHCT	51°C / 123°F				
Pressure	4823 psi								
Drilling Fluid Information									
Mud Supplier Name	Baker Hughes Drilling Fluids	Mud Trade Name		Density	12 lbm/gal				
Cement Information - Lead Design									
Conc	UOM	Cement/Additive	MP	Sample Type	Sample Date	Lot No.	Cement Properties		
100	% BWOC	Holcim Premium G				2304	Slurry Density	16.4	lbm/gal
4.32	gal/sack	Field (Fresh) Water					Slurry Yield	1.07	ft <sup>3</sup> /sack
0.012	gps	D-Air 3000L	PH	Chemicals	08.04.23	130055	Water Requirement	4.32	gal/sack
0.58	% BWOC	Isoguard	PH	Chemicals	05.07.23	81X03	Total Mix Fluid	4.4	gal/sack
0.24	% BWOC	HR-5	PH	Chemicals	05.04.23	8220050			
							Water Source	Field (Fresh) Water	
							Water Chloride	N/A	

[2]

*Nota. Imagen Adaptado de resultados de pruebas de laboratorio para el pozo Castilla Norte 464 de la compañía Halliburton Latin America.*

#### 4.2.12 Mezclabilidad

**Tabla 11.**

*Resultados de la prueba de mezclabilidad.*

<b>Resultados pruebas de laboratorio (Castilla Norte 464) Cementación Casing P. 7”</b>		
<b>Mixability (0 - 5) - 0 is not mixable, Request Test ID:39911016</b>		<b>24/JUL/2023</b>
Mixability rating (0 - 5)	Avg rpm mixing under load (~12,000)	Blend addition time (sec) @ 4,000 RPM
4	12000	35

*Nota. Adaptado de resultados de prueba de laboratorio de mezclabilidad para el pozo Castilla Norte 464 de la compañía Halliburton Latín America.*

En los resultados de la prueba de mezclabilidad, se obtuvo que el vórtice de 21 mm a 12.000 rpm con los sólidos añadidos en 30 segundos resultó en una mezcla homogénea, sin necesidad de ayuda con la espátula para lograr una mezcla adecuada. Estos valores indican que la tasa de mezclabilidad alcanzada sugiere que el fluido no convencional se encuentra en óptimas condiciones de trabajo, presentando una mejor fluidez que el aditivo HALAD 344.

#### 4.2.13 Densidad

**Tabla 12.**

*Resultados de la prueba de densidad.*

<b>Resultados pruebas de laboratorio (Castilla Norte 464) Cementación Casing P. 7”</b>				
<b>Drilling Fluid Information</b>				
Mud Supplier Name	Baker Hughes Drilling Fluids	Mud Trade Name	Density	12 lbm/gal

*Nota. Adaptado de resultados de prueba de laboratorio de densidad para el pozo Castilla Norte 464 de la compañía Halliburton Latín America.*

En el caso de la densidad, se obtuvo como resultado que el valor de 12 lbm/gal no afecta negativamente según los requerimientos del cliente. Este valor asegura que la lechada principal o fluido de cementación primario se encuentra en óptimas condiciones para operar, cumpliendo con los estándares necesarios para una cementación efectiva y segura del pozo.

#### 4.2.14 *Perdida de filtrado*

**Tabla 13.**

*Resultados de la prueba de perdida de filtrado*

<b>Resultados pruebas de laboratorio (Castilla Norte 464) Cementación Casing P. 7”</b>						
<b>API Fluid Loss, Request Test ID:39911019</b>						<b>24/JUL/2023</b>
<b>Test Temp (degF)</b>	<b>Test Pressure (psi)</b>	<b>Test Time (min)</b>	<b>API FL (cc/30 min)</b>	<b>Meas. Vol.</b>	<b>Conditioning time (min)</b>	<b>Conditioning Temp (degF)</b>
123	1000	30	50	25	30	123

*Nota. Adaptado de resultados de prueba de laboratorio de perdida de filtrado para el pozo Castilla Norte 464 de la compañía Halliburton Latín America.*

En los resultados de la prueba de pérdida de filtrado, se simuló la pérdida hacia la formación, obteniéndose un valor de 30 cc/30min con un tiempo de prueba constante y una presión de 1000 psi a una profundidad del pozo de 6933 pies, este resultado indica que el cemento no presenta problemas de movilidad o daños a la formación lo cual indica que la lechada principal está en condiciones óptimas de operación.

#### 4.2.15 Sedimentación

**Tabla 14.**

*Resultados de la prueba de sedimentación.*

<b>Resultados pruebas de laboratorio (Castilla Norte 464) Cementación Casing P. 7"</b>									
<b>Non-API Rheology, Request Test ID:39911017</b>									<b>24/JUL/2023</b>
<b>Test temp (degF)</b>	<b>Test pressure (psi)</b>	<b>300</b>	<b>200</b>	<b>100</b>	<b>60</b>	<b>30</b>	<b>6</b>	<b>3</b>	<b>Cond. Time (min)</b>
80	14	176	119	64	40	22	7	5	0

*Nota. Adaptado de resultados de prueba de laboratorio de sedimentación para el pozo Castilla Norte 464 de la compañía Halliburton Latín America.*

