

# **ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

## **Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra**

Evaluación técnica de las operaciones de cementación en trabajos de workover para la optimización de producción del campo Cuyabeno

### **PROYECTO DE TITULACIÓN**

Previo la obtención del Título de:

**Ingeniero en Petróleo**

Presentado por:

Yairy Narcisa Consuegra Vélez

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2024

## DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis padres y a mi familia, quienes han sido pilares fundamentales en mi vida. A mi padre, por su apoyo incondicional, su esfuerzo y por enseñarme el valor del trabajo y la perseverancia. A mi madre, por creer en mí incluso en los momentos en los que dudé de mí misma, por sus palabras de aliento y por ser mi mayor ejemplo de fortaleza.

A mi familia, por estar a mi lado en cada etapa de este camino, por su amor, paciencia y motivación constante. Gracias por impulsarme a no renunciar a mis sueños, por confiar en mí y por hacerme sentir que, sin importar las dificultades, siempre tendría un hogar lleno de amor al cual regresar.

Este logro también es suyo.

## **AGRADECIMIENTOS**

Mi más sincero agradecimiento a mis mentores el ingeniero Andrés Guzmán y al Ing. Danilo Arcentales, cuya guía fue clave en el desarrollo e implementación de mis ideas, así como a la empresa EP. PETROECUADOR institución que facilitó la información y datos para la realización de esta tesis.

## Declaración Expresa

---

Yo Yairy Narcisa Consuegra Vélez acuerdo y reconozco que:

La titularidad de los derechos patrimoniales de autor (derechos de autor) del proyecto de graduación corresponderá al autor o autores, sin perjuicio de lo cual la ESPOL recibe en este acto una licencia gratuita de plazo indefinido para el uso no comercial y comercial de la obra con facultad de sublicenciar, incluyendo la autorización para su divulgación, así como para la creación y uso de obras derivadas. En el caso de usos comerciales se respetará el porcentaje de participación en beneficios que corresponda a favor del autor o autores.

La titularidad total y exclusiva sobre los derechos patrimoniales de patente de invención, modelo de utilidad, diseño industrial, secreto industrial, software o información no divulgada que corresponda o pueda corresponder respecto de cualquier investigación, desarrollo tecnológico o invención realizada por mí durante el desarrollo del proyecto de graduación, pertenecerán de forma total, exclusiva e indivisible a la ESPOL, sin perjuicio del porcentaje que me corresponda de los beneficios económicos que la ESPOL reciba por la explotación de mi innovación, de ser el caso.

En los casos donde la Oficina de Transferencia de Resultados de Investigación (OTRI) de la ESPOL comunique al autor que existe una innovación potencialmente patentable sobre los resultados del proyecto de graduación, no se realizará publicación o divulgación alguna, sin la autorización expresa y previa de la ESPOL.

Guayaquil, 6 de febrero del 2025.

---

Yairy Narcisa Consuegra Vélez

# EVALUADORES

---

**Ing. Andrés Guzmán**

PROFESOR DE LA MATERIA

---

**Ing. Danilo Arcentales**

PROFESOR TUTOR

## RESUMEN

La producción de petróleo ha sido clave en el desarrollo económico del Ecuador desde la década del 70, es por ello que este trabajo investigativo busca optimizar la producción petróleo en el campo Cuyabeno, bloque 58, provincia de Sucumbíos. Se plantea una metodología de selección y estimación de la declinación de producción que plantea un escenario más realista reduciendo el riesgo de inversión de este modo además de mejorar la producción de petróleo aporta con la generación de empleo e incentiva a aumentar la inversión en el sector energético.

Mediante el uso de una base de datos en Excel con el historial de producción de crudo, BSW por mes de los pozos en Cuyabeno, la posterior selección de pozos candidatos y la estimación de su declinación de caudal por medio de la ecuación logarítmica se obtuvo como resultados a dos pozos prospectivos. CYB-010 y CYB-69 los cuales mostraron un periodo de aporte de hidrocarburo considerable antes de su cierre estipulado.

**Palabras clave:** BSW, producción, declinación, inversión, Cuyabeno.

## **ABSTRACT**

*Oil production has been key to Ecuador's economic development since the 1970s. For this reason, this research work aims to optimize oil production in the Cuyabeno field, Block 58, Sucumbíos Province. A selection methodology and production decline estimation are proposed, providing a more realistic scenario that reduces investment risk. In this way, in addition to improving oil production, it contributes to job creation and encourages increased investment in the energy sector.*

*By using an Excel database containing the crude oil production history and BSW per month for the wells in Cuyabeno, the subsequent selection of candidate wells, and the estimation of their flow decline using the logarithmic equation, two prospective wells were identified. CYB-010 and CYB-69, which showed a considerable hydrocarbon contribution period before their scheduled closure.*

*Keywords: BSW, production, decline, investment, Cuyabeno.*

# ÍNDICE GENERAL

EVALUADORES.....	4
RESUMEN.....	I
<i>ABSTRACT</i> .....	II
ÍNDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS .....	V
SIMBOLOGÍA .....	VI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VII
ÍNDICE DE TABLAS .....	VIII
CAPÍTULO 1 .....	1
1.    Introducción .....	1
1.1    Descripción del problema .....	2
1.2    Justificación del problema.....	2
1.3    Objetivos.....	3
1.3.1    Objetivo General .....	3
1.3.2    Objetivos Específicos .....	3
1.4    Marco teórico .....	4
1.4.1    Marco local.....	4
1.4.2    Estratigrafía.....	4
1.4.3    Histórico de Producción y presión de reservorios. ....	6
1.4.4    Definiciones.....	7
CAPÍTULO 2.....	12
2.    Metodología .....	12
2.1    Análisis de Prospectividad.....	17

2.2 Análisis de Productividad.....	20
CAPÍTULO 3.....	22
3. Resultados Y ANÁLISIS.....	22
3.1 Pozos no prospectivos.....	22
3.2 Pozos prospectivos.....	24
3.2.1 Productividad .....	27
3.3 ANÁLISIS.....	30
CAPÍTULO 4.....	31
4.1 Conclusiones Y Recomendaciones .....	31
Conclusiones .....	31
4.2 Recomendaciones .....	32
4. Bibliografía .....	33

## **ABREVIATURAS**

ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
BSW	Base sediment water
CYB	Cuyabeno
WOC	Water oil contact
CLB	Cement Bond Log
VDL	Variable Density Log

## SIMBOLOGÍA

Ft (")	pies
in (')	pulgada
Bls	barriles
psi	Libras por pulgada cuadrada
MMbpd	Millón de barriles por día

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación geográfica campo Cuyabeno .....	4
Figura 2. . Anticlinal fallado sección sísmica W-E.....	5
Figura 3. Cementación primaria.....	7
Figura 4. Proceso de cementación .....	8
Figura 5. Registros de cementación .....	10
Figura 6. Diagrama de flujo de selección de pozos .....	13
Figura 7. Interpretación petrofísica arena "Ui" .....	15
Figura 8. Registro de cemento "Ui" .....	16
Figura 9. Vista 3D facies U inferior .....	17
Figura 10. Diagrama de flujo de selección.....	18
Figura 11. Correlación estratigráfica CUY-20, CUY-10, CUY 27 .....	19
Figura 12. Declinación exponencial CUY-20 .....	20
Figura 13. Registro eléctrico CYB-069.....	25
Figura 14. Mapa estructural arenisca UI (PETROECUADOR E. , Cuyabeno-69, 2020) .....	26
Figura 15. Correlación Estratigráfica CYB-069 (PETROECUADOR E. , Cuyabeno-69, 2020).....	26
Figura 16. Productividad, declinación CYB-10.....	28
Figura 17. Declinación exponencial CYB-69.....	28

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Datos de análisis PVT.....	6
Tabla 2. Presión de reservorio.....	6
Tabla 3. Producción mes de agosto.....	14
Tabla 4. Ecuaciones de declinación de un yacimiento.....	21
Tabla 5. Producción análoga CYB-10.....	28
Tabla 6. Producción análoga CYB-69.....	28
Tabla 7. Costos de cementación.....	30

# CAPÍTULO 1

## 1. INTRODUCCIÓN

En Ecuador la industria petrolera es clave en el desarrollo del país, y ha basado su ingreso de capital principalmente en la exportación de petróleo durante años hasta la actualidad, es por ello que la mayoría de sus campos petroleros se consideran campos maduros, esto quiere decir que la producción de barriles diarios de petróleo es considerablemente menor a la producción inicial.

La historia de la industria petrolera en Ecuador nace con el primer pozo exploratorio Ancón 1 en Santa Elena en el año 1911 a cargo de la empresa Anglo, no obstante, fue comercialmente rentable en 1925 y comenzó su exportación en 1928 en pequeñas cantidades (Mayorga Mayorga, 2022), no se exportó a gran escala hasta la década de 1970, ya que en 1967 la compañía Texaco – Gulf descubrió el pozo Lago Agrio 1 en el oriente. (Riofrío, 2023)

Es en el Oriente donde se produce la mayor cantidad de hidrocarburos, uno de esos bloques es el bloque 58 Cuyabeno de la provincia de Sucumbíos, con una producción aproximada de 15 893.65 barriles diarios de petróleo (PETROECUADOR, 2024), sus principales arenas productoras son: U y T de la formación Napo con una gravedad de 26 grados API. (Energía, 2024)

El campo Cuyabeno fue descubierto en 1972 y su producción en 1984, cuenta con 142 pozos perforados de los cuales 94 son productores, 12 reinyectores y se ha abandonado 2 pozos, es necesario recalcar que no hay presencia de pozos inyectores. Desde el inicio de la explotación hasta la actualidad se han producido 170,743,359.61 Bls y el mecanismo de bombeo más usado es el sistema de levantamiento electrosumergible BES. (PETROECUADOR, 2024)

La arena productora más grande en el campo Cuyabeno-Sansahuari es la arena U inferior con un petróleo original in situ de 332,229,467.7936 bls lo cual lo convierte en el principal objetivo de explotación. (PETROECUADOR, 2024)

## **1.1 Descripción del problema**

El campo Cuyabeno cuenta con un empuje de tipo hidráulico producto del acuífero Hollín, así como ciertos pozos que producen de esta zona, su corte de agua o BSW es extremadamente alto. Este es uno de los motivos por los cuales la producción en este campo ha decaído a lo largo de los años, así también por otros factores como la reducción de la presión del yacimiento, problemas mecánicos del pozo, compactación del yacimiento, problemas de conificación de agua y daños en la formación. Esto puede dar pie a campañas de workover o reacondicionamiento de pozos, dentro de los cuales la cementación juega un papel decisivo para obtener resultados positivos.

