



Tecnológico UNIVERSITARIO
“RUMIÑAHUI”

**CARRERA:
PETRÓLEOS**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
TECNOLÓGO SUPERIOR EN PETRÓLEOS**

**TEMA:
INCREMENTAR LA PRODUCCION EN EL POZO LAGO AGRIO 62 (LGAJ-062) DEL BLOQUE
56 A TRAVES DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO Y CAMBIO DE ZONA EN EL AÑO 2024.**

**AUTOR:
CESAR CRISTHIAN CABRERA CEVALLOS**

**DIRECTORES:
ING. LUIS ALVAREZ**

Sangolquí, agosto 31 del 2024

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2024-ISTER-6-6.2

Sangolquí, 04 de noviembre de 2024

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN

INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO

Presente

Por medio de la presente, yo, CESAR CRISTHIAN CABRERA CEVALLOS, declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado INCREMENTAR LA PRODUCCION EN EL POZO LAGO AGRIO 62 (LGAJ-062) DEL BLOQUE 56 A TRAVES DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO Y CAMBIO DE ZONA EN EL AÑO 2024.

de la Tecnología Superior en Petróleos; y a su vez manifiesto mi voluntad de ceder al Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui con condición de Universitario los derechos de reproducción, distribución y publicación de dicho trabajo de titulación, en cualquier formato y medio, con fines académicos y de investigación.

Esta cesión se otorga de manera no exclusiva y por un periodo indeterminado. Sin embargo, conservo los derechos morales sobre mi obra.

En fe de lo cual, firmo la presente.

Atentamente,



CESAR CRISTHIAN CABRERA
CEVALLOS C.I. 2100411319

**FORMULARIO PARA ENTREGA DE PROYECTOS EN
BIBLIOTECA INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO
RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO**

CT-ANX-2024-ISTER-1

CARRERA:

TECNOLOGÍA SUPERIOR EN PETROLEOS

AUTOR:

CESAR CRISTHIAN CABRERA CEVALLOS

TUTOR:

ÁLVAREZ LAZO LUIS ALFREDO

CONTACTO ESTUDIANTE:

CESAR CRISTHIAN CABRERA CEVALLOS: **0988408553**

CORREO ELECTRÓNICO:

Cesar.cabrera@ister.edu.ec

TEMA: INCREMENTAR LA PRODUCCION EN EL POZO LAGO AGRIO 62 (LGAJ-062) DEL BLOQUE 56 A TRAVES DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO Y CAMBIO DE ZONA EN EL AÑO 2024.

OPCIÓN DE TITULACIÓN:

UNIDAD DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

RESUMEN: El presente trabajo se lo realiza para verificar la factibilidad de aplicar el fracturamiento hidráulico, analizando la información existente sobre esta técnica y desarrollarla en el pozo LGAJ-062, para estimularlo y aumentar su producción.

En el capítulo 1, se define la problemática considerando la baja producción en el pozo LGAJ-062, debido a un corte de agua alto y una baja permeabilidad, teniendo como objetivo principal el aplicar fracturamiento hidráulico, para disminuir el corte de agua y aumentar la producción de petróleo.

En el capítulo 2, se exponen conceptos referentes al proceso de fracturamiento hidráulico, porosidad, permeabilidad, presión de fractura, daño de formación y los diferentes tipos de fracturas.

En el capítulo 3, se plantea específicamente todo el proceso que implica el fracturamiento hidráulico como: los equipos que se utilizan, la química, el tipo de fluido y el apuntalante.

En el capítulo 4, se evidencian las pruebas y análisis de la información, se comparan los resultados obtenidos y se define la factibilidad de realizar el fracturamiento hidráulico.

El presente trabajo se enfoca en verificar la factibilidad de realizar el cambio de zona de arena Hollín a la arena T, analizando la información existente sobre este procedimiento para aplicarlo en el pozo LGAJ-062, y así aumentar su producción.

En el capítulo 1, se define la problemática considerando la baja producción en el pozo LGAJ-062, debido a un corte de agua alto y una baja permeabilidad, teniendo como objetivo principal el aislamiento de la arena Hollín y cambiar a zona T, para disminuir el corte de agua y aumentar la producción de petróleo.

En el capítulo 2, se exponen conceptos referentes al proceso cambio de zona, porosidad, permeabilidad, resistividad.

En el capítulo 3, se plantea específicamente todo el proceso que implica el cambio de zona como: los equipos que se utilizan, la química, el tipo de fluido.

En el capítulo 4, se evidencian las pruebas y análisis de la información, se comparan los resultados obtenidos y se define la factibilidad de realizar el cambio de zona.

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2024-ISTER-2

Sres.-

INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO

Presente

A través del presente me permito aceptar la publicación del trabajo de titulación de la Unidad de Integración Curricular en el repositorio digital “DsPace” de los estudiantes: Cesar Cristhian Cabrera Cevallos con C.I 2100411319 alumno de la Carrera TECNOLOGIA SUPERIOR EN PETROLEOS

Atentamente,



CESAR CABRERA

C.I. 2100411319

Han sido revisadas las similitudes del trabajo en el software “TURNITING” y cuenta con un porcentaje de 13 % y 6%; motivo por el cual, el Proyecto Técnico de Titulación es publicable. (EL PORCENTAJE DE SIMILITUD DEBE SER MÁXIMO DE 15%)

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN

Fecha del Informe 04 / 11 / 2024

MATRIZ SANGOLQUÍ: Av. Atahualpa 1701 y 8 de Febrero

Telf: 0960052734 / 023524576 / 022331628

 www.ister.edu.ec / info@ister.edu.ec

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	4
CAPITULO I	5
INTRODUCCIÓN	5
1.1. Planteamiento del Problema	6
1.2 Justificación	7
1.3 Alcance	7
1.4 Objetivos General y Especificos	7
1.4.1 Objetivo general	7
1.4.2 Objetivos específicos	7
CAPITULO II	8
MARCO TEÓRICO	8
Formación Hollín – (Albiano Medio – Albiano Superior)	12
CAPITULO III	14
DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN	14
1.0 RESUMEN	14
<i>Personal requerido</i>	15
<i>Movilización de personal</i>	15
<i>Requerimientos previo a la corrida</i>	15
<i>Resumen corridas</i>	15
1.0 RESUMEN	16
2.0 OBJETIVO	16

3.0 EQUIPO REQUERIDO	16
4.0 PERSONAL REQUERIDO	17
6.0 REQUERIMIENTOS PREVIOS A LA CORRIDA	17
7.0 RESUMEN – CORRIDAS	17
8.0 PROCEDIMIENTO OPERACIONALES CIBP CON WIRELINE	19
9.0 CONFIGURACION DE LA HERRAMIENTA CESTA Y CIBP	21
10.0 PROCEDIMIENTO OPERACIONAL DUMP BAILER	23
	24
CAPITULO IV.	29
RESULTADOS Y DISCUSION	29
CAPITULO V.	30
Conclusiones y Recomendaciones.	30

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Datos del pozo	8
Tabla 2 Resumen corridas	15
Tabla 3 Resumen corridas 2	17
Tabla 4 Tiempos de operación	20
Tabla 5 Tiempos de operación 2	20
Tabla 6 Datos de evaluación	26
Tabla 7 Datos evaluación de arena T	27
Tabla 8 Resultados	29
Tabla 9 Gráfica resultados	29

RESUMEN

El presente trabajo se enfoca en verificar la factibilidad de realizar el cambio de zona de arena Hollín a la arena T, analizando la información existente sobre este procedimiento para aplicarlo en el pozo LGAJ-062, y así aumentar su producción.