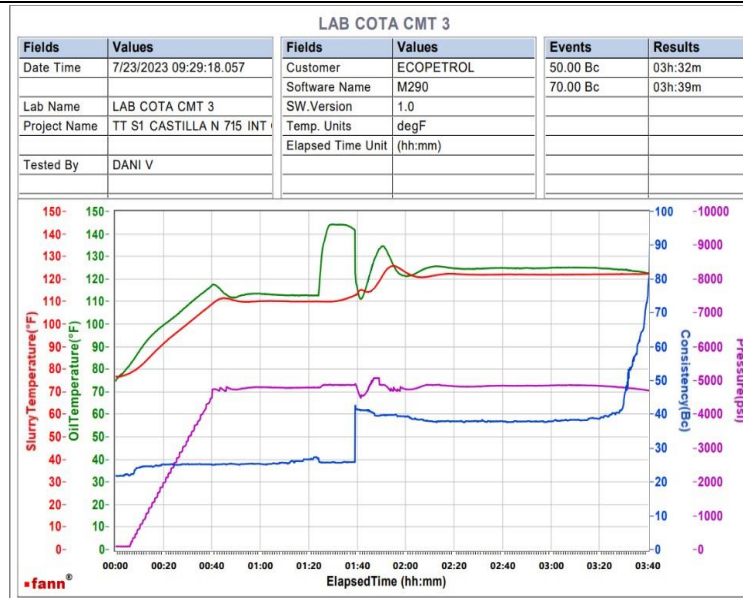
En la prueba de estabilidad de la lechada en condiciones estáticas, se obtuvo como resultado que la lechada no experimentó sedimentación de partículas. La medición de densidades a una temperatura constante de 80 Fahrenheit, demostró que no se observaron variaciones en el fluido de cementación, indicando que la lechada mantiene su homogeneidad y estabilidad.

#### 4.2.16 Tiempo bombeable

**Tabla 15.**

*Resultados de la prueba de tiempo bombeable.*

<b>Resultados pruebas de laboratorio (Castilla Norte 464) Cementación Casing P. 7"</b>				
<b>Thickening Time, Request Test ID:39911021</b>				<b>25/JUL/2023</b>
<b>Temp (degF)</b>	<b>Pressure (psi)</b>	<b>Batch Mix (min)</b>	<b>50 Bc (hh:mm)</b>	<b>70 Bc (hh:mm)</b>
123	4823	0	03:32	03:39



*Nota. Adaptado de resultados de prueba de laboratorio de tiempo bombeable para el pozo Castilla Norte 464 de la compañía Halliburton Latín America.*

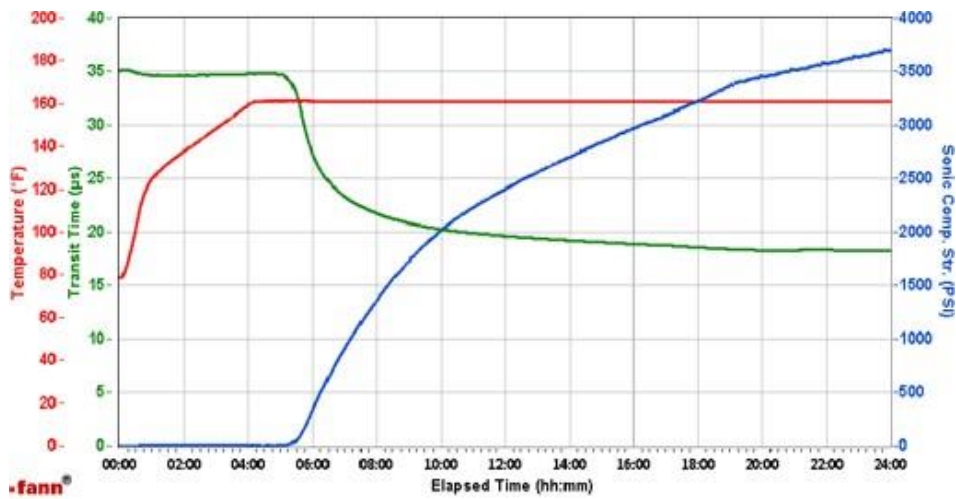
El tiempo en el cual la lechada permanece bombeable bajo condiciones simuladas del pozo fue de 3:39 horas, con una presión constante de 4823 psi y una temperatura que oscila entre 75 y 148 grados Fahrenheit. Este resultado indica un rango operativo óptimo para iniciar con el proceso de cementación del pozo, asegurando que la lechada mantenga su capacidad de ser bombeada de manera eficiente y segura durante el tiempo necesario para completar la operación.