Debido a lo mencionado anteriormente, es necesario buscar formas innovadoras de incrementar la producción. Por ello, se fija como objetivo la implementación de un modelo de plan de cementación para restaurar la integridad de los pozos, profundizarlos o re-completarlos, así como el aislamiento de zonas no deseadas.

Dentro de las operaciones de workover el principal desafío es la implementación o diseño de un plan de cementación enfocado en trabajos de reacondicionamiento para pozos con baja producción y con completaciones antiguas, en malas condiciones o con trabajos previos como limpiezas o sellos temporales de tubería y cementaciones.

## **1.2 Justificación del problema**

Ecuador cuenta con una producción menor a 500 mil barriles de petróleo diarios de los cuales el Campo Cuyabeno aporta 15.893,65 BDP, motivo por el cual es de vital importancia aumentar la producción en este campo ya que el país necesita de ingresos para manejar la terrible situación económica que actualmente atraviesa, para ello se debe buscar una forma de aumentar la producción mediante la creación de un plan de cementación para la reactivación de pozos y replicar la

estrategia en campos que atraviesen situaciones similares e incrementar la producción nacional.

Además de mejorar la producción de petróleo, aportará con generación de empleo al mercado nacional ya que será de vital importancia la presencia de personal capacitado en operaciones de cementación o con experiencia en el comportamiento de la lechada, bien sea que este personal tenga conocimiento previo o que precise de ser capacitado.

El impacto económico de este proyecto tendrá influencia en las decisiones referente a la inversión en el sector energético, así como la posibilidad de atraer inversión extranjera.

### **1.3 Objetivos**

#### **1.3.1 Objetivo General**

Evaluar la factibilidad técnica de las operaciones de cementación en trabajos de workover para la optimización de producción en el campo Cuyabeno, mediante el estudio de la zona de interés, el comportamiento del cemento y la estimación de los costos operativos.

#### **1.3.2 Objetivos Específicos**

1. Revisar el historial de 10 pozos de este campo, los registros de cementación corridos previamente y su integridad mecánica, para la correcta implementación del trabajo de cementación.
2. Seleccionar un plan de cementación que se adapte a las condiciones de los pozos y la formación, para que se asegure que el cemento cumpla con las propiedades necesarias.
3. Estimar los costos de las operaciones de cementación para la justificación de un proyecto viable.

## 1.4 Marco teórico

### 1.4.1 Marco local

El campo se encuentra ubicado en el bloque 58 e inicialmente fue explotado por Petroproducción y se encuentra ubicado en la provincia de Sucumbíos en el nor-orientes del Ecuador, en la provincia de Sucumbíos tal como se encuentra en la figura 1. Siendo los pozos: CYBB-098, CYBB-032, CYBC-100, CYB-010, CYBC-106, CYBG-050, CYBD-072, CYBH-111, los más prospectivos. (PETROECUADOR, Generalidades CBY SNS, 2024)

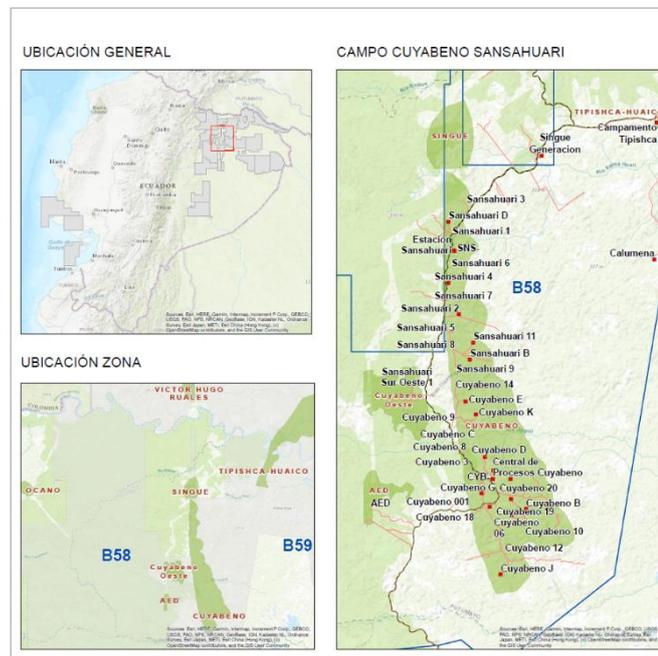


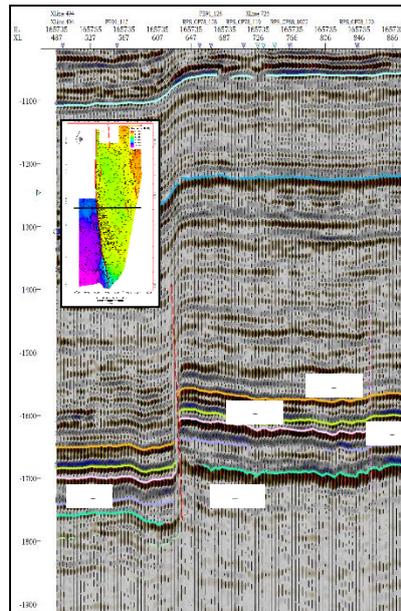
Figura 1. Ubicación geográfica campo Cuyabeno

Fuente: (PETROECUADOR, Generalidades CBY SNS, 2024)

### 1.4.2 Estratigrafía

La estratigrafía o composición geológica del campo Cuyabeno-Sansahuari se corresponde a la del play occidental, constando de la primera sección de conglomerados indiferenciados, seguidos por las formaciones: Orteguzza, Tiyuyacu, Tena; Tena, Basal Tena, Napo; Caliza M-1, M-2, Caliza A, Arenisca “U” Superior, Arenisca “U” inferior, Caliza “B”, Arenisca “T” Superior, Inferior, Caliza C, así como la presencia de la formación Hollín; Hollín Superior, Hollín inferior.

La formación Napo contiene un yacimiento estratigráfico de anticlinal fallado en dirección oeste-este claramente observable a nivel de las calizas M-1, M-2 como se observa en la figura 2, motivo por el cual es ideal centrar el estudio en las arenas “Us”, “Ui” y “Ts” (PETROECUADOR, Generalidades CBY SNS, 2024).



**Figura 2. . Anticlinal fallado sección sísmica W-E**

**Fuente: (PETROECUADOR, Generalidades CBY SNS, 2024)**

Respecto a su tipo de mecanismo de empuje, el reservorio “T” Superior y la caliza M-2 tienen como mecanismo de producción la expansión roca - fluido, las formaciones “U” media e inferior la intrusión de agua, mientras que la formación “U” Superior tiene un empuje combinado: intrusión de agua y expansión por capa de gas.

La arena con mejor prospección del yacimiento es la “U” superior, ya que posee los mecanismos con mayor eficiencia de recobro que mantienen la presión de la formación durante más tiempo. (PETROECUADOR, Generalidades CBY SNS, 2024). Dividir

### 1.4.3 Histórico de Producción y presión de reservorios.

A partir de los análisis PVT realizados a partir de muestras de núcleos de los pozos: CYBG-002, CYB-014, CYBC-021, CYB-023, CYBJ-041, CYB-051, CYBE-105, SNS-001, SNS-007, SNS-008, SNS-010, SNS-011, se obtuvo como resultado las siguientes propiedades: la presión inicial de cada arena, así como el factor volumétrico del petróleo (Boi), viscosidad inicial del crudo (Uoi), Presión de burbuja del yacimiento (Pb), solubilidad, salinidad y su gravedad API. (PETROECUADOR, Generalidades CBY SNS, 2024)

**Tabla 1.** Datos de análisis PVT

<b>CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI</b>							
<b>RESUMEN DE DATOS DE ANÁLISIS PVT</b>							
<b>YACIMIENTO</b>	<b>Pi (psi)</b>	<b>Boi (BY/BN)</b>	<b>Uoi (cp)</b>	<b>Pb (psi)</b>	<b>Rs (MSCF/STB)</b>	<b>ppm NaCl</b>	<b>API</b>
U SUPERIOR	3258	1,1358	4,26	570	0,155	45000	24,5
U MEDIA	3258	1,1358	4,26	690	0,185	45000	27,3
U INFERIOR	3285	1,16	4,06	690	0,185	25000-35000	27,3
T SUPERIOR	3338	1,25	1,85	1005	0,357	17000	29,4
T INFERIOR	3338	1,25	1,85	1005	0,357	12000-15000	29,4

**Fuente: (PETROECUADOR, Generalidades CBY SNS, 2024)**

Como se mencionó anteriormente, el campo Cuyabeno comenzó su explotación activa en la década de 1980, ello implica una disminución en la presión del reservorio hasta el presente año, tal como se observa en la tabla 2.

**Tabla 2.** Presión de reservorio

<b>RESERVORIO</b>	<b>PRESIÓN ORIGINAL (Psi)</b>	<b>PRESIÓN ACTUAL (Psi)</b>
BT	-	-
M2	-	2,885.000
US	3,258.000	2,500.000
UM	3,258.000	2,400.000
UI	3,285.000	2,850.000
TS	3,338.000	2,500.000
TI	3,338.000	3,100.000

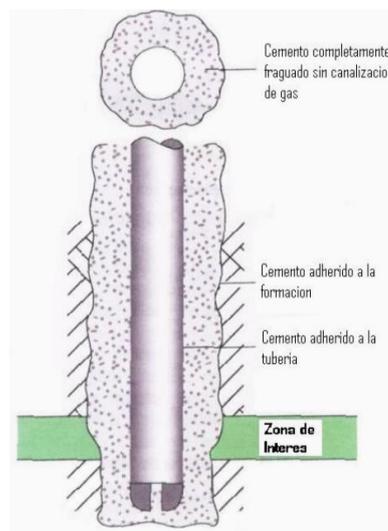
**Fuente: (PETROECUADOR, Generalidades CBY SNS, 2024)**

#### 1.4.4 Definiciones

##### **Cementación Primaria**

Se trata de la primera cementación que se realiza durante la perforación de un pozo, luego de perforar una sección o tramo se baja una tubería de revestimiento o casing de un diámetro menor al diámetro de perforación dado por la broca, y se desplaza una lechada de cemento desde el interior de la sarta de perforación hacia el espacio anular, conformado por las paredes del pozo y del casing.

Este proceso se realiza mediante una configuración determinada, iniciando con la cabeza de cementación que se adapta a la tubería para conectar a la unidad de cementación que bombeará la lechada de cemento a una presión determinada que sea mayor a la del yacimiento, pero menor a la presión de fractura de la formación posteriormente.