En el capítulo 1, se define la problemática considerando la baja producción en el pozo LGAJ-062, debido a un corte de agua alto y una baja permeabilidad, teniendo como objetivo principal el aislamiento de la arena Hollín y cambiar a zona T, para disminuir el corte de agua y aumentar la producción de petróleo.

En el capítulo 2, se exponen conceptos referentes al proceso cambio de zona, porosidad, permeabilidad, resistividad.

En el capítulo 3, se plantea específicamente todo el proceso que implica el cambio de zona como: los equipos que se utilizan, la química, el tipo de fluido.

En el capítulo 4, se evidencian las pruebas y análisis de la información, se comparan los resultados obtenidos y se define la factibilidad de realizar el cambio de zona.

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

A partir del boom petrolero, todos los países que cuentan con este recurso no renovable, han sido beneficiados económicamente teniendo así un aumento de sus arcas fiscales, es por ello que hasta la actualidad se han desarrollado diferentes herramientas y técnicas para extraer en mayor porcentaje los fluidos de la formación. Una de los procesos más comunes es realizar el cambio de zona para buscar una mayor producción y obtener mayor ganancia.

Mediante análisis de la información obtenida a través de los diferentes tipos de registro y el estudio geológico se podrá determinar la zona más idónea en la que se aplicará el respectivo cambio de zona y los equipos a utilizarse en el proceso.

1.1. Planteamiento del Problema

La baja de producción en los diferentes pozos, se deben a varios factores, teniendo en cuenta que la declinación en la producción es normal a través del tiempo, existen varios motivos que pueden acelerar a mayor porcentaje la baja de producción, es por ello donde se hace esencial aplicar una de las diferentes técnicas o procesos para mejorar la producción y revertir el daño en la formación, si luego de aplicada las diferentes técnicas para mejorar la producción no dan resultados se procede a aislar la zona productora.

Es por ello que uno de los procesos aplicados comúnmente es el cambio de zona productora, en este proceso se deben tener en cuenta varios aspectos, como la revisión histórica del pozo, evaluación geológica y estudio de la zona objetivo, para así obtener una mejor producción y un bajo corte de agua.

1.2 Justificación

El cambio de zona productora es un proceso que permite tener otra opción para el aumento de producción de fluidos de manera artificial. Este trabajo se lo realiza para mejorar la producción y bajar el porcentaje de corte de agua.

1.3 Alcance

El presente proyecto está enfocado al estudio de las características y condiciones de un pozo en el oriente ecuatoriano en el campo LAGO AGRIO, se basa en el análisis de resultados anteriores de pozos aledaños para proponer la mejor alternativa y determinar la zona de interés más idónea para realizar el debido cambio de arena productora.

1.4 Objetivos General y Específicos

1.4.1 Objetivo general

Incrementar la producción en el pozo lago agrio 62 (lgaj-062) del bloque 56 a través del cambio de zona en el año 2024.

1.4.2 Objetivos específicos

- Aumentar la producción.
- Reducir el corte agua.
- Analizar la relación costo-beneficio, y factibilidad de aplicar esta técnica.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

Ubicación	Ecuador / Bloque 56
Campo	LAGO AGRIO
Pozo	LAGO AGRIO-62
Perfil del pozo	Direccional
Profundidad Total (pie)	10485 MD/ 10219 TVD/ -9214 TVDSS
Elevación del Terreno sobre SNM (pie)	967.519
RKB (pie)	37.1
RKB (ft)	1001.219
Máxima inclinación	28.3° @ 3326 pies MD
Máximo dogleg	3° @ 600 pies MD
Sección vertical (pies)	1453.94
Distancia al pozo más cercano productor de Arena Objetivo	276 ± metros de LGA-027 Productor de T
Zona de Interés (Objetivo Principal)	T (MD) (10100 - 10130)
Profundidad Tope Objetivo Principal	10100 MD
Producción y Corte de Agua Inicial Estimados (P50)	300 BOPD – 65% BSW

Tabla 1 Datos del pozo

Cambio de zona. – Este método se ha utilizado en la industria petrolera desde sus inicios, cómo una medida efectiva en la mayoría de los casos cuándo una zona productora deja de aportar con la producción deseada, y se decide hacer esa migración de zonas de interés o reservorio, para una vez establecida sus características y posterior evaluación determinar si aporta con una buena producción y así optar por el respectivo cambio de zona. A continuación, se presentan los datos clave y conceptos fundamentales relacionados con el cambio de zona:

- Viscosidad: Es una propiedad física de los líquidos y gases que mide su resistencia al flujo. En términos comunes se le puede llamar pegajosidad de un fluido.
- Permeabilidad: Es la capacidad de la roca para permitir el flujo de fluidos y se mide en darcys.
- Porosidad: Es el porcentaje del volumen de la roca que está ocupado por poros.
- Registros: Consiste en la recopilación y análisis de datos geofísicos y petrofísicos obtenidos durante o después de la perforación de un pozo.
- Resistividad: Es la capacidad de una formación geológica para resistir el paso de corriente eléctrica.
- Torre de reacondicionamiento: Este equipo es utilizado para realizar los mantenimientos y reparación de pozos que presentan algún desperfecto en su mecanismo.
- Unidad Wireline: Este equipo permite el asentamiento y recuperación de herramientas y equipos en fondo de pozo, además de realizar registros sin necesidad de retirar la tubería de producción.
- Cañones de perforación: Estos dispositivos nos permiten perforar el revestimiento del pozo y crear agujeros en la formación rocosa, permitiendo el paso de los fluidos por medio de las perforaciones.
- MTU (Mobile Testing Unit): Este equipo nos permite realizar distintas pruebas y análisis en campo.