**4.2.17 Resistencia a la compresión**

**Tabla 16.**

*Resultados de la prueba Resistencia a la compresión.*

<b>Resultados pruebas de laboratorio (Castilla Norte 464) Cementación Casing P. 7”</b>									
<b>UCA Comp. Strength, Request Test ID:39911022</b>								<b>25/JUL/2023</b>	
End Temp (degF)	Pressure (psi)	50 psi (hh:mm)	100 psi (hh:mm)	500 psi (hh:mm)	1000 psi(hh:mm)	12 hr CS (psi)	24 hr CS (psi)	End CS (psi)	End Time (hrs)
160	3000	05:30	05:38	06:16	07:11	2404.21	3623.87	3623.87	24



*Nota. Adaptado de resultados de prueba de laboratorio UCA para el pozo Castilla Norte 464 de la compañía Halliburton Latín America.*

El resultado de la prueba que determina la resistencia a la compresión de la lechada, con una temperatura que oscila entre 80 y 160 grados Fahrenheit, mostró que su presión máxima después de 24 horas fue de 3600 psi. De esta manera, se adecua a los requerimientos del cliente para la operación de cementación del pozo, cumpliendo con los estándares de seguridad necesarios para asegurar la integridad y efectividad del proceso.

#### 4.2.18 Cuadro comparativo

**Tabla 17.**

*Resultados de las pruebas con el aditivo halad 344 y Isoguard.*

Pozo Akacias 134		Pozo Castilla Norte 464	
Prueba (HALAD 344)	Resultado	Prueba (Isoguard) FDP-C1381-19	Resultado
Mezclabilidad	4 -38 seg	Mezclabilidad	4 – 35 seg
Densidad	8.7 lbm/gal	Densidad	12 lbm/gal
Perdida de filtrado	30 cc/30min	Perdida de filtrado	50 cc/30min
Fluido Libre	0 %	Fluido Libre	0 %
Tiempo Bombeable	6:56 - 50BC	Tiempo Bombeable	3:39 – 50BC
Sedimentación	300 - 196	Sedimentación	300 - 176
Resistencia a la compresión	1000 psi – 8:43min	Resistencia a la compresión	1000 psi – 7:11min

*Nota. Adaptado de resultados de prueba de laboratorio de la compañía Halliburton Latín America.*

El aditivo Isoguard FDP-C1381-19 supera a HALAD 344 en varios aspectos. En la prueba de mezclabilidad, Isoguard logra una mezcla homogénea en menos tiempo (35 segundos) sin necesidad de ayuda adicional, lo que indica una mayor eficiencia en el proceso de mezcla. Aunque Isoguard tiene una mayor densidad (12 lbm/gal) y pérdida de filtrado (50 cc/30 min), ambos valores son manejables y no presentan problemas significativos de movilidad o daño a la formación. Además, Isoguard ofrece un tiempo bombeable significativamente menor (3:39 hh: min) y una resistencia a la compresión alcanzada en menos tiempo (7:11), lo que puede generar operaciones de cementación más rápidas y eficientes. La estabilidad en condiciones estáticas

también es mejor con Isoguard, mostrando menor sedimentación. En conjunto, estas mejoras hacen de Isoguard una opción como nueva tecnología superior para la cementación en pozos petroleros, optimizando tanto el tiempo como los recursos.

### 4.3 Análisis conceptual estimado de costos

Para realizar un estudio económico, se utiliza una metodología estructurada que incluye el análisis del entorno macroeconómico y sectorial. Se cuantifican los costos directos e indirectos. Se proyectan los ingresos esperados en un flujo de caja y se realiza una evaluación financiera mediante indicadores clave como el Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). Finalmente, se interpretan los resultados y se presentan conclusiones y recomendaciones, asegurando así una evaluación integral y fundamentada de la viabilidad económica del proyecto. (Rojas, 2013)

Los costos están basados en la proyección pronosticada anual de FDP-C1371-19, que corresponde a 1,017,100 kg/año (HALLIBURTON, SAP - CMT, 2024)

#### 4.3.1 Inversiones

**Tabla 18.**

*Obras y terrenos estimados en la producción del ISOGUARD.*

<b>Unidad</b>	<b>Área (m<sup>2</sup>)</b>
Oficinas	720
Zona de almacenamiento	1200
Baños	100
Zona de descargue y cargue	500
Parqueadero	350
Zona de control	600
Vistieres	300

Área Construida total	3770
<b>Costo total de construcción</b>	<b>\$850.000.000</b>

En la viabilidad financiera para la producción del aditivo de cementación ISOGUARD, se estima que el valor asignado a obras y terrenos es fundamental para determinar la viabilidad incluyen los costos de adquisición y acondicionamiento de los terrenos necesarios para las operaciones, así como la construcción de las infraestructuras básicas. Se calcula que estos costos constituyen una parte significativa de la inversión inicial, lo cual es crucial para asegurar que el proyecto cumpla con los estándares operativos y regulatorios, garantizando así una base sólida para las actividades de producción y las operaciones a largo plazo.

#### ***4.3.2 Costos de operación***

Los costos de distribución de FDP-C1371-19 estimados corresponden a la cementación de los pozos proyectados y se evalúan anualmente.

#### ***4.3.3 Costos directos***

Dentro de los costos directos se tienen en cuenta los costos de importación de la materia prima y los costos de mano de obra directa.

#### ***4.3.4 Materia prima***

En la siguiente tabla 19 se presenta el costo de materia prima correspondiente a la cantidad requerida para un año de operación, sin incluir el transporte.