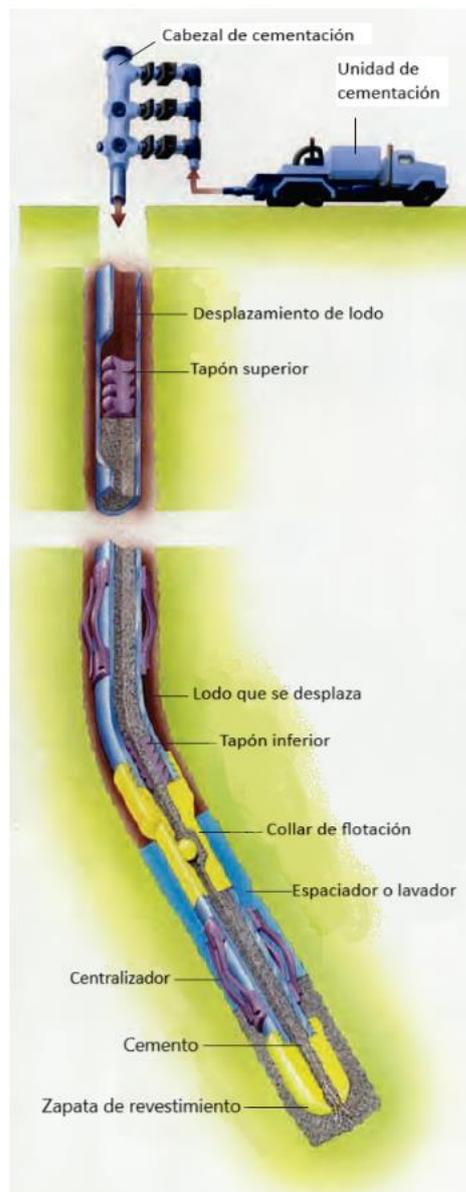
**Figura 3. Cementación primaria**

**Fuente: (B. Nelson & Guillot, 2006)**

Una vez bombeado, el cemento se desplaza hacia las zonas del espacio anular aplicando presión hidráulica inyectando una lechada de cemento que es desplazada por medio de la tubería usando dos tapones, uno duro (Superior) y otro blando (Inferior) como separador de la lechada de cemento y otros fluidos, como el lodo de perforación o fluido de completación. Es importante recalcar el orden de ambos tapones debido a que el superior es quien debe soportar mayor

presión y romper el tapón blando una vez se este haya llegado a fondo y finalmente ocupar el espacio anular.

Dentro de la configuración se incluye también un collar de flotación, el cual posee una válvula interna que permite el paso de flujo en un solo sentido, desde superficie hacia el fondo, de este modo la válvula evita que el fluido de cementación retorne hacia la boca del pozo.



**Figura 4. Proceso de cementación**

**Fuente: (B. Nelson & Guillot, 2006)**

### **Cementación secundaria**

El proceso de cementación puede presentar problemas de adherencia a la tubería o no estar presente en las zonas de interés, es decir las zonas productoras. Es por este motivo que se realiza una segunda cementación o cementación remedial en la zona a remediar puede ser “Squeeze” o “plug cementing” cuyo objetivo consiste en introducir cemento hacia zonas en las que no hay presencia de cemento por medio de nuevos punzados en la tubería de revestimiento. (B. Nelson & Guillot, 2006)

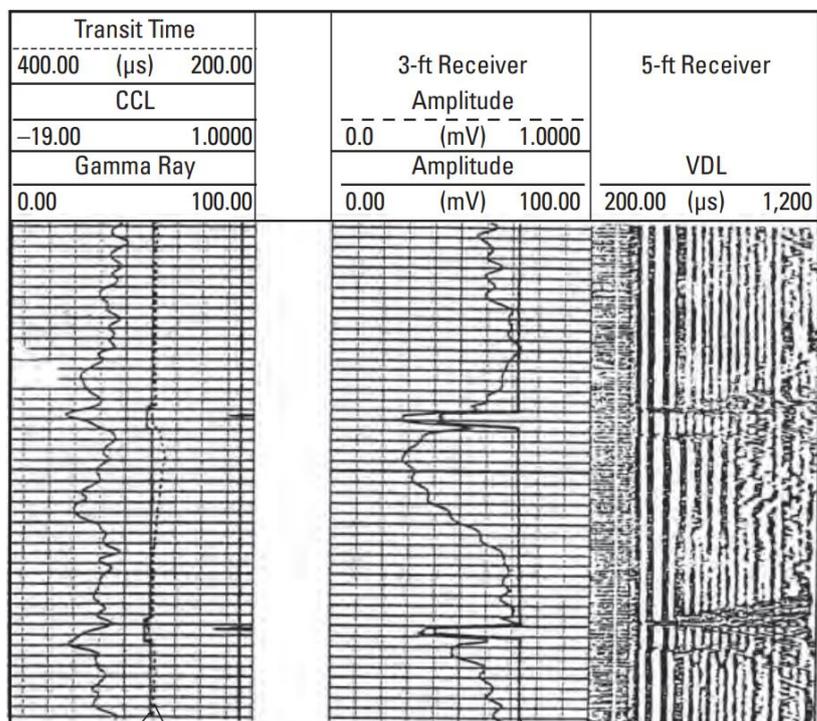
### **Registros de cementación**

#### **CBL – VDL**

Este tipo de registro es útil para conocer la adherencia del cemento al casing. El registro CBL es un registro que mide ondas eléctricas y tiene como unidad de medida los milivoltios mV, mientras que el registro VDL posee microsegundos us. Un transmisor emite una onda acústica en varias direcciones a una frecuencia de 20Khz y provoca resonancia con el medio circundante y el receptor registra las ondas resultantes, aquellas que atraviesen zonas con presencia de fluido la vibración de la tubería será mayor, si se trata de una zona con adherencia a la tubería la onda será tenue. (Quevedo, 2021)

En consecuencia, en el registro CBL una baja amplitud de la onda indica una buena adherencia caso contrario si se observa una onda con gran amplitud se trata de un mal cemento.

Respecto al registro VDL, si la tendencia observada es lineal se trata de una mala cementación, mientras que la oscilación en las ondas implica buenos resultados tal como se muestra en la figura 5. En el registro de ejemplo se aprecia una mala cementación con una adherencia leve en dos puntos, donde se hay picos de descenso en la amplitud de onda del registro CBL y oscilación en el registro VDL.



Fuente: (B. Nelson & Guillot, 2006)

Figura 5. Registros de cementación

#### 1.4.5 Antecedentes de la investigación

### FACTIBILIDAD DE LA CEMENTACIÓN DE ZONAS PRODUCTORAS CON TECNOLOGÍA CemCRETE EN LOS CAMPOS VHR Y CUYABENO (Yepez C, 2012)

Este trabajo pretende verificar el uso de lechadas con alto contenido en sólidos en reemplazo de lechadas convencionales por medio del análisis de registros eléctricos de cementación, el historial de los campos, pérdidas de circulación. Así como determinar la lechada que mejor se adecue a la zona productora en función de determinar sus beneficios.

Su principal objetivo consistió en lograr sellar hidráulicamente zonas de interés por lo cual se priorizó la calidad de la primera cementación de los pozos del campo Cuyabeno y VHR con la lechada FlexSTONE evaluando la integridad del cemento en las zonas productoras, que en este caso fueron las arenas U superior e inferior

y T de la formación Napo, dicha evaluación mostró la influencia que tienen las arenas productoras sobre la cementación.

Como resultado se obtuvo que la lechada FlexSTONE cumple con los parámetros requeridos, así como una alta probabilidad de prevenir trabajos de remediación posteriores y ha podido ser aplicada con buen desempeño en el campo Aguarico.

### **ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA REACTIVACIÓN DE POZOS CERRADOS EN EL ACTIVO CUYABENO (Rivadeneira Padilla, 2018)**

Esta tesis se centra en la reactivación de pozos inactivos en el campo Cuyabeno en el cual, hasta el año de realización de la tesis, había 29 pozos cuya producción había cesado. Dada la situación del campo se realizó un análisis económico de la reactivación por medio de trabajos de workover, para ello fue necesario conocer el historial de producción de los pozos, así como seleccionar aquellos que cumplan requisitos mínimos para lo cual también se tiene en cuenta su estimación de reservas, su historial de trabajos de reacondicionamiento, pruebas de presión, curvas de diagnóstico de producción de agua y análisis petrofísicos. Posteriormente se evalúa el impacto económico y si es posible su reactivación de acuerdo al costo-beneficio mediante indicadores VAN y TIR.

Como resultado de esta investigación se determinó que los pozos más prospectivos son aquellos con reservas mayores a 100 MBBL seleccionando a los pozos CYBE-029, CYB-019, CYB-003, CYBD022 y SNSB-010, de los cuales se espera recuperar 866,67 Mbbl de reservas.

# CAPÍTULO 2

## 2. METODOLOGÍA

Para ejecutar este proyecto, se realizó un amplio análisis cuantitativo explicativo cuasi experimental, enfocado en la resolución de un problema aplicando conocimientos petrofísicos y metodologías existentes con el objetivo de seleccionar casos que cumplan con los parámetros necesarios para la aplicación de un proceso.

En este estudio, la investigación explicativa consiste en:

**Análisis de datos:** examinar la información de la producción histórica de los pozos, así como su presión y producción actual, seleccionando aquellos que puedan ofrecer mayor rentabilidad económica.