1. Planificación y Preparación

a. Evaluación del Sitio

El Campo Lago Agrio del Bloque 56 de PETROAMAZONAS EP se encuentra ubicado en la provincia de Sucumbíos, hacia el extremo NO de la Cuenca Oriente, limitado al Norte por el campo Charapa (frontera con Colombia), al Oeste por los campos del Bloque-11, al Este por el campo Guanta - Dureno y al Sur por el Bloque-18 campo Palo Azul.

La Cía. Texaco entre enero y febrero 1971 perforo el pozo Pucuna-1, alcanzando una profundidad total de 10181' y obteniéndose una producción comercial de 980 BPPD de los reservorios: Hollín 470 BPPD, 23° API; Arenisca T 230 BPPD, 33° API y Arenisca U con 10 BPPD recuperados de 33 ° API. El pozo LAGO AGRIO-62 es un pozo direccional de desarrollo tipo S, perforado con el equipo de perforación CCDC-69. El objetivo geológico fue probar acumulaciones de hidrocarburo en la Formación Hollín. Alcanzó una profundidad total de 10485 pies MD.

Descripción estructural. - Con respecto al marco estructural de la cuenca Oriente, el campo Lago Agrio se encuentra en el borde Oeste del Play central o corredor estructural Sacha - Shushufindi. Forma parte del Play Palo Azul – Lago Agrio, caracterizado por estructuras anticlinales con cierre contra falla inversa (antiguamente normales) hacia el Este y desde el punto de vista de reservorios con entrapamiento de hidrocarburos con componente estructural para la formación Hollín y componente estratigráfico para las Areniscas U, T y BT.

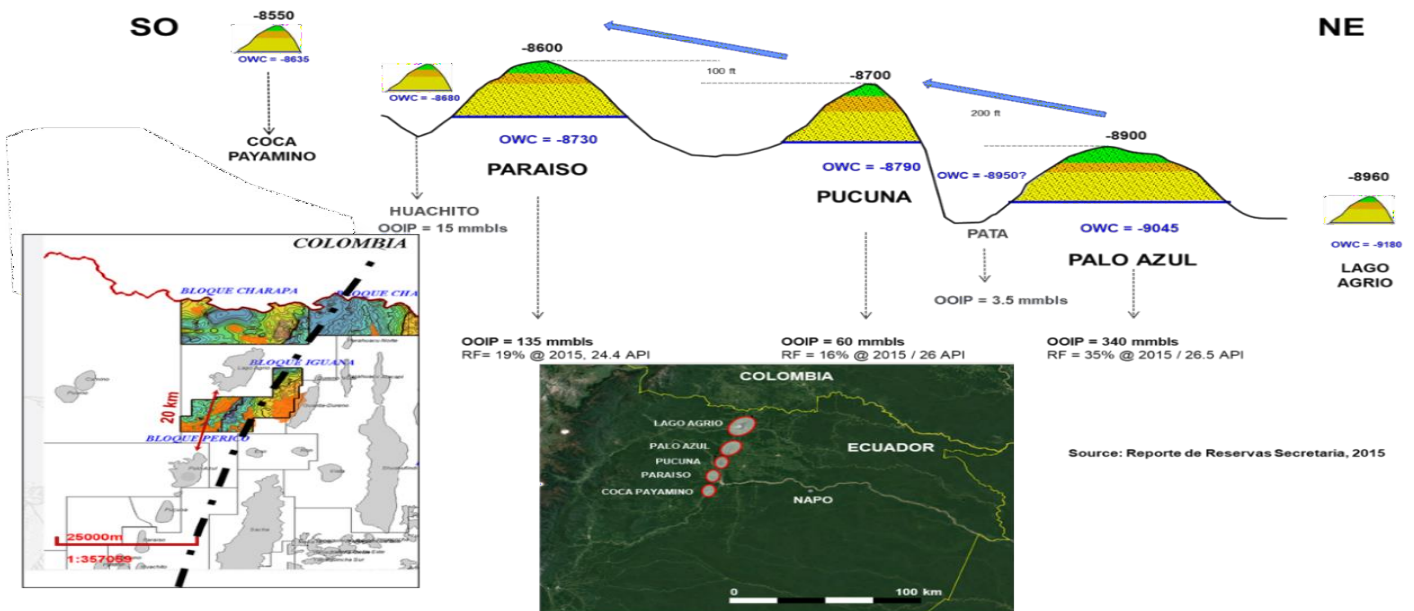


Imagen 2. Ubicación campo Lago Agrio con respecto a los corredores estructurales de la cuenca Oriente

La Interpretación estructural del campo Lago Agrio fue realizada en base a la información sísmica de PETROAMAZONAS EP entregada a Halliburton tanto de líneas sísmicas 2D de campañas anteriores y un cubo sísmico 3D reciente de 220 Km2 (área de concesión) procesado por la Cía. SINOPEC INTERNATIONAL PETROLEUM SERVICE ECUADOR S.A.