**Tabla 19.**

*Materia prima para la producción anual.*

<b>Materia prima</b>	<b>Valor</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Total</b>
FDP-C1371-19 (IsoGuard)	\$ 11149.14 Lb	1.017100 lb	\$ 2.500.000.000
<b>Total</b>		<b>\$ 2.500.000.000</b>	

El valor estimado en la producción de materia prima anual para el producto ISOGUARD se establece según el valor comercial que la compañía soporta en su sistema de contabilidad SAP. Este sistema proporciona un seguimiento de los costos asociados a la importación del producto y la gestión financiera. Los datos y las cifras relacionadas con estos costos se encuentran documentados en los anexos del informe como referencia para el análisis financiero y la planificación estratégica de la producción anual de ISOGUARD.

#### **4.3.5 Mano de obra directa**

Para el cálculo de la mano de obra, se realizan las siguientes consideraciones:

Operación de 330 días, 24 horas, turnos de 8 horas.

49 semanas hábiles de trabajo: (52 semanas/año – 3 semanas vacaciones/año)

Número y tipo de equipos.

Turnos por persona anuales:

$$49 * \frac{\text{Semana}}{\text{año}} * 6 \frac{\text{Turno}}{\text{Semana}} = 294 \frac{\text{Turno}}{\text{año}} \quad (1)$$

Turnos por operación anual:

$$330 \frac{\text{dias}}{\text{año}} * 3 \frac{\text{turno}}{\text{dia}} = 990 \frac{\text{turnos}}{\text{año}} \quad (2)$$

Personas necesarias para cubrir 990 turnos:

$$\frac{990 \frac{\text{turnos}}{\text{año}}}{294 \frac{\text{turnos}}{\text{año}} - \text{Personas}} = 3.37 \text{ Personas} \quad (3)$$

En la siguiente tabla 20 se presentan los requerimientos de personas por equipos en el proceso

**Tabla 20.**

*Requerimiento del personal mano de obra directa.*

<b>Equipo</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Personas por equipos (Turno)</b>	<b>Personas (Turno)</b>
<b>Unidad Elite</b>	4	0,2	0,4
<b>Unidad de mezcla</b>	2	0,2	0,8
<b>Panel de control UE</b>	1	0,1	0,1
<b>Silos de cementación</b>	1	0,2	0,2
<b>Panel de control SC</b>	1	0,1	0,2
<b>Total</b>			<b>1,7</b>

Para el requerimiento del personal de obra directa en una operación de cementación, se calcula según los estándares de Halliburton, resultando en seis personas por turno. Este cálculo se basa en la fórmula Mano de obra = 3.37\*1.7, obteniendo así el número de personas necesarias. Estos seis empleados por turno cubren todas las funciones operativas de la cementación. Los costos asociados a estos empleados, incluidos salarios y beneficios, se reflejan en la tabla 24, la cual detalla los gastos incurridos mensualmente.

En la siguiente tabla 21 se presenta los gastos incurridos por la mano directa, para un mes:

**Tabla 21.**

*Costos operativos mano de obra directa.*

<b>Mano de obra indirecta</b>	<b>Numero empleados</b>	<b>Salario Base</b>	<b>Factor prestacional</b>	<b>Total: mes</b>
<b>Operarios</b>	6	\$3.500.000	4%	\$840.000

Los costos operativos de mano de obra directa se evalúan de acuerdo al salario base más el factor prestacional. Partiendo de una base estimada, se calcula el total mensual para la mano de obra directa. Esta evaluación permite obtener el salario básico de los empleados, los beneficios y prestaciones adicionales que forman parte de su compensación para los gastos de mano de obra durante un año son de:

$$\$840.000 * 12 = \$10.080.000$$

#### **4.3.6 Costos indirectos**

#### **4.3.7 Mano de obra indirecta**

La mano de obra indirecta está compuesta por 2 ingenieros de planta y 3 supervisores, 4 operarios de mantenimiento externos a la operación reflejados en la tabla 22.

**Tabla 22.**

*Costos mano de obra indirecta.*

<b>Cargo</b>	<b>Ingenieros</b>	<b>Supervisores</b>	<b>Operarios mantenimiento</b>
<b>Salario Base (\$)</b>	\$3.500.000	\$2.200.000	\$1.300.000
<b>Factor prestacional</b>	4%	4%	4%
<b>Total: mes</b>	\$7.280.000	\$6.864.000	\$2.704.000
<b>Total: año</b>	\$87.360.000	\$82.368.000	\$32.480.000
<b>Total: mano de obra indirecta</b>			<b>\$202.208.000 /año</b>

Los costos de mano de obra indirecta incluyen todos los gastos asociados al personal que no está directamente involucrado en la operación de cementación, pero son soporte y administración del proyecto. Estos costos abarcan salarios, beneficios y prestaciones del personal

administrativo, supervisores, personal de mantenimiento, y otros empleados de apoyo, se evaluó dando como resultado un valor mensual y anual respectivamente.

#### 4.3.8 Depreciaciones y amortizaciones

Con base a las inversiones se procede a calcular los montos anuales de depreciación y amortización de las inversiones, en la tabla 23 basándonos en el método de línea recta (UpKeep, 2021), y estimando que las unidades de trabajo se deprecian a lo largo de 5 años, las obras civiles a 10 años, y los muebles y enseres a 5 años.