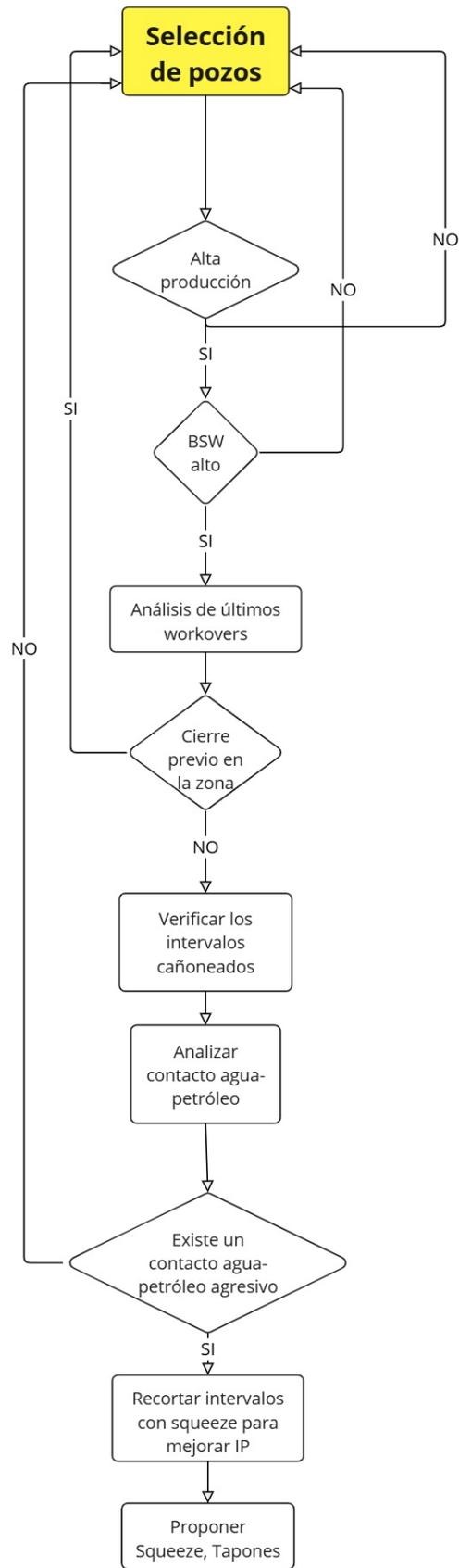
**Análisis de los pozos:** analizar la producción de cada uno en relación con el aporte de agua, posteriormente calcular el BSW (base sediment water) para identificar aquellos que requieran intervención.

**Análisis de historial de reacondicionamientos:** este análisis se enfoca en los pozos que cumplan con las características para ser candidatos a un control de agua con squeeze, recopila información crucial de operaciones similares previas y evalúa la necesidad del planteamiento de la propuesta de cementación.

**Caracterización petrofísica:** se identifican las zonas productivas, así como el tope y base de los yacimientos, teniendo como objetivo de interés la arena U inferior debido a su alto aporte de agua, se determina la profundidad a la que se encuentra el contacto agua-petróleo, así como el nivel de los cañoneos y si están fuertemente influenciados por este contacto.

**Determinación de la calidad del cemento:** se analizan los datos de los registros de cementación y se compara con la información de los reacondicionamientos previos, se evalúa la posibilidad de aplicar una cementación remedial para además de reducir el corte de agua mejorar el cemento en la zona.

A continuación, se muestra el diagrama de flujo con la metodología que se aplicó para la realización de este trabajo de investigación.



**Figura 6. Diagrama de flujo de selección de pozos**

Un caso de ejemplo es el Cuyabeno 10, el cual fue uno de los pozos que pasó la selección debido a que es el tercer pozo con mayor producción de petróleo en el mes de agosto del presente año, así mismo presentaba un aporte de agua considerable como se muestra en la tabla 3, por lo cual se calculó el BSW con la siguiente ecuación:

$$BSW = \frac{\text{Barriles de agua BPD}}{\text{Barriles Totales BPD}} * 100\%$$

$$BSW = \frac{\text{Barriles de aguaBPD}}{\text{Barriles de petróleo + barriles de aguaBPD}} * 100\%$$

**Ecuación 1. Base sediment water**

Posteriormente se analizó la columna de BSW siendo este 82.31% de agua, por ello se realiza un análisis más profundo de este pozo.

**Tabla 3. Producción mes de agosto.**

AÑO	MES	OPERACIÓN	ACTIVO	CAMPO	OIL	WAT	GAS	COMPLETACION	POZO	BSW
2024	1	OP. NORTE	CU	CUYABENO	3777,167	10847,59	1266,584	CYB-003TS	CYB-003	74,2%
2024	1	OP. NORTE	CU	CUYABENO	5267,778	20513,812	1259,5	CYB-006US	CYB-006	79,6%
2024	1	OP. NORTE	CU	CUYABENO	5987,964	34513,751	1458,25	CYB-008US	CYB-008	85,2%
2024	1	OP. NORTE	CU	CUYABENO	3968,891	7415,002	1243,917	CYB-009UI	CYB-009	65,1%
2024	1	OP. NORTE	CU	CUYABENO	<b>6559,09</b>	34546,627	1156,083	CYB-010US	<b>CYB-010</b>	<b>84,0%</b>
2024	1	OP. NORTE	CU	CUYABENO	1155,328	37696,383	528,667	CYB-014UI	CYB-014	97,0%

**Fuente:** (PETROECUADOR E. , Generalidades CBY SNS, 2024)

Luego se analizó la información de los workovers previos, se tuvieron las siguientes operaciones:

- 5 septiembre, 1984:

Se realiza la primera cementación forzada arena “T” y “Ui”, intervalos; 7992’ – 7994’ (2’) a 2 DPP, 7838’ – 7840’ (2’) y 7880’ – 7882’ (2’) de la arena “Ui” para posteriormente re cañonear esas secciones nuevamente, siendo cañoneados los intervalos Arena “Ui” (7796’-7808’)(12’), (7817’ – 7824’)(7’), luego se evaluó la arena Ui a flujo natural.

- 27 marzo, 1994

Cambio de completación para producir “Us”

- 2 diciembre, 1994

Cambio de completación de bombeo hidráulico por camisas defectuosas.

- 29 septiembre, 2016

Pulling hidráulico por comunicación bajo el primer packer

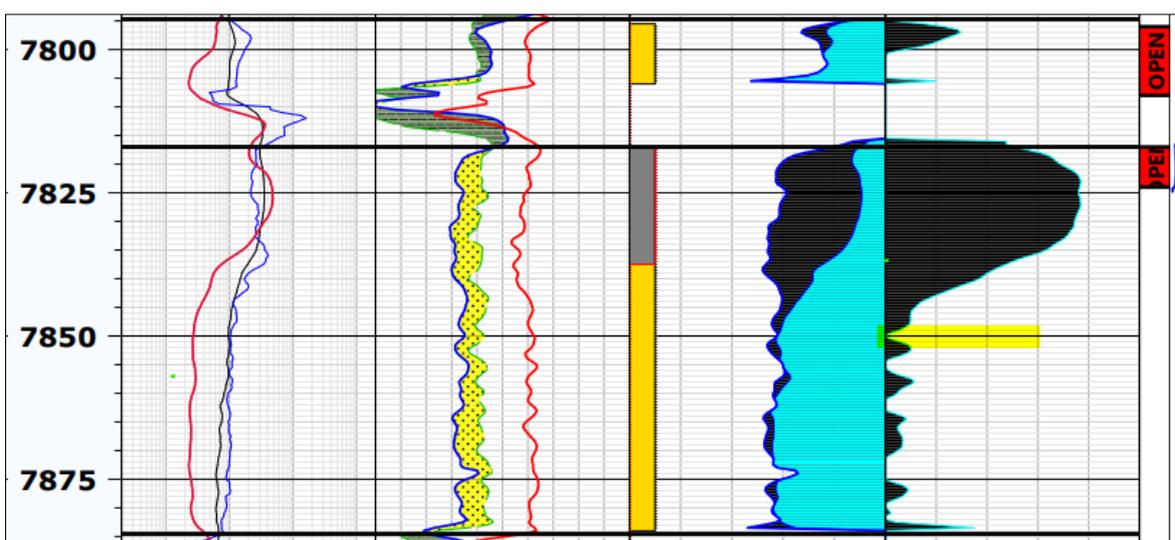
- 19 marzo, 2018

Pulling hidráulico por comunicación bajo el primer packer

- 25 junio, 2018

Pulling hidráulico por comunicación bajo el primer packer. (PETROECUADOR E. , Generalidades CBY SNS, 2024)

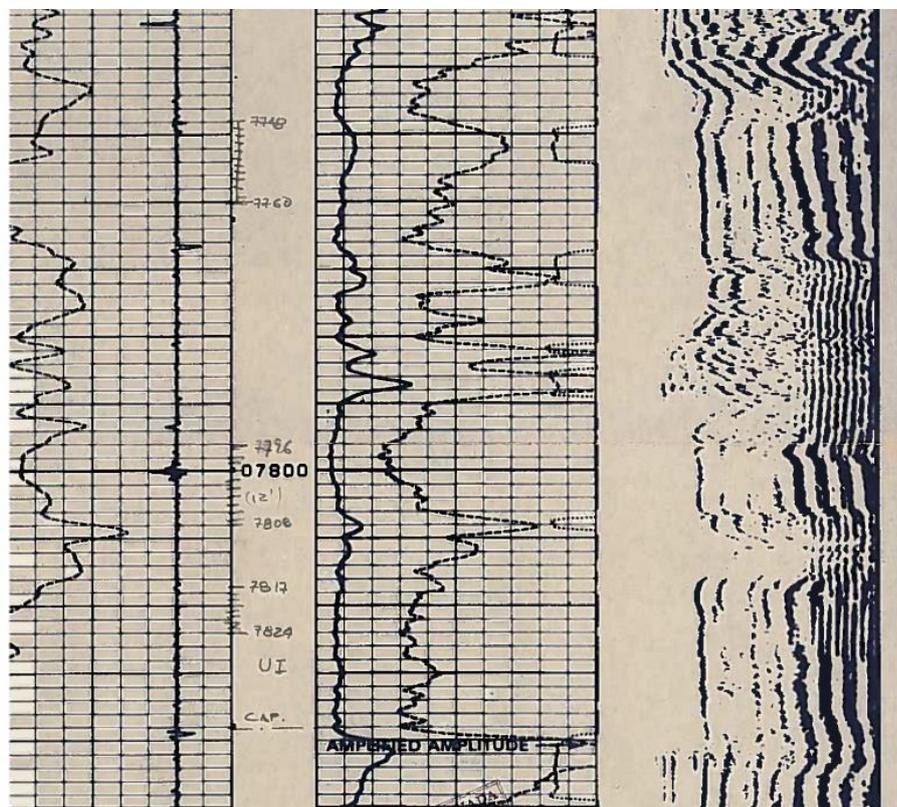
Como se detalló anteriormente se han realizado operaciones de squeeze previamente en la arena "Ui" y se volvieron a recañonear esas zonas, no se volvieron a presentar problemas con el cemento, solamente problemas mecánicos del pozo. Analizando los registros eléctricos tomados el año 2023 en esa zona, se estableció el contacto agua petróleo de esta arena a 7850 pies por lo cual se plantea cementar la sección (7817' – 7824')(7') perteneciente a la arena "Ui" con la finalidad de reducir el corte de agua.