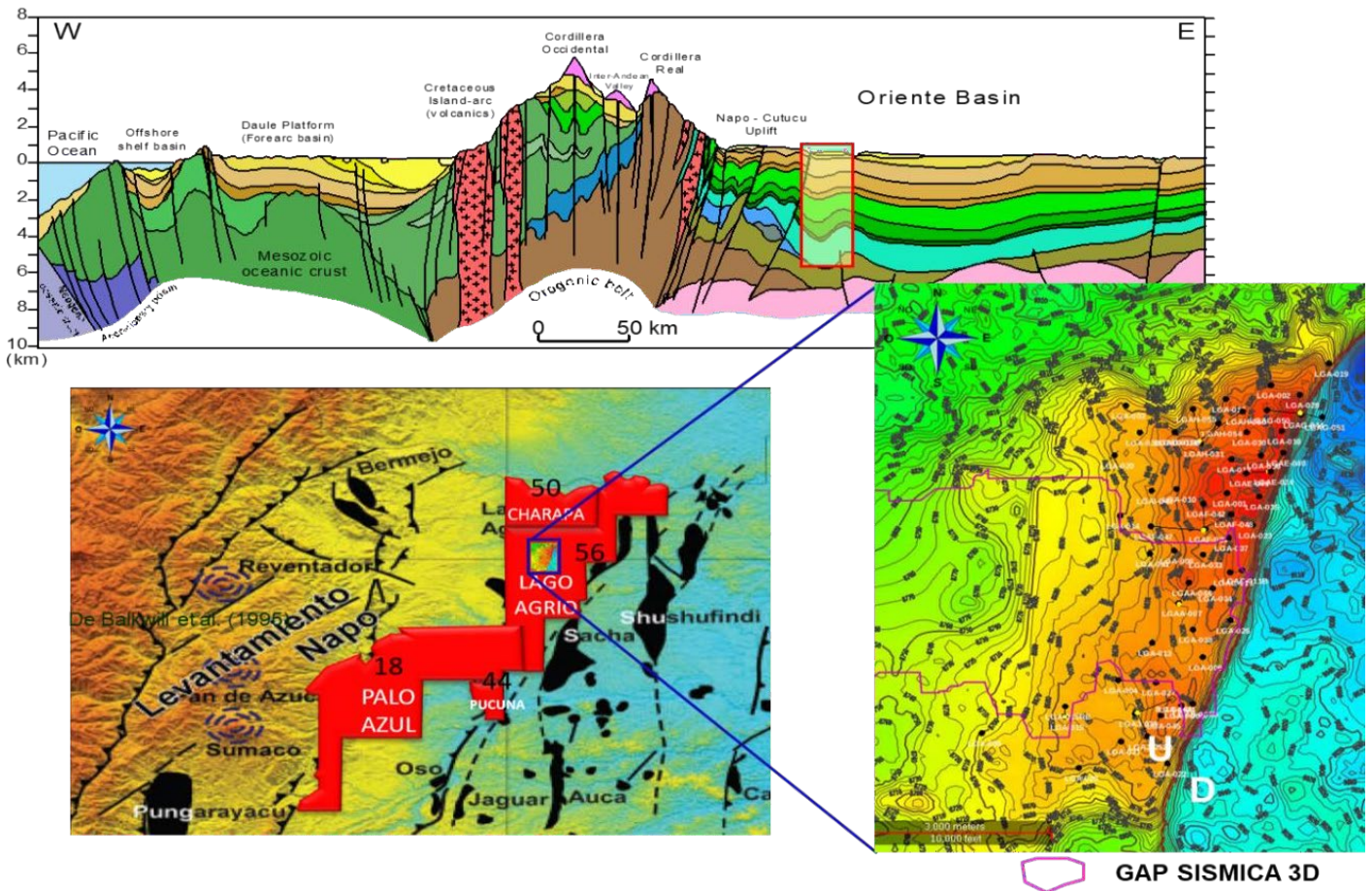


Imagen 2. Ubicación campo Lago Agrio con respecto a los corredores estructurales de la cuenca

Descripción Geológica de los Reservorios.

En el pozo LAGO AGRIO-62 el objetivo geológico primario fue la formación Hollín, la cual desde el punto de vista litológico se describe a continuación.

Formación Hollín – (Albiano Medio – Albiano Superior)

Litológicamente conformada por depósitos de Areniscas, intercalaciones de depósitos de sedimentos finos (lutitas, facies heterolíticas, incluso lentes de caolín y caolinita como matriz en la arenisca) y caliza (caliza C al tope de la secuencia marcando la profundización del depósito). De acuerdo con la interpretación de la información obtenida en núcleos de corona, levantamiento de columnas estratigráficas en los afloramientos del levantamiento Napo y Cutucu, correlaciones regionales en la Cuenca Oriente, registros especiales (imágenes), interpretación de las electroformas de la curva de GR, de la Formación Hollín; ha sido posible definir tres ambientes depositacionales (ambientes sedimentarios):

Un ambiente dominado por la energía de los ríos – predominio fluvial con depósitos de canales fluviales un ambiente con influencia mareal, y hacia el tope o fin de la secuencia Hollín un ambiente marino somero con desarrollo de barras de shoreface (presencia de glauconita).

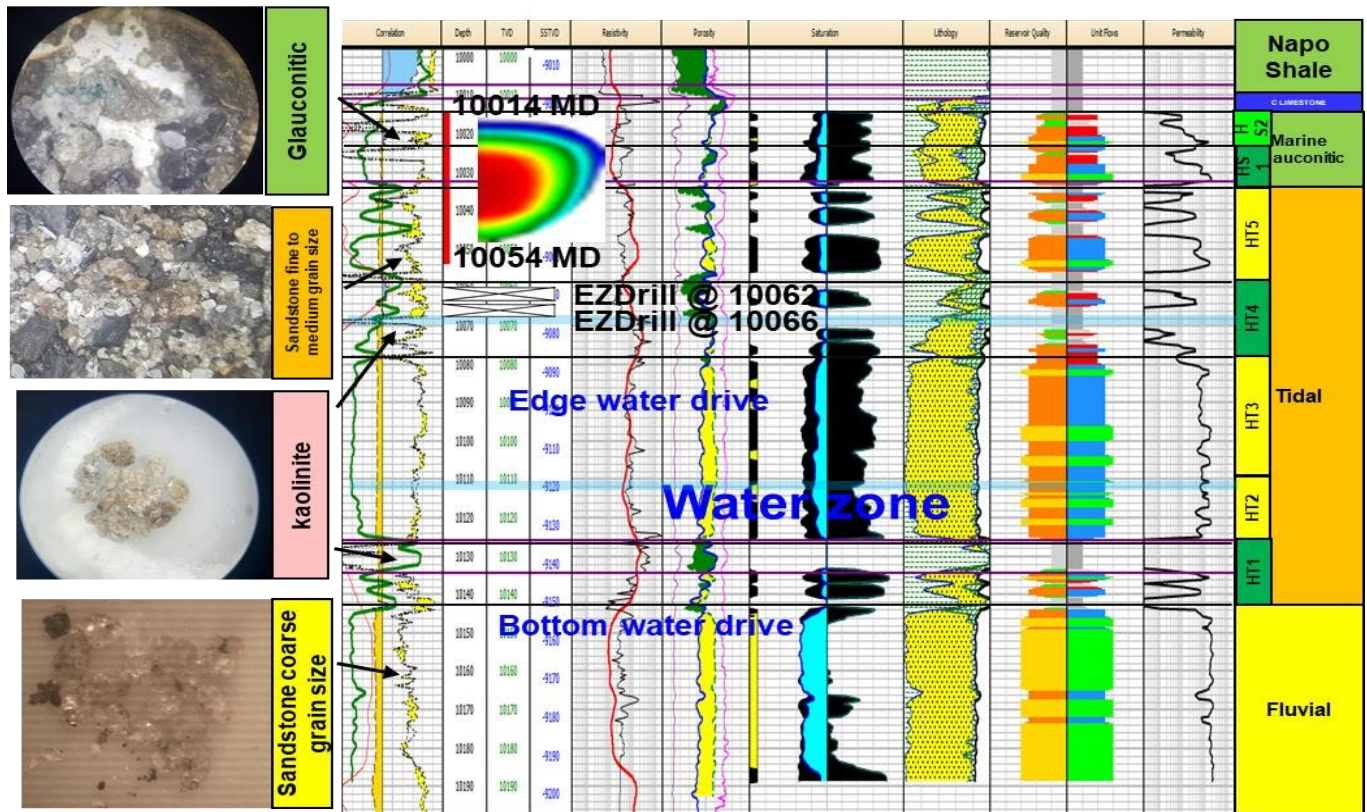


Imagen 4. Estratigrafía de la formación Hollín pozo LG A-038

Hollín Fluvial. – En la correlación a nivel de la formación Hollín se observa que los pozos vecinos LGA-013, LGA-006 y LGA-062 han profundizado dentro de la formación lo cual ha permitido obtener información de registros eléctricos. En base a correlaciones e información de las curvas del registro eléctrico (GR) se define que Hollín Fluvial presenta una buena continuidad lateral y espesor promedio 190 pies. Las facies sedimentarias corresponden a depósitos de sedimentos de arenas de canales fluviales amalgamados.