**Tabla 23.**

*Depreciaciones y amortizaciones.*

Ítem	Total a depreciar
Maquinaria y Equipos	\$38.650.000
Obras Civiles	\$150.000.000
Muebles y enseres	\$2.500.000
	<b>Total: Amortizar</b>
<b>Activos intangibles</b>	<b>\$191.150.000</b>

#### 4.3.9 Gastos administración y ventas

**Tabla 24.**

*Gastos administrativos.*

Cargo	Gerente administrativo	Secretaria	Jefe de producción	Jefe ventas y compras
Salario Base	\$ 5.500.000	\$1.300.000	\$4.500.000	\$3.800.000
Factor prestacional	4%	4%	4%	4%
<b>Total: mes</b>	\$3.220.000	\$1.352.000	\$1.880.000	\$2.400.000
<b>Total: año</b>	\$38.640.000	\$16.224.000	\$ 22.560.000	\$28.800.000
<b>Total: mano de obra indirecta</b>	<b>\$ 85.320.500 año</b>			

Los gastos administrativos incluyen componentes como cargos, salario base y el factor prestacional. El salario base representa la remuneración fija que recibe un empleado por su trabajo, mientras que el factor prestacional comprende los beneficios adicionales y obligaciones que el empleador asume, como seguros, bonificaciones, vacaciones pagadas y aportes a seguridad social.

#### **4.3.10 Costos fijos Indirectos**

**Tabla 25.**

*Costos fijos indirectos anuales.*

<b>Costos fijos Indirectos</b>	<b>\$/mes</b>
<b>Servicios públicos</b>	\$13.000.000
<b>Arriendo</b>	\$25.000.000
<b>Transporte de carga</b>	\$15.000.000
<b>Personal Aseo</b>	\$1.500.000
<b>Mensajería</b>	\$1.500.000
<b>Seguridad y vigilancia</b>	\$3.000.000
<b>Total: gastos varios</b>	\$59.000.000
<b>Total: gastos varios por año</b>	\$ 125.432.026

Los costos fijos indirectos anuales se consideran varios ítems significativos: los servicios públicos, que engloban el suministro de energía eléctrica, agua y otros servicios esenciales para la infraestructura; el arriendo de instalaciones, que comprende el pago por el uso de espacios físicos necesarios para las actividades empresariales; el transporte de carga, que implica los costos asociados al traslado de productos y materiales; el personal de aseo, encargado de mantener la limpieza y orden de las instalaciones; la mensajería, responsable de la gestión y distribución

eficiente de documentos y paquetes; y finalmente, la seguridad y vigilancia, para garantizar la protección de los activos y la integridad física de empleados y bienes.

#### 4.3.11 Ingresos

Las ventas anuales estimadas se calculan considerando tanto el precio como la cantidad vendida. En este contexto, se ha realizado una proyección de importación de la compañía, teniendo en cuenta la operación y la utilización de aditivos en la cementación de pozos petroleros, lo que equivale a 101.35 toneladas anuales (HALLIBURTON, SAP - CMT, 2024)

Se asumen un precio para el aditivo IsoGuard de \$22294,01 Lb (Halliburton Latín América)

#### 4.3.12 Proyección de flujo de caja

En la Tabla 26 se presenta la proyección del flujo de caja para un periodo de 5 años y una tasa de oportunidad de 18%.

**Tabla 26.**

*Proyección flujo de caja.*

<b>FDP-C1371-19 (IsoGuard)</b>						
<b>Periodo</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
Inversión inicial	<b>\$ 2.500.000.000</b>					
<b>INGRESOS</b>						
Ventas		\$ 3.187.250.000	\$ 3.665.337.500	\$ 4.251.791.500	\$ 3.571.504.860	\$ 4.107.230.589
<b>TOTA: INGRESOS</b>		<b>\$ 3.187.250.000</b>	<b>\$ 3.665.337.500</b>	<b>\$ 4.251.791.500</b>	<b>\$ 3.571.504.860</b>	<b>\$ 4.107.230.589</b>
<b>EGRESOS</b>						
Costos directos		\$ 432.530.000	\$ 485.274.320	\$ 538.018.640	\$ 590.762.960	\$ 643.507.280
Costos Indirectos		\$ 225.432.026	\$ 250.432.026	\$ 275.432.026	\$ 300.432.026	\$ 325.432.026
Gastos Admon. y ventas		\$ 85.320.500	\$ 100.320.500,00	\$ 115.320.500,00	\$ 132.320.500,00	\$ 148.320.500,00
Depreciaciones		\$ 38.650.000	\$ 38.650.000	\$ 38.650.000	\$ 38.650.000	\$ 38.650.000
<b>TOTAL: EGRESOS</b>		<b>\$ 781.932.526</b>	<b>\$ 874.676.846</b>	<b>\$ 967.421.166</b>	<b>\$ 1.062.165.486</b>	<b>\$ 1.155.909.806</b>
Utilidad bruta		\$ 2.754.720.000	\$ 3.180.063.180	\$ 3.713.772.860	\$ 2.980.741.900	\$ 3.463.723.309
Utilidad Previa impuesto		\$ 3.969.182.526	\$ 4.540.014.346	\$ 5.219.212.666	\$ 4.633.670.346	\$ 5.263.140.395
<b>Utilidad Neta</b>		<b>\$ 2.143.358.564</b>	<b>\$ 2.451.607.747</b>	<b>\$ 2.818.374.840</b>	<b>\$ 2.502.181.987</b>	<b>\$ 2.842.095.813</b>