**Figura 7.** Interpretación petrofísica arena "Ui"

**Fuente:** (PETROECUADOR E. , CUY-10, 2024)

Los registros eléctricos muestran una deflexión en la línea de Gamma Ray, indicando posible presencia de arena, lo cual fue confirmado por la curva de porosidad neutrón, respecto a la saturación de petróleo se observa una disminución de la saturación de agua y un aumento de petróleo a 7825 ft de profundidad, mientras el contacto agua petróleo se aprecia a 7850 ft como lo muestra el registro de resistividad al disminuir en presencia de agua y aumentar al registrar hidrocarburo. A su vez también se plantea un re cañoneo en la Arena "Ui" (7796'-7808')(12').

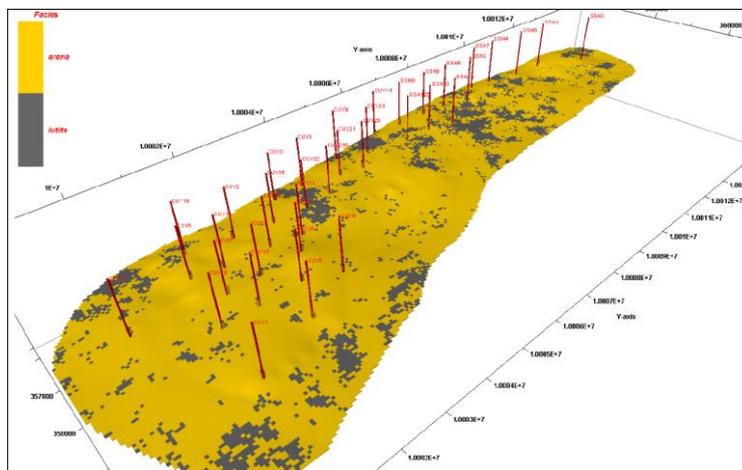


**Figura 8. Registro de cemento "Ui"**

**Fuente: (PETROECUADOR, CYB-010, 2024)**

Se trata del primer registro efectuado después de la perforación del Cuyabeno 10, en el cual se aprecia una mala calidad de cemento en las líneas del registro CBL, y una adherencia pobre en el registro VDL, motivo por el cual se realizó una cementación forzada como de detalló anteriormente.

## 2.1 Análisis de Prospectividad



**Figura 9. Vista 3D facies U inferior**

**Fuente: (Núñez, 2010)**

Para la implementación de la metodología se tomó en cuenta un análisis de la producción que puede dar el pozo una vez culminado el trabajo de reacondicionamiento, para ello se aplicó el siguiente proceso:

Seleccionar pozo análogo: examinar pozos cercanos al pozo seleccionado tomando en cuenta la facie de la arena y escoger dos.

Similitud de arena: analizar si los pozos seleccionados por su cercanía cuentan con la presencia de la misma arena objetivo del pozo objetivo: U inferior.

Similitud petrofísica: realizar una correlación estratigráfica y establecer similitudes entre estratos, seleccionando el pozo que presente mayor semejanza.

Análisis de cosos: para esta sección, realizar una predicción de la producción futura por medio de un análisis de declinación y establecer los beneficios monetarios y el posible tiempo de recobro de la inversión.

Para el análisis de producción futura se examinaron las facies del campo Cuyabeno y se seleccionaron pozos cercanos. En el pozo de ejemplo, el Cuyabeno 10, se seleccionaron 2 pozos, CYBE-020 y CYBE-027, se realizó una

correlación de los estratos siendo el pozo Cuyabeno 20 quien tiene mayor relación, se analizó el histórico de producción, mostrando el cierre del pozo con 95BDP en 2021. El pozo análogo seleccionado inició sus operaciones en 1995 con 13621 BLS en la arena UI y se estabilizó después de un año con 9161BDP. Se utilizaron los datos del pozo análogo para realizar una declinación exponencial y se estimaron los costos en base a un recorte de intervalo realizado en la arena UI (8076'-8081'(5')) en el que se redujo el corte de agua y se optimizó la producción. El proceso llevado en el CYBE-035 es similar al del pozo de estudio, por lo cual se usaron los costos como valores referenciales.

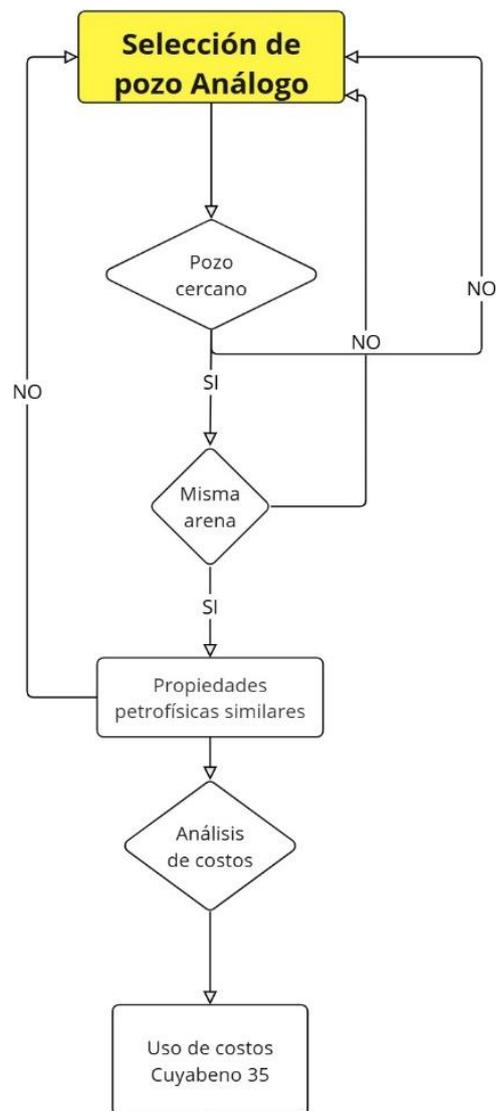


Figura 10. Diagrama de flujo de selección.

De acuerdo a lo mencionado en el diagrama anterior, se seleccionó un pozo cercano al pozo objetivo, en este caso el Cuyabeno 10, siendo el Cuyabeno 20 y 27 aquellos que se utilizaron para la correlación estratigráfica tal y como se muestra en los registros compuestos.

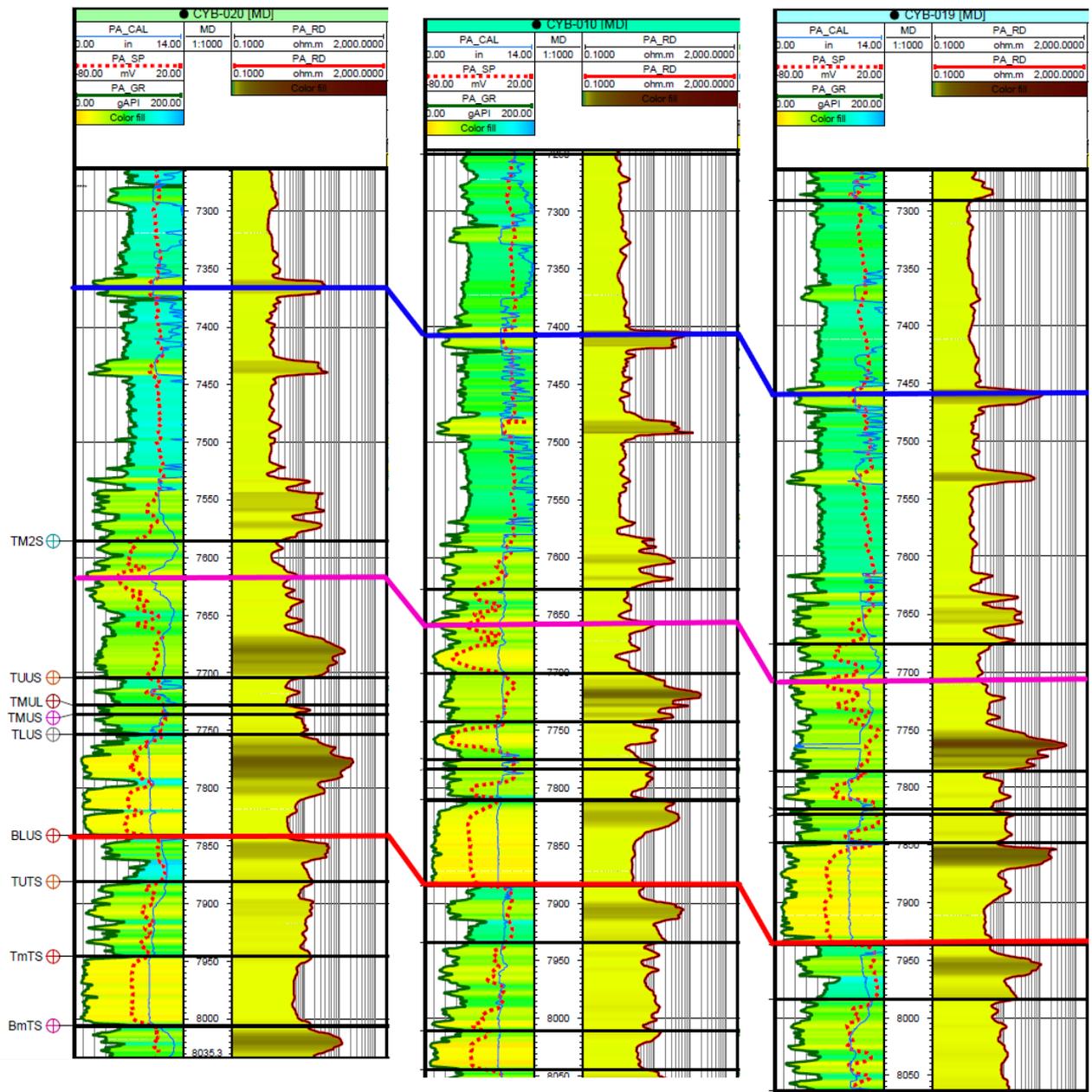


Figura 11. Correlación estratigráfica CUY-20, CUY-10, CUY 27

## 2.2 Análisis de Productividad

Para realizar el análisis de productividad se calculó la declinación exponencial de la producción del pozo análogo entre agosto de 2003 hasta noviembre de 2006, demostrando una tendencia lineal como se observa en la gráfica, motivo por el cual se utilizaron ecuaciones de declinación exponencial para conocer el tiempo en el cual el yacimiento naturalmente depletará. (PETROECUADOR E. , Producción campo Cuyabeno, 2024)