La información obtenida con la perforación del pozo LGA-062, así como de registros cased hole capturada en los trabajos de W.O en los pozos vecinos LGA-045, LGA-027, LGA-004, LGA-013; ha permitido definir que en condiciones actuales Hollín fluvial se encuentra en zona de agua.

Hollín Mareal. – El pozo LGA-062, Hollín Mareal corresponde al intervalo entre 10300' MD – 10400' MD y litológicamente está constituida por arenisca cuarzosa de grano medio, cemento silíceo, matriz caolinitica. Con saturación de hidrocarburo.

El intervalo propuesto a cañonear se encuentra en el intervalo de interés THSest_5 localizado hacia el tope de Hollín Mareal, el cual presenta una buena saturación de hidrocarburos conforme a la descripción de ripios de perforación.

Hollín Marino - Glauconítico. – El pozo LGA-038 Hollín marino corresponde al intervalo entre 10279' MD – 10300' MD Litológicamente conformada por arenisca cuarzosa de grano fino, matriz arcillosa, contenido de glauconita y leve presencia de cemento calcáreo (diagenético) hacia el tope de la secuencia, presenta una buena correlación entre los pozos vecinos. Las propiedades petrofísicas son menores a Hollín fluvial y mareal, con una porosidad efectiva entre 9.5 – 13 %, con un espesor promedio de 21 pies. El tipo de ambiente de depositación corresponde a barras de shoreface y litológicamente está conformada por arenisca cuarzosa, matriz arcillosa, cemento calcáreo y abundante glauconita.

El intervalo propuesto a cañonear presenta una buena saturación de hidrocarburos conforme a la descripción de ripios de perforación.

La evaluación petrofísica del pozo LAGO AGRIO-62 fue realizada con la información de registros eléctricos triple combo LWD (modo memoria), las curvas disponibles son: GR, resistividad (ADR, AFR), densidad y neutrón.

CAPITULO III

DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN

Diseño de servicio para cañoneo con Wireline 4-1/2" 5 DPP 60° fase.

Empresa: EP PETROECUADOR

Campo: Bloque 56

Pozo: LGAJ-062

PROGRAMA DE TRABAJO PARA CAÑONEO CON WIRELINE

1.0 RESUMEN

El presente programa de trabajo tiene como objeto plantear la propuesta técnica para el servicio de Cañoneo con Wireline a 5 DPP, en el Pozo, sección de Casing de 9-5/8" 47 #.

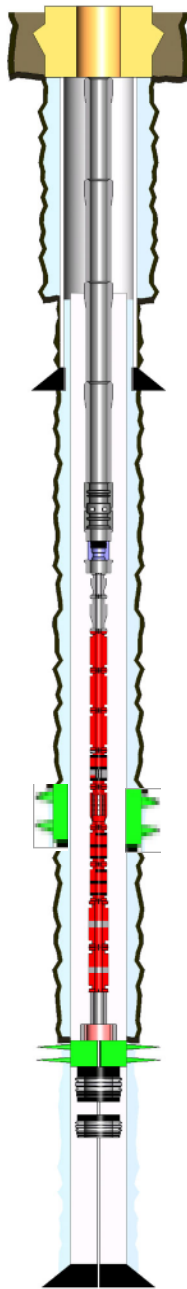
OBJETIVO

- Llevar a cabo una operación con cero accidentes y libre de error.
- Llevar a cabo una (1) corridas de cañoneo con unidad de Wireline a 5 DPP para realizar squeeze.
- Realizar disparos en modo Wireline con cañones 4 1/2" a 5 DPP con cargas SDP-4539-410 OWEN HERO 39 GR, HMX en el siguiente intervalo de interés: **(10100'-10130')**

EQUIPO REQUERIDO

- Unidad de registros y equipo completo para disparos con cable de acuerdo con la solicitud del cliente.
- Herramientas GR-CCL de
- disparo. Equipo de presión
- Cañones de 4 1/2" de 5DPP
Stuffing Box
- Explosivos primarios y secundarios con sus respectivas especificaciones.

Diagrama mecánico



ESP ASSEMBLY							
No	Jts	Tope MD	Tope TVD	Longitud	OD Nom	Descripción	
C1	1	37.01	37.01	1.05	11.00	Tubing hanger	
C2	203	38.06	38.06	6,462.32	3.50	(203) JUNTAS DE 3 1/2" EU TBG 9,3 PPF, L80-1, R2, PSL2 COUPLING NORMALES, CLASE "A"	
C3	113	6,500.38	6,060.43	3,559.50	3.50	(113) JUNTAS DE 3 1/2" EU TBG 9,3 PPF, L80-1, R2, PSL2 COUPLING BISCELADOS, CLASE "A"	
C4	1	10,059.88	9,619.18	3.11	3.50	SLINDING SLEEVE 2.81"SS6-23224	
C5	1	10,062.99	9,622.29	31.53	3.50	JUNTA DE 3 1/2" EU TBG 9,3 PPF, L80-1, R2, PSL2 COUPLING BISCELADOS	
C6	1	10,094.52	9,653.81	1.00	3.50	NO-GO 3-1/2" EUE x 2.75" "R" STP-09-23 STD-VALVE SV5-23087	
C7	1	10,095.52	9,654.81	31.49	3.50	JUNTA DE 3 1/2" EU TBG 9,3 PPF, L80-1, R2, PSL2 COUPLING BISCELADOS	
C8	1	10,127.01	9,686.30	0.86	3.50	SUB DESCARGA: 3 1/2" EUE.	
C9	1	10,127.87	9,687.16	0.56	4.00	DESCARGA BOMBA : SERIE 400	
C10	1	10,128.43	9,687.72	21.80	4.00	BOMBA UT: PMP,400,SF1750,124S,INC,15SS,1:3,AFL,TS3 SN: 14007086	
C11	1	10,150.23	9,709.52	21.80	4.00	BOMBA CT: PMP,400,SF1750,124S,INC,15SS,1:3,AFL,TS3 SN: 14007079	
C12	1	10,172.03	9,731.32	21.80	4.00	BOMBA LT: PMP,400,SF1750,124S,INC,15SS,1:3,AFL,TS3 SN: 14007083	
C13	1	10,193.83	9,753.12	14.80	4.00	MANEJADOR DE GAS: PMP,400,SFGH2500,50S,INC,10SS,2:1AFL,TS3 SN: 14016205	
C14	1	10,208.63	9,767.92	2.53	4.00	SEPARADOR DE GAS: GS,400X,S/LT,VX3,INC,SS,D7&15 SN: 13891143	
C15	1	10,211.16	9,770.45	8.20	4.00	PROTECTOR UT: SEAL,400,LSBPB,UT,INC,SS,SB,HD,SSS,PREM SN: 13958892	
C16	1	10,219.36	9,778.64	8.20	4.00	PROTECTOR LT: SEAL,400,BPBSL,INC,AR,SB,SS,HD,PREM SN: 13959051	
C17	1	10,227.56	9,786.84	26.20	4.56	MOTOR: MTR,456,FMSX2,LT,HT,168HP,1960V,60A,16 SN: 13891979	
C18	1	10,253.76	9,813.04	26.20	4.56	MOTOR: MTR,456,FMSX2,LT,HT,168HP,1960V,60A,16RT SN: 13892407	
C19	1	10,279.96	9,839.23	1.82	4.50	SENSOR: ZENITH, SENSOR E-7 SER ESP DOWNHOLE SN: 14030129	
C20	1	10,281.78	9,841.05	1.00	5.00	CENTRALIZADOR: CTLZR,CSG 7 IN	