En la tabla 27 se presentan los indicadores de rentabilidad (VPN Y TIR) calculados estimados para la proyección en la operación anual de la nueva tecnología utilizada por la compañía Halliburton Latín América. (Roberto, 2014)

**Tabla 27.**

*Indicadores económicos VPN, TIR.*

<b>Indicador</b>	<b>Valor</b>
<b>VPN</b>	\$1.018.311.752
<b>TIR</b>	34.54%

La evaluación financiera refleja como resultados para el valor presente neto un indicador mayor a cero, dejando en evidencia la viabilidad de recuperar la inversión, cabe resaltar que al estimar los valores se descartan riesgos e incertidumbres, de igual manera se proyecta una tasa de oportunidad mercado del 15% al 18%. No obstante, el resultado de la tasa interna de retorno del 34.54% es mayor a la tasa de oportunidad del mercado del aproximado 18% lo que para finalizar se concluye cuantitativamente y cualitativamente que hay rentabilidad mayor con respecto a la tasa de referencia del proyecto, es decir, que este indicador es positivo con la viabilidad del proyecto.

## 5. Conclusiones

El proyecto ha demostrado la importancia de nuevas tecnologías en aditivos de cementación primaria, resaltando cómo estos avances pueden mejorar la eficiencia operativa y promover la sostenibilidad ambiental y social en el sector de hidrocarburos. La implementación de tecnologías como ISOGUARD por parte de compañías como Halliburton Latin America aporta en la optimización de operaciones y en el impulso del crecimiento económico regional en cuanto a los aditivos Convencionales.

Un análisis comparativo detallado entre el aditivo convencional HALAD 344 y el nuevo aditivo ISOGUARD mostró mejoras significativas en las propiedades de mezclabilidad, tiempo bombeable, sedimentación y resistencia a la compresión. Estas mejoras se traducen en una mayor eficiencia operativa y un mejor rendimiento de las operaciones de cementación, cumpliendo con las expectativas de los clientes y optimizando los tiempos de trabajo.

El análisis financiero del proyecto indicó que la inversión en la nueva tecnología ISOGUARD es viable y rentable. Los indicadores económicos, como el Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), superan las tasas de oportunidad del mercado, demostrando que el proyecto no solo recuperará la inversión, sino que también generará un retorno significativo, haciendo de esta tecnología una opción atractiva para futuras inversiones en el sector.

## 6. Recomendaciones

Dada la importancia de las nuevas tecnologías en la optimización de procesos y la sostenibilidad, se recomienda incrementar la inversión en I+D. Halliburton Latin America y otras empresas del sector deberían continuar explorando y desarrollando aditivos no convencionales que mejoren la eficiencia operativa y cumplan con los estándares ambientales y de seguridad.

Los indicadores financieros, como el Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), han mostrado la viabilidad económica del aditivo ISOGUARD, y la importancia de mantener una evaluación financiera continua para adaptar las estrategias de inversión según las fluctuaciones del mercado y los costos operativos. Esto asegurará que las inversiones sigan siendo rentables a largo plazo.

Para futuras investigaciones, Investigar el impacto ambiental a largo plazo del uso de aditivos no convencionales en la cementación de pozos. Es fundamental evaluar cómo estos aditivos contribuyen a la sostenibilidad y a la reducción de la huella ambiental en las operaciones de perforación y producción de hidrocarburos.

Realizar un análisis de costo-beneficio a largo plazo del uso de aditivos no convencionales, considerando no solo los costos iniciales de implementación sino también los ahorros en tiempo operativo, reducción de riesgos y mejoras en la producción. Este análisis ayudará a justificar la inversión y a planificar futuras expansiones tecnológicas.

## 7. Referencias Bibliográficas

- ACIPET. (2021). Caracterización del sector extracción del petróleo y gas: upstream. Bogotá: CPIP.
- AMADO, K. (2022). Control de lotes SAP . Obtenido de Implementación del control de lotes de aditivos de cementación software SAP Halliburton base Barrancabermeja: <https://noesis.uis.edu.co/server/api/core/bitstreams/92d294ab-872e-42f4-aeffa0f0bf21b0ac/content>
- ANH. (2018 ). Agencia Nacional de Hidrocarburos . Obtenido de Reservas probadas de Gas Natural por departamento: <https://www.anh.gov.co/Operaciones-Regal%C3%ADAs-yParticipaciones/Documents/RESERVAS%20PROBADAS%201P%20DE%20GAS%20POR%20DEPARTAMENTO.pdf>
- ANH. (2020). Agencia nacional de hidrocarburos. Obtenido de <https://www.anh.gov.co/>.
- BANREP. (2020). Obtenido de Banco de la República, Subgerencia de Política Monetaria e Información Económica - Balanza de Pagos. Obtenido de EID - Actividad Económica: <https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/inversion-directa>
- CAMPETROL, E. E. (2020). Balance Petrolero, Cierre de 2019 e Incertidumbre 2020: La nueva coyuntura. Bogotá.
- Carrillo, N. (2012). “FACTIBILIDAD DE LA CEMENTACIÓN DE ZONAS PRODUCTORAS CON TECNOLOGÍA CemCRETE EN LOS CAMPOS VHR Y CUYABENO”. Quito: UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR.
- Ciro, H. J. (2006). Reología de fluidos y su aplicación en el área de los alimentos. Obtenido de Universidad Nacional de Colombia: <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/59571>