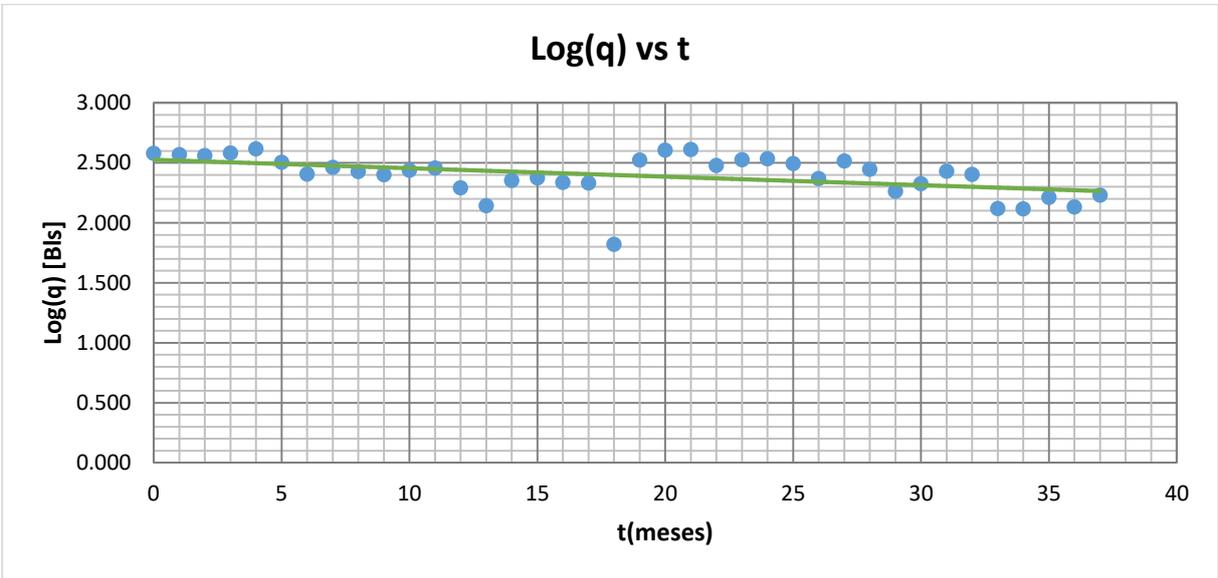


Figura 12. Declinación exponencial CUY-20

Posteriormente se utilizaron los datos de un workover similar y se realizó una comparación entre los costos de inversión y la ganancia aproximada, la ventaja que presenta este método es que se utiliza una predicción de ganancias pesimista, por lo tanto, los beneficios reales pueden únicamente incrementar, teniendo así una justificación inicial para un análisis más profundo del proyecto y tomando un plan de cementación similar al realizado en el CUY-35 para disminuir la producción de agua. (PETROECUADOR E. , Cuyabeno 35, 2023).

Type	Exponential	Hyperbolic	Harmonic
<b>b</b>	0		1
<b>Rate</b>	$qt = qi * e^{-Dt}$	$qt = qi(1 + b * Di * t)^{-\frac{1}{b}}$	$qt = \frac{qi}{1 + Di * t}$
<b>Cum. Prod with rate</b>	$Np = \frac{qi - qt}{D}$	$Np = \frac{qi}{(b - 1) * Di} * \left[ \left( \frac{qi}{qt} \right)^{b-1} - 1 \right]$	$Np = \frac{qi}{Di} * \ln \left( \frac{qi}{qt} \right)$
<b>Cum. Prod with time</b>	$Np = \frac{qi}{D} * (1 - e^{-Dt})$	$Np = \frac{qi}{(b - 1) * Di} * \left[ (1 + b * Di * t)^{\frac{b-1}{b}} - 1 \right]$	$Np = \frac{qi}{Di} * \ln(1 + Di * t)$
<b>Prod. Time</b>	$t = \frac{1}{D} * \ln \left( \frac{qi}{qt} \right)$	$t = \frac{1}{b * Di} * \left[ \left( \frac{qi}{qt} \right)^b - 1 \right]$	$t = \frac{1}{Di} * \left[ \left( \frac{qi}{qt} \right) - 1 \right]$

**Tabla 4. Ecuaciones de declinación de un yacimiento**  
(ESPOL, 2023)

Tal como se muestra en la figura 12 se utilizaron las ecuaciones de declinación y tiempo en el cual el yacimiento llega a su mínimo de producción, en este caso se consideró 5 años.

# CAPÍTULO 3

## 3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

### 3.1 Pozos no prospectivos

Con el fin de mostrar la factibilidad de la metodología detallada en el capítulo anterior se utilizó la base de datos del bloque 58, campo Cuyabeno seleccionando los pozos que podrían tener mejor resultado debido a la cantidad de datos que se poseía de ellos, obteniendo como resultado ocho pozos que no completaron el proceso de selección y dos que representan altas probabilidades de un workover exitoso. A continuación se detallan los datos de aquellos pozos que no dieron resultados positivos:

- **CYBD-038**

El pozo Cuyabeno 38 tuvo un aporte de la arena objetivo "UI" bajo de aproximadamente 28 BDP y un BSW de 90.3% por lo cual se descartó esta opción y no se continuó con el proceso.

- **CYBC-035**

Este pozo cuenta con una producción de 166 BDP lo cual indica una alta producción de crudo, luego se observó un BSW de 83% lo cual lo convierte en un candidato, sin embargo, se realizó un procedimiento de squeeze que consistió en sacar el equipo BES que estaba en fondo, realizar squeeze a arena UI. punzonar y re punzonar arena TS: 8200'-8211' (11'), 8218'-8223' (5') 8242'-8254' (12'); UI: 8076'-8081' (5'); US: 8031'-8040' (9'), posteriormente se realizó una evaluación para determinar si justifica bajada de equipo BES, obteniendo un resultado exitoso con una producción de 620 BPPD, con una prueba de estabilización en el mes de febrero de 2023 de 46BDP. Es por esto que no es un pozo apto para el proceso.

- **CYBE-023**

El pozo Cuyabeno 23, tuvo una producción de 141 BDP y un BSW de 94% según EP PETROECUADOR, no obstante no muestran que se haya realizado un procedimiento de squeeze en la zona, y se observa un contacto agua petróleo

agresivo en la arena "UI": 7770' - 7779' ( 9') 7786' - 7792' ( 6'), se observó que existieron intentos de controlar la producción en la zona aislando la arena así como la "US", por lo cual se descarta como objetivo viable. (PETROECUADOR E. , WO #14, 2024)

- **CYBG-050**

En el caso del Cuyabeno 50 se observó un buen aporte de la arena "UI" de 211 BPD y un BSW considerable de 75%, se realizó una cementación forzada a la arena "UI" 8049' - 8054' (5') en el quinto trabajo de reacondicionamiento realizado al pozo (PETROECUADOR E. , WO #5, 2024), sin embargo, se dejaron 7 pies que fueron re cañoneados en ese mismo workover en febrero, 13 de 2023, (PETROECUADOR E. , Producción campo Cuyabeno, 2024). Se contempló la posibilidad de repetir la operación con el fin de obtener mejores resultados, por ello se analizó el nivel del contacto agua petróleo, observando que no se encuentra cerca de los punzados, por lo cual no representa un pozo candidato a intervenir, sin embargo, puede ser objeto de un análisis futuro si el contacto sube o aumenta la producción de agua.

- **CYB-008**

El pozo Cuyabeno 8, presenta una baja producción de petróleo de la arena objetivo, debido a que en el último dato de producción que se tiene del pozo, solamente se obtuvieron 58 barriles en el mes de marzo de 2022, dando un promedio aproximado de 2BPD. Por el motivo que se mencionó anteriormente, se descartó el pozo Cuyabeno-008, además cabe destacar que su porcentaje de BSW es alto, siendo éste de 98%, (PETROECUADOR E. , Producción campo Cuyabeno, 2024).

- **CYBB-032**

Este pozo tuvo una producción de 69BPD con un BSW de 93%, por lo cual no califica como un pozo candidato para reacondicionamiento con squeeze, motivo por el cual es descartado (PETROECUADOR E. , Producción campo Cuyabeno, 2024).

- **CYBC-034**

Cuyabeno 34 mostró como resultado, una producción considerablemente alta de 217 BPD y un BSW de 95%, pasando así la primera fase de selección,

(PETROECUADOR E. , Producción campo Cuyabeno, 2024). Luego se revisó los antecedentes de dicho pozo y se evidenció que en mayo de 2015 se realizó una operación de cementación forzada en la arena UI y se re punzonaron 15 ft, 7900'-7910' y 7918'-7926' a 5 disparos por pie. Los resultados obtenidos muestran que la intervención en el pozo no es viable para un proceso de re acondicionamiento con squeeze, (PETROECUADOR E. , WO # 03, 2020)

- **CYBD-039**

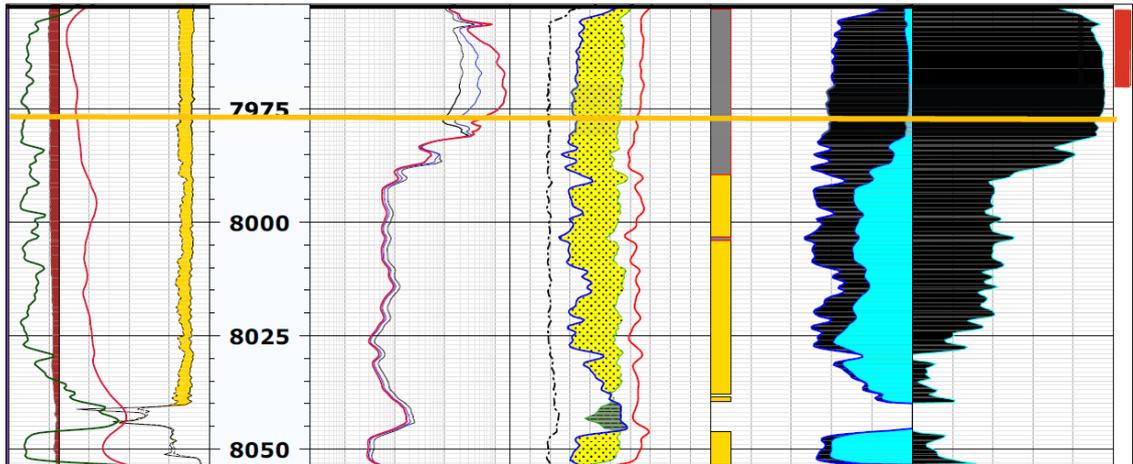
De este pozo se obtuvo como resultado una producción de 13.6BPD con un BSW de 93% en Julio de 2017, por lo tanto, no representó un proyecto atractivo. (PETROECUADOR E. , Producción campo Cuyabeno, 2024)

### **3.2 Pozos prospectivos**

Del conjunto de datos se obtuvo dos resultados exitosos, los pozos; Cuyabeno 10, Cuyabeno 69, ambos mostraron ser viables.