CIBP							
No	Jts	Tope MD	Tope TVD	Longitud	OD Nom	Descripción	
I1	1	10,325.00	9,884.25	2.45	5.31	7" CIBP PLUG ASSY, BRDG, 7 IN, EZ DR - S/N: 4929804-1	

CIBP							
No	Jts	Tope MD	Tope TVD	Longitud	OD Nom	Descripción	
I2	1	10,328.00	9,887.25	2.45	5.31	7" CIBP PLUG ASSY, BRDG, 7 IN, EZ DR - S/N: 4929804-8	

T

HOLLIN

Prof. MD
Prof. TVD

INTERVALOS CAÑONEADOS													
Formación	Tope MD (ft)	Tope TVD (ft)	Base MD (ft)	Base TVD (ft)	Longitud (ft)	Densidad (DPP)	Cargas	Fase	Penetración	Díametro Disparo	Fecha	Estado	Comentarios
HOLLIN	10,283.00	9,842.27	10,313.00	9,872.26	30.00	5.00	MAX FORCE 390	72.00	10.27	0.83	10/29/2023	OPEN	HOLLIN

DETALLE CASING						COMPONENTES ÚLTIMO CASING / LINER				
Nombre	Base MD (ft)	OD (in)	Grado	Peso	Comentarios	Descripción	Nom. OD (in)	Tope MD (ft)	Btm MD (ft)	Comentarios
CONDUCTOR CASING		20.000		166.5		Float Collar, FLOAT COLLAR, 7.000 in, 21.90 ppt	7.000	10,405.32	10,406.66	
INTERMEDIATE CASING	7,145.6	9.625	P-110	47		Casing Shoe, CASING FLOAT SHOE, 7.000 in, 2	7.000	10,443.25	10,446.00	
LINER	10,446.0	7.000	P-110	26						

ELEVACIONES				CABEZAL		MATERIALES USADOS/ COMENTARIOS	
Nombre	Elevación (ft)	Is Default	Taladro	Tipo:	MATERIALES USADOS		
ORIGINAL KB	1,004.61	Y	CCDC-069	SIMPLE	2 JUNTAS DE 3 1/2" EU TBG 9,3 PPF, L80-1, R2, PSL2 COUPLING BISCELADOS USADOS EN EL BHA DE PRODUCCION + 113 JUNTAS DE 3 1/2" EU TBG 9,3 PPF, L80-1, R2, PSL2 COUPLING BISCELADOS, CLASE "A" USADOS SOBRE EL BHA DE EVALUACION + 203 JUNTAS DE 3 1/2" EU TBG 9,3 PPF, L80-1, R2, PSL2 COUPLING NORMALES, CLASE "A" HASTA SUPERFICIE + EQUIPO BES PMP 400,SF1750,124S,INC,15SS,1:3,AFL,TS3		
GROUND LEVEL	967.52		CCDC-069	Modelo: 13 5/8" 5M X 3 1/8 5M			
Diferencia (EMR)	37.09		CCDC-069	Marca: PRF-MISSIONPETROLEUM S.A			
				Presión (psi): 5,000.00			
				Tamaño (in): 13.63			

PERSONAL REQUERIDO

- Ingeniero de wireline.
- Operador de Unidad de Registros.
- (2) Ayudantes de Operador de unidad de W.L.

MOVILIZACION DE PERSONNAL

Requerimiento mínimo - 48 Hrs antes de comenzar el trabajo.

REQUERIMIENTOS PREVIOS A LA CORRIDA

1. Confirmar los intervalos de Disparos. **(10100'-10130')**
2. Revisar el ID mínimo y máximo de la tubería. **(8.681 máx.)**
3. Revisar la temperatura y presión del pozo. **(n/d)**
4. Revisar la inclinación máxima. **(28.3°)**
5. Obtener estado mecánico del pozo (por parte del cliente) **(si)**
6. Obtener registro GR del pozo para correlación (por parte del cliente) **(si)**
7. Obtener registro GR del pozo para correlación (por parte del cliente) **(si)**
8. Notificar al coordinador de Operaciones de Empresa que presta el servicio, de cualquier cambio a la información provista.

- RESUMEN CORRIDAS

Corrida	Sarta	Longitud	Intervalo Correlación		Tiempo
1	GAMMA GUN - CCL + 7 FT GUN	4 FT CARGADOS OWEN HERO 39GR	30 FT Por confirmar Intervalo	Sistema Wireline	6 Hrs Aprox

Tabla 2 Resumen corridas

Diseño de servicio para asentamiento de CIBP mas 7 ft de cemento.

PROGRAMA DE TRABAJO PARA ASENTAMIENTO CIBP CON WIRELINE + DUMP BAILER

1.0 RESUMEN

El presente programa de trabajo tiene como objeto plantear la propuesta técnica para el servicio de asentamiento de CIBP, en el Pozo, en Casing de 7" 26 #.