COMALCALCO, T. (19 de Abril de 2020). CEMENTACIONES. Obtenido de

<https://chontalpa.tecnm.mx/Cementaciones2021.pdf>

DANE. (2005-2018). Cuentas nacionales, PIB DEPARTAMENTAL. Obtenido de Obtenido de

Departamento Administrativo Nacional de estadística:

<https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/cuentas-nacionales/cuentas-nacionales-departamentales>

Ecopetrol. (Noviembre de 2014). El petróleo y su mundo. Obtenido de Ecopetrol S.A.:

<https://files.ecopetrol.com.co/web/esp/el-petroleo-y-su-mundo-comprimido.pdf>

ECOPETROL. (2023). Actualización Plan de Negocio. Obtenido de Obtenido de

Plan+de+Negocio+2019-2021VF+04032019%20(2).pdf:

<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/NuestraEmpresa/QuienesSomos/NuestraHistoria>

EITI. (2020). Entidades-Gobierno Hidrocarburos. Obtenido de Obtenido de Iniciativa para la

Transparencia de las Industrias Extractivas: <https://www.eiticolombia.gov.co/es/informes-eiti/informe-2077/entidades-gobierno/hidrocarburos/>

Guevara, M. Á. (2020). Gestión de inventarios UF0476. Madrid: EDITORIAL TUTOR INFORMACIÓN.

Guzman, L. (Diciembre de 2021). Estudio de Viabilidad Financiera. Obtenido de Repositorio

Corporación Universitaria Minuto de Dios:

[https://repository.uniminuto.edu/bitstream/10656/15285/1/UVDT.AF\\_GuzmanQuinteroLauraTatiana\\_2021](https://repository.uniminuto.edu/bitstream/10656/15285/1/UVDT.AF_GuzmanQuinteroLauraTatiana_2021)

HALLIBURTON. (2019). HALADVANCE™ 344 - Fluid Loss Additive. Obtenido de ADVANCED

LIQUID ADDITIVE TO CONTROL FLUID LOSS:

<https://cdn.brandfolder.io/BQOGXPBX/at/q2mgj1-9as8eg-apacyb/HALADVANCE-344-Cement-Additive-Sales-Datasheet-H013281.pdf>

HALLIBURTON. (2020). Cementing Laboratory. Cota : FOR INTERNAL USE ONLY.

HALLIBURTON. (Septiembre de 21 de 2021). CMT - IsoGuard™ Cement Additive.

Obtenido de MITIGATING ANNULAR FLOW THROUGH UNSET CEMENT BY PROVIDING EXCELLENT FLUID LOSS CONTROL AND SHORTENING TRANSITION TIME: <https://www.halliburton.com/en/products/isoguard-cement-additive>

HALLIBURTON. (2023). Programa de cementacion Casing intermedio de 7" - Castilla Norte 464. Villavicencio.

HALLIBURTON. (2023). Programa de Cementación Liner de Producción de 7", Akacias 134. Villavicencio.

HALLIBURTON. (2024). SAP - CMT. Obtenido de Portal informativo de proveedores de Halliburton: <https://www.halliburton.com/en/about-us/supplier-relations/halliburton-supplier-requirements/halliburton-global-supplier-informational-portal-iportal3>

HALLIBURTON. (2024). SISTEMAS DE CEMENTO Y ADITIVOS. Obtenido de Aditivo para cemento IsoGuard™: <https://www.halliburton.com/en/products/isoguard-cement-additive>

Hassan, A. (July de 2013). Review of the Global Oil And Gas Industry: A Concise Journey From Ancient Time to Modern World. Obtenido de The federal University Dutse: [https://www.researchgate.net/publication/259583043\\_Review\\_of\\_the\\_Global\\_Oil\\_And\\_Gas\\_Industry\\_A\\_Concise\\_Journey\\_From\\_Ancient\\_Time\\_to\\_Modern\\_World](https://www.researchgate.net/publication/259583043_Review_of_the_Global_Oil_And_Gas_Industry_A_Concise_Journey_From_Ancient_Time_to_Modern_World)

INC, H. E. (2018). HALLIBURTON 100 YEARS. Houston: Fenwick Publishing Group Inc.