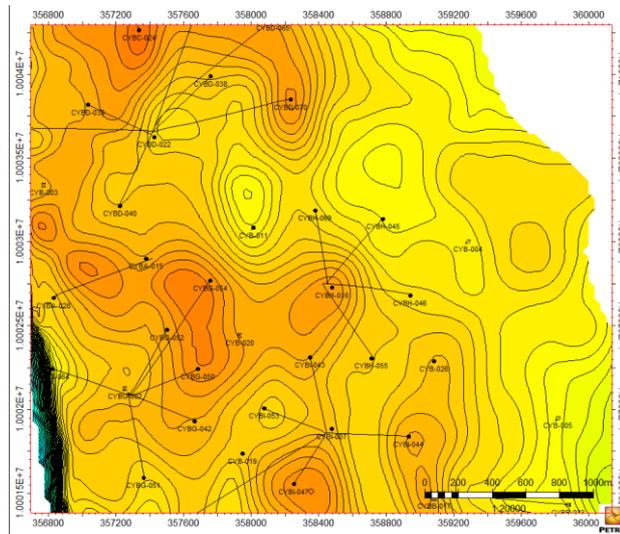
- **CYB-069**

En el caso del pozo Cuyabeno 69, se observó que tuvo una producción de 50BDP con un BSW de 97% de la arena "UI", por ese motivo tiene los punzados; Ui: 7953'-7958' (5'), Ui: 7958'-7966' (2'). Esto mostró que puede ser un buen candidato para mejorar su producción, a pesar de estar en un valor no tan alto de producción al momento de su cierre, se considera un buen objetivo debido al caudal de producción que mostró al inicio de sus operaciones en el año 2013. Se revisó el historial de reacondicionamientos, no se encontró registro de una cementación forzada en la zona por lo cual se procedió a revisar el contacto agua petróleo situándolo cerca de los punzados a 7976 ft. Se observó potencialidad para convertir el pozo en uno reinjector a nivel de la arena "Ti" en un futuro debido a lo mostrado por los registros eléctricos.



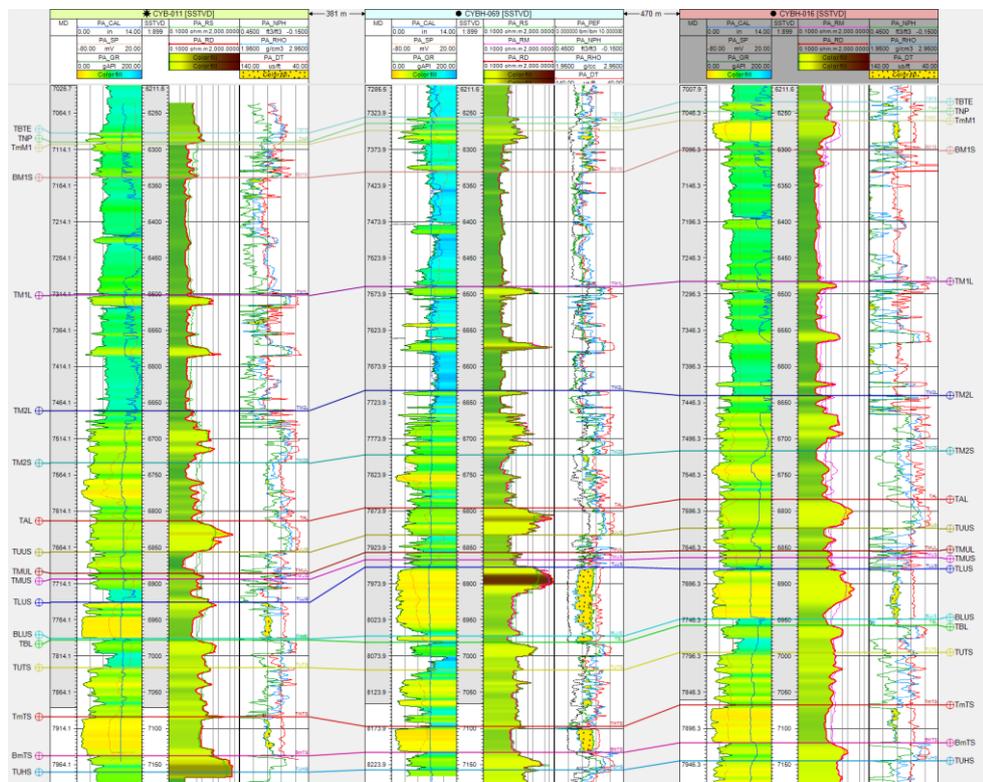
**Figura 13. Registro eléctrico CYB-069  
(PETROECUADOR E. , Cuyabeno-69, 2020)**

Así también, teniendo en consideración de que se trata de un pozo con once años de antigüedad a comparación de algunos pozos con más de dos décadas de explotación (PETROECUADOR E. , Producción campo Cuyabeno, 2024). Se trata de un pozo direccional de tipo “S” con una profundidad TVD de 8,033.07 ft y 83,000 ft MD en el año 2015, agosto, teniendo como principal objetivo a la arena “Ui”. Para la selección de un pozo análogo se obtuvo información petrofísica de la arena “Ui” y se analizó su cercanía respecto a otros pozos para la siguiente etapa del proceso.



**Figura 14. Mapa estructural arenisca UI (PETROECUADOR E. , Cuyabeno-69, 2020)**

Analizando la arena objetivo y los pozos cercanos se seleccionó como candidatos a los pozos cercanos CYB-011 y CYB-016 y se realizó la correlación estratigráfica



**Figura 15. Correlación Estratigráfica CYB-069 (PETROECUADOR E. , Cuyabeno-69, 2020)**

Se tomó como pozo análogo al pozo Cuyabeno 16 y se realizó una declinación exponencial de su producción para obtener una correlación de la producción del pozo objetivo.

- **CYB-010**

El pozo Cuyabeno 10 tuvo una producción de 274 BPD en noviembre de 2014 con un BSW de 73% de la arena objetivo "UI", al indagar en el historial de workovers se obtuvo el primero el 5 de septiembre de 1984, para corregir una mala cementación, realizando una cementación forzada en la arena "T" y "Us", para luego re punzonar la arena "Ui", "Us", (PETROECUADOR E. , Producción campo Cuyabeno, 2024).

La segunda intervención fue el 27 de marzo de 1994 para un cambio de completación en la arena "Us", posteriormente se intervino a causa de camisas defectuosas en 1994, diciembre 2, luego se realizaron varios trabajos de reacondicionamiento para extracción de la bomba debido a comunicación bajo el primer packer en septiembre de 2016 y marzo de 2018, también se realizó un pulling o extracción de la bomba debido a una comunicación entre arenas.

Por este motivo, se analizó el contacto agua petróleo notando que es un porcentaje de saturación de agua muy marcado, tal como se mostró en la figura 6, por lo cual se tomó a consideración para un análisis más profundo. Se seleccionó un pozo análogo el Cuyabeno 20, el cual mostró una correlación y características más precisas. (PETROECUADOR E. , CUY-10, 2024)

### 3.2.1 Productividad

- **CYB-010**

En el análisis de producción se obtuvo una declinación anual de 0.396 1/año, una declinación mensual de 0.025 1/mes con un tiempo de abandono de casi 11 años tomando como referencia una tasa de 5 barriles por día como un mínimo de producción como se muestra en la tabla 5. Tomando como referencia un costo de reacondicionamiento total de \$432,928.45, asumiendo la mínima tasa de producción y con el costo promedio actual del petróleo, se tardaría en recuperar la inversión alrededor de 1 año, 8 meses.

t (meses)	q (STB/m)	q (STB/d)	log (q)
0	11419	380.63	2.581
1	11137	371.23	2.570
2	10913	363.77	2.561
3	11513	383.77	2.584
4	12449	414.97	2.618
5	9612	320.40	2.506
6	7642	254.73	2.406
7	8700	290.00	2.462
8	8074	269.13	2.430
9	7571	252.37	2.402
10	8231	274.37	2.438
11	8616	287.20	2.458
12	5881	196.03	2.292
13	4172	139.07	2.143
14	6775	225.83	2.354
15	7101	236.70	2.374
16	6549	218.30	2.339
17	6467	215.57	2.334
18	1987	66.23	1.821
19	10031	334.37	2.524
20	12138	404.60	2.607

Tabla 5. Producción análoga CYB-10

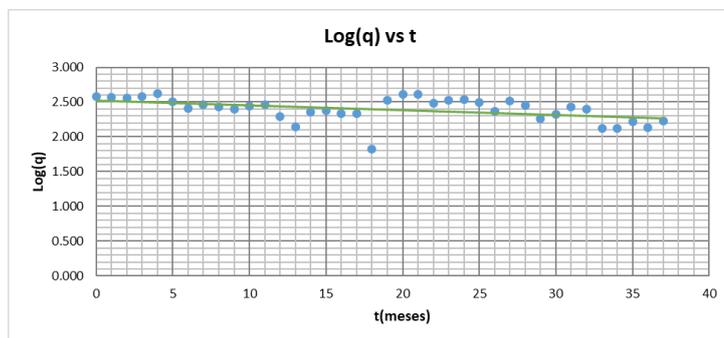


Figura 16. Productividad, declinación CYB-10

- **CYB-069**

Como resultado de la aplicación del modelo exponencial en el CYB-069 se obtuvo:

t (meses)	q (STB/m)	q (STB/d)	log (q)
0	19125	637.50	2.804
1	17873	595.77	2.775
2	20449	681.63	2.834
3	18318	610.60	2.786
4	17614	587.13	2.769
5	15783	526.10	2.721
6	14264	475.47	2.677
7	17457	581.90	2.765
8	18551	618.37	2.791
9	18469	615.63	2.789
10	17624	587.47	2.769
11	19694	656.47	2.817
12	12939	431.30	2.635
13	16738	557.93	2.747
14	15980	532.67	2.726
15	15897	529.90	2.724
16	23022	767.40	2.885
17	18351	611.70	2.787
18	21258	708.60	2.850
19	17548	584.93	2.767
20	14966	498.87	2.698

Tabla 6. Producción análoga CYB-69

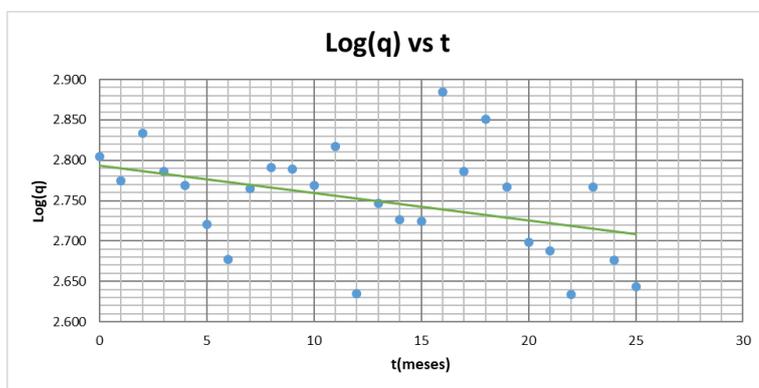


Figura 17. Declinación exponencial CYB-69

En la declinación exponencial realizada con el pozo análogo se obtuvo una declinación de 0.391 1/año, una declinación mensual de 0.068 1/mes, con una tasa de abandono de 5 barriles por día se estima un tiempo de 12 años 5 meses para alcanzar el mínimo de producción según lo observado en la tabla 6, tomando este mismo caudal como referencia se tomaría alrededor de 1.5 años en recuperar la inversión, sin considerar los gastos opex y capex.