2.0 OBJETIVO

- Llevar a cabo una operación con cero accidentes y libre de error.
- Llevar a cabo dos (3) corridas para el asentamiento del tapón + Dump Bailer.
- Colocar 8 ft de cemento en casing de 7" 26#
- Realizar asentamiento a (+/-10.000 ft.)

3.0 EQUIPO REQUERIDO

- Unidad de registros y equipo completo para asentamiento de CIBP con cablede acuerdo con la solicitud del cliente.
- Herramientas GR-CCL de disparo.
- Equipo de presión Stuffing Box.
- Cesta Calibradora 5.718 OD.
- Setting Tool No. 20.
- Tapón para casing 7" 17 – 35 #/ft
- Explosivos primarios y secundarios para la Setting tool Baker No. 20
- Dump Baile de 4" OD.
- Cemento para Mezcla.

4.0 PERSONAL REQUERIDO

- Ingeniero de Wireline.
- Operador de Unidad de Registros.
- (2) Ayudantes de Operador de unidad de W.L.

5.0 MOVILIZACION DE PERSONAL

Requerimiento mínimo - 48 Hrs antes de comenzar el trabajo.

6.0 REQUERIMIENTOS PREVIOS A LA CORRIDA

1. Confirmar profundidad de asentamiento. (**+/- 10.000 ft**)
2. Revisar el ID mínimo y máximo de la tubería. (**6.276**)
3. Revisar la temperatura y presión del pozo. (°)
4. Revisar la inclinación máxima. (**22.06°**)
5. Obtener estado mecánico del pozo (por parte del cliente) (**si**)
6. Obtener información de la altura del cemento a colocar por arriba del tapón.
7. Obtener registro GR del pozo para correlación (por parte del cliente) (**si**)
8. Notificar al coordinador de Operaciones de EQUIPETROL de cualquier cambio a la información provista.

7.0 RESUMEN – CORRIDAS

Corrida	Sarta	Longitud	Intervalo Correlación	Tiempo
1	GAMMA GUN - CCL + CESTA CALIBRADORA	14,31 FT	300 FT	4 Hrs Aprox.
2	GAMMA GUN - CCL + SETTING TOOL + TAPON	14,6 FT	300 FT	5 Hrs Aprox.
3	CCL+ Dump Bailer	22,35 FT	300 FT	5 Hrs Aprox.

Tabla 3Resumen corridas 2

8.0 PROCEDIMIENTO OPERACIONALES CIBP CON WIRELINE

1. Hacer Rig Up de las herramientas de registro de acuerdo con las 3 carrera establecida.
2. Armar y bajar GR-CCL + CESTA CALIBRADORA, para eliminar incrustaciones de cualquier tipo de material en las paredes del casing y garantizar el libre paso del tapón hasta la profundidad requerida de +/- 10050 ft. Con aro calibrador de 5.718 O.D.
3. Bajar 50 ft por debajo de la profundidad de asentamiento para tomar registro de correlación subiendo en la zona de interés. Sacar a superficie.
4. Asegurar el área de trabajo colocando señales de peligro: TRABAJOS CON EXPLOSIVOS.
5. Seguir todos los procedimientos de seguridad para manejo de explosivos (tales como silencio de radio, medición de corrientes parásitas, tormentas eléctricas, etc.)
6. Realizar un chequeo de la secuencia de disparo PREVIO A LA CONEXIÓN DELA SETTING TOOL No. 20.
7. Apagar el sistema y colocar la llave de seguridad en la posición OFF, retirarla de la cabina y entregarse al operador asignado.
8. Armado de Explosivos: Conexiones Eléctricas y Balísticas.
9. Realizar Armado de Tapón para casing de 7" 26 lbs/ft (5.687 OD). con adapter kit para Setting Tool No. 20.
10. Con el cable, subir la sarta e introducir la herramienta al pozo.
11. A los 200 ft encender el sistema y comprobar el correcto funcionamiento de la herramienta.
12. Bajar las herramientas hasta la zona de interés para tomar el registro de correlación. Velocidad de bajada recomendada hasta 130 ft/min.
13. Realizar registro de correlación con herramienta GR-CCL para puesta en profundidad, la velocidad normal de registro es de (30 ft/ min). La correlación se debe realizar con el GR del registro de hueco abierto o con el registro donde se hizo control primario de profundidad entregado por el cliente.

14. Confirmar la correlación y la profundidad de parada. Solicitar autorización con elCompany Man para poder iniciar la secuencia de disparo para el asentamiento.
15. Sacar herramienta a superficie.

El tiempo total de la primera corrida de calibración, seria de aproximadamente 4.0 horas, distribuido de la manera presentada a continuación:

OPERACIÓN	TIEMPOS
Rig up del equipo de superficie y herramienta	1.5
Corrida de herramientas GR-CCL	0.5
Bajar y posicional	1.0
Sacando a Superficie + Rig down	1.0

Tabla 4 Tiempos de operación

El tiempo total de la segunda corrida de asentamiento CIBP, seria de aproximadamente 5.0 horas, distribuido de la manera presentada a continuación:

OPERACIÓN	TIEMPOS
Rig up del equipo de superficie y herramienta	1.5
Corrida de herramientas GR-CCL	1.0
Bajar y posiciona CIBP	1.0
Sacando a Superficie + Rig down	1.5