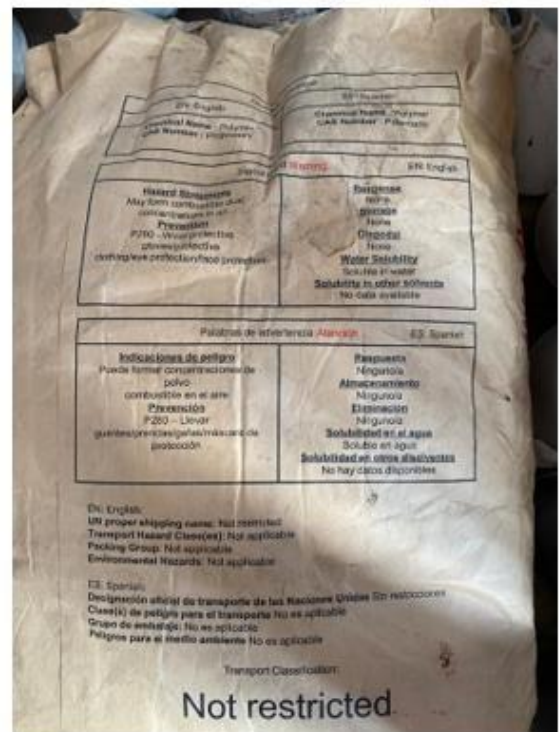
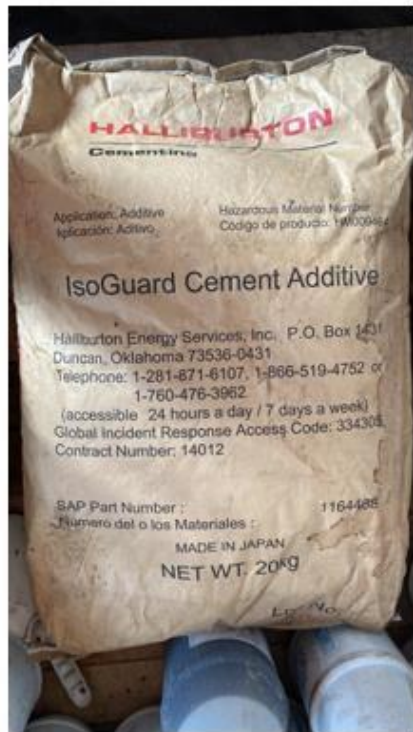
- INTELLIGENCE, M. (2024-2029). Tamaño del mercado de servicios de cementación de pozos y análisis de participación. Obtenido de Tendencias de crecimiento y pronósticos: tamaño del mercado de servicios de cementación de pozos y análisis de participación Source: <https://www.mordorintelligence.com/industry-reports/well-cementing-services-market>
- Lopez, E. N. (Abril de 2008). Estudio Técnico en la evaluación de proyectos. Obtenido de <https://www.itson.mx/publicaciones/pacioli/documents/no56/estudiotecnico.pdf>
- OPEP. (2020). Obtenido de Organización de Países Exportadores de Petróleo:. Obtenido de Boletín estadístico anual (2013-2020): [https://www.opec.org/opec\\_web/en/publications/202.htm](https://www.opec.org/opec_web/en/publications/202.htm)
- Pablo Meana, P. (2017). Gestión de inventarios. Madrid.
- PETROPERU. (2024). Exploración petrolera. Obtenido de <https://museo.petroperu.com.pe/exploracion-petrolera/>
- Production, O. (s.f.). Diseño de la Perforación de Pozos. Obtenido de <https://oilproduction.net/files/Diseno%20de%20perforacion.pdf>
- Roberto, M. (2014). NET PRESENT VALUÉ AND INTERNAL RATE OF RETURN: ITS UTILITTAS TOOLS FOR ANÁLISIS AND EVALUATION OF. Bolivia: Instituto de Investigación en Ciencias Económicas y Financieras Universidad La Salle - Bolivia.
- Rojas, D. (2013). Evaluación Financiera y económica de proyectos. Institución Universitaria - ITM , 17.
- Romai.Yran. (2008). Fluido de perforación. Obtenido de Funciones y propiedades de un fluido de perforación.
- SimpliRoute. (20 de Noviembre de 2022). Lote de un Producto: Cómo Indicarlo y Codificarlo. Obtenido de <https://simpliroute.com/es/blog/lote-de-un-producto>

UpKeep. (2021). Depreciación fija. Obtenido de Straight Line Depreciation:  
<https://upkeep.com/es/learning/straight-line-depreciation/>

Apéndices

Figura 1

*Empaque del aditivo como nueva tecnología actuando como controlador de perdida de filtrado.*



*Nota. Adaptado de fotos tomadas en área de distribución del material (ISO GUARD) en base Villavicencio.*

**Figura 5.**

*Empaque de un aditivo convencional como controlador de perdida de filtrado.*



*Nota. Adaptado de fotos tomadas en área de distribución del material (HALAD 344) en base Villavicencio.*

**Figura 6.**

*Información detallada del aditivo ISOGUARD en SAP.*

Document Overview On Print Preview Messages Personal Setting

Standard PO 4516417338 Supplier 1280173 DENKA CORPORATION Doc. date 07/19/2022

S.	Item	A	I	Material	Short Text	PO Quantity	OU	C	Delv. Date	Net Price	Curr...	Per	OPU	Matl Group	Pint	Stor. Location	Batch
1				1164468	CHEM, ISOGUARD, 44 LB BAG	24,255.00	LB	D	08/30/2022	2.85	USD	1	LB	Specialty Chem.	Villavicencio, Colombia	Primary Stock	

*Nota. Adaptado de sistema de contabilidad SAP por Halliburton Latin America.*