<b>COSTOS REALES</b>			
<b>COMPANÍA</b>	<b>SERVICIO</b>	<b>MATERIAL</b>	<b>GASTO</b>
RIG-CCDC40	MOVILIZACIÓN ENTRE POZOS		32,500.00
RIG-CCDC40	TARIFA OPERATIVA		87,500.00
RIG-CCDC40	TARIFA STAND BY		2,160.00
RIG-CCDC40	TARIFA OPERATIVA DRILL PIPE		5,600.00
EP PETROECUADOR		COMBUSTIBLES (DIESEL)	9,928.00
EP PETROECUADOR		MATERIALES DE COMPLETACIÓN	9,300.53
EP PETROECUADOR		QUIMICOS	185.25
SCHLUMBERGER	FLUIDO DE CONTROL		25,873.56
FRANKS	CORRIDA DE TUBERIA		0.00
PETROTECH	SET DE LIMPIEZA		4,894.64
SCHLUMBERGER	RETENEDOR DE CEMENTO / STINGER		15,635.34
MISSION PETROLEUM	REPARACIÓN CABEZAL		8,734.45
SCHLUMBERGER	SQUEEZE		34,036.17
SERTECPET	SERVICIO TECNICO		990.00
SERTECPET		HERRAMIENTAS	45,200.41
PETROTECH	SERVICIO DE SLICK LINE		766.80
SERTECPET	LLAVE HIDRAULICA		10,976.00
F&T	SERVICIO DE MOLIENDA		16,390.32
SERTECPET	WIRE LINE		75,871.79
SERTECPET	REGISTRO ELECTROMAGNETICO		0.00
SCHLUMBERGER	SERVICIO DE PESCA		0.00
		SUBTOTAL	386,543.26
		IVA 15%	57,981.49
		<b>TOTAL INC. IVA.</b>	<b>444,524.75</b>

**Tabla 7. Costos de cementación**

El plan de cementación consistiría en extraer el equipo de fondo después de aplicar tratamientos químicos al pozo como biocidas y luego de controlar el pozo, posteriormente desarmar la sección "C", en el caso de los pozos de estudio se extraería el sistema BES de bombeo para realizar la correlación y colocar un tapón o CIBP en la tubería de 7" para aislar la zona armar el cabezal de cementación y realizar una cementación forzada sin antes realizar las debidas pruebas de admisión, luego de realizar el squeeze se plantea re perforar los punzados superiores. Finalmente realizar pruebas de producción y evidenciar resultados.

### 3.3 ANÁLISIS

En el caso del Cuyabeno 10 se trata de un pozo que actualmente se encuentra produciendo de la arena "US" hasta agosto de 2024, mientras que produjo de la arena objetivo por última vez en noviembre de 2014, por lo cual se plantea dentro del plan de cementación que se tome a consideración como pozo a intervenir cuando baje considerablemente la producción de la arena "Us" y se realice además un análisis de la presión que se pudo restaurar en la arena debido a su cierre por poco más de una década. De este modo se espera que los resultados que puedan obtenerse al aplicar lo planteado puedan solamente mejorar.

Analizando los resultados obtenidos del pozo análogo al Cuyabeno 69 se mostró una dispersión de los datos notable, esto puede deberse a trabajos de acidificación o de mejora de las condiciones del yacimiento, accediendo al histórico de producción del pozo objetivo se observó una buena tendencia de producción.

Se plantea seguir un plan de cementación similar al del Cuyabeno 35, al tratarse de un pozo direccional de tipo "S", accediendo a la información de su historial de workovers se tiene un costo referencial de cementación de alrededor de \$432,928.45 en el año 2023, con el aumento del IVA del 12% al 15% alcanzaría un valor de \$444,524.75 tal como se muestra en la siguiente tabla, (PETROECUADOR E. , Cuyabeno 35, 2023)

# CAPÍTULO 4

## 4.1 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### Conclusiones

- El trabajo descrito en este proyecto de investigación aporta con una metodología crucial para la selección y análisis de la prospectividad de pozos para la aplicación de trabajos de reacondicionamiento con cementación secundaria para recortar intervalos que se encuentren afectados por la cercanía del contacto agua petróleo, de este modo optimizando la producción de los pozos seleccionados y reduciendo el corte de agua disminuyendo los costos operativos.
- Uno de las fortalezas del a propuesta reside en el uso de la declinación exponencial en lugar del modelo hiperbólico usado en otros trabajos para estimar la tasa de decaimiento de la producción, ya que presenta el escenario menos favorecedor y reduce el riesgo implicado al invertir en un proyecto de workover.
- Gracias a la metodología aplicada se revisó el historial de diez pozos. También se obtuvo información de los trabajos de workover realizados con anterioridad donde se evidenció que ya se aplicó un squeeze en cuatro de ellos, los demás pozos que resultaron no ser prospectivos mostraron tener un bajo aporte de fluido, y solo dos de ellos, los pozos Cuyabeno 10 y 69 mostraron ser prospectivos.
- Con la ayuda de la declinación exponencial se estimó el tiempo que la producción tardaría en llegar a un valor mínimo y se analizó la viabilidad del proyecto
- En base a los resultados obtenidos mediante la declinación se usó como referencia a un pozo sometido a un proceso similar para proponer un plan de reacondicionamiento con cementación acorde a las particularidades de ambos pozos.

## 4.2 RECOMENDACIONES

Durante la aplicación de esta metodología, tuvo lugar una serie de contratiempos durante la selección de los pozos del grupo de estudio debido a la poca cantidad de información, motivo por el cual para futuros proyectos se sugiere contar con la mayor cantidad de datos con los que se pueda contar previo a iniciar cualquier tipo de estudio.

Al revisar el historial de reacondicionamiento en los pozos del bloque 58 es importante constatar la cronología de los trabajos que ya han sido realizados, su historial de producción y estratigrafía. Se sugiere prestar atención al pozo Cuyabeno 50, el cual si bien no es candidato a un squeeze puede ser candidato a otros métodos de reacondicionamiento como una acidificación o un cambio en la humectabilidad de la arena.

También es recomendable realizar un análisis de oportunidades en el pozo Cuyabeno 69 en la arena Ui y frecuentemente realizar actualizaciones para llevar un seguimiento de su potencialidad, esto debido a que el pozo Cuyabeno 69 es candidato a volverse un pozo inyector a nivel de la arena "Ti", después de agotar los recursos en la arena "Ui".

#### 4. BIBLIOGRAFÍA

- Gonzalez, L., Carlos, F., Guzman, J., & Malave, K. (2012). Obtenido de <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/19720/1/resumen%20freddy%20carlos.pdf>
- B. Nelson, E., & Guillot, D. (28 de Junio de 2006). *Schlumberger*. Obtenido de <https://www.slb.com/-/media/files/ce/other/well-cementing-book.ashx>
- Energía, A. d. (4 de Enero de 2024). *Agencia de Regulación y Control de Energía*. Obtenido de <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/01/REPORTE-DIARIO-DE-PRODUCCION-Y-OPERACIONES-PRELIMINAR-05-DE-ENERO-DE-2024-1.pdf>
- ESPOL. (2023). *Ingeniería de yacimientos*. Guayaquil.
- Mayorga Mayorga, H. S. (1 de Febrero de 2022). *Revista Politécnica*. Obtenido de [https://revistapolitecnica.epn.edu.ec/ojs2/index.php/revista\\_politecnica2/article/view/1315](https://revistapolitecnica.epn.edu.ec/ojs2/index.php/revista_politecnica2/article/view/1315) Información Geográfica:
- Núñez, J. L. (Abril de 2010). *Schlumberger*.
- PETROECUADOR, E. (2020). Cuyabeno-69. *Evaluación Petrofísica*. Quito, Pichincha, Ecuador.
- PETROECUADOR, E. (Junio de 2020). WO # 03. *Cuyabeno Solicitud WO-09*. Quito, Pichincha, Ecuador.
- PETROECUADOR, E. (2023). Cuyabeno 35. En E. PETROECUADOR, *Costos de workover 09*. Quito.
- PETROECUADOR, E. (2024). CERTIFICACIÓN DE RESERVAS CAMPO CUYABENO SANSAHUARI 2024. Cuyabeno.
- PETROECUADOR, E. (2024). CUY-10. Quito.
- PETROECUADOR, E. (2024). *Generalidades CBY SNS*. Quito.
- PETROECUADOR, E. (2024). Producción campo Cuyabeno. En E. PETROECUADOR. Quito, Ecuador.
- PETROECUADOR, E. (Agosto de 2024). WO #14. Quito, Pichincha, Quito.
- PETROECUADOR, E. (Agosto de 2024). WO #5. Quito, Pichincha, Ecuador.

Quevedo, J. (16 de Junio de 2021). *prezi*. Obtenido de <https://prezi.com/p/mmnydi97qeub/registros-cbl-y-vdl/>

Riofrío, M. J. (8 de Julio de 2023). *Diario La Hora Ecuador*. Obtenido de <https://www.lahora.com.ec/esmeraldas/el-ecuador-antes-y-despues-del-petroleo/>

Rivadeneira Padilla, J. M. (Marzo de 2018). *dspace uce*. Obtenido de <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/15075>

Yopez C, N. (Noviembre de 2012). Obtenido de <https://core.ac.uk/download/pdf/71898132.pdf>