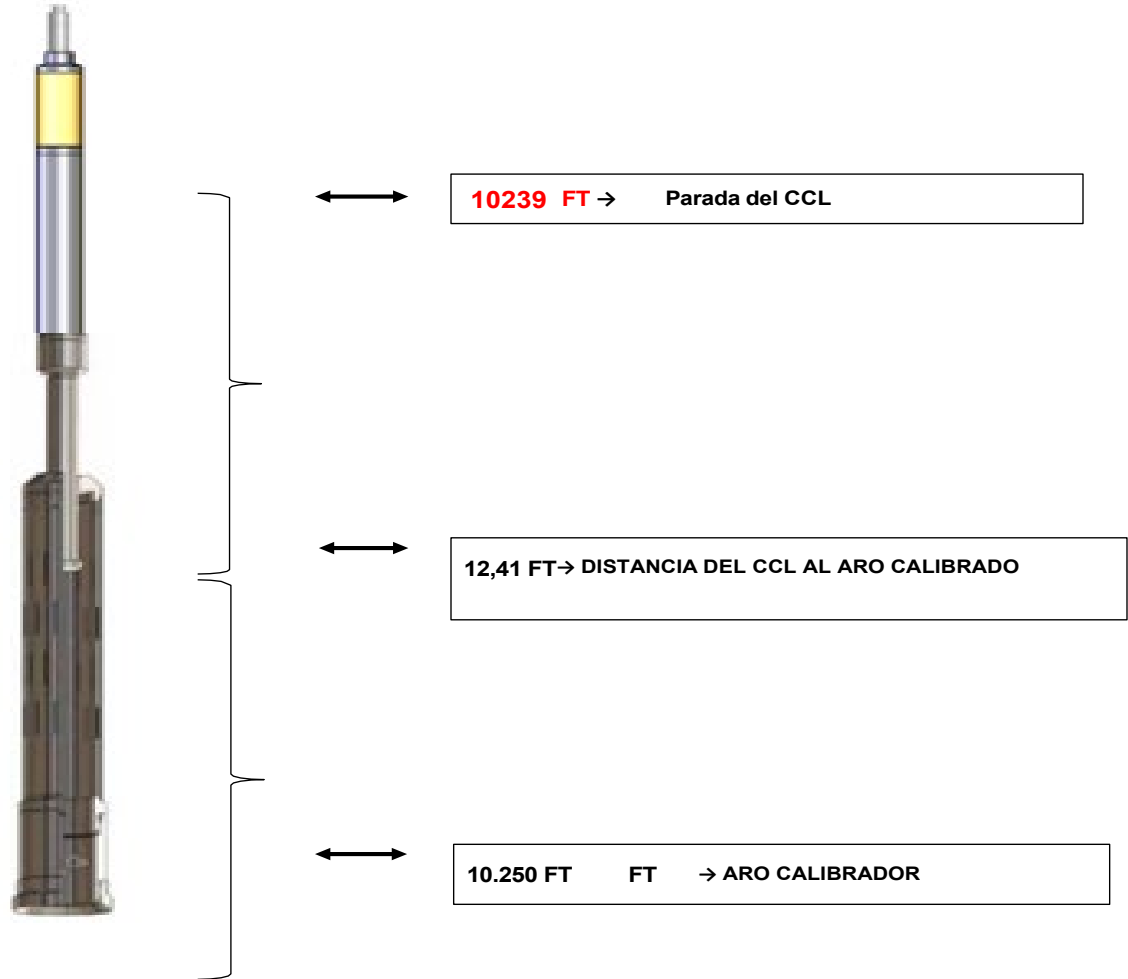
Tabla 5 Tiempos de operación 2

NOTA: Las distancias entre la mitad de la goma del tapón y el CCL se ajustarán en el momento del armado de la herramienta en el pozo.

CONTIGENCIA: En caso de no pasar la cesta calibradora, hacer un intento con el tapón en el mínimo apoyo sacar y acondicionar el pozo.

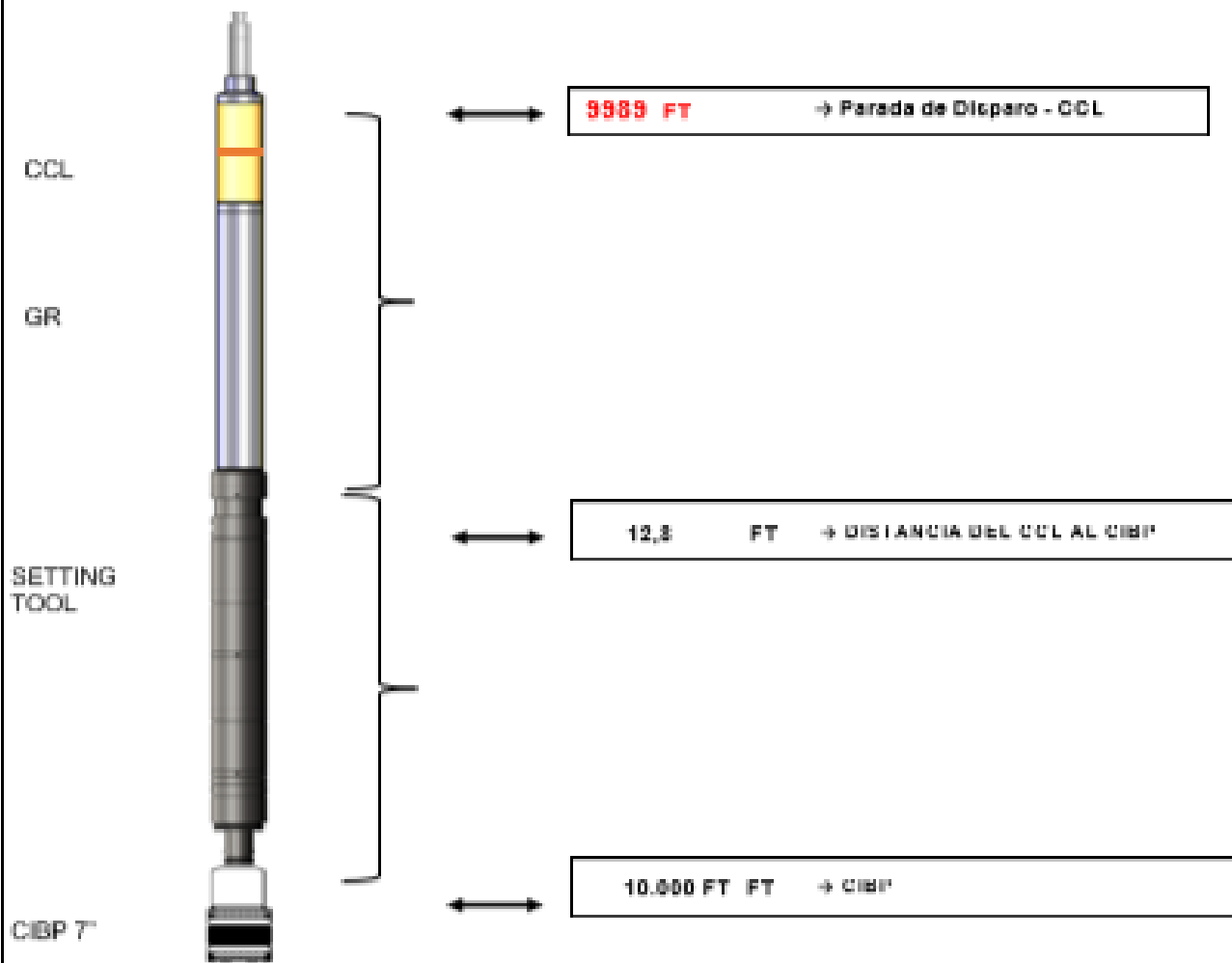
9.0 CONFIGURACION DE LA HERRAMIENTA CESTA Y CIBP

CORRIDA No. 1 CESTA CALIBRADORA



CORRIDA No.2 A SENTAMIENTO DE CIBP

DIMENSION	Antes	Después
	Unidad	Unidad
TAJON:	7" IT - 33.4%	
OD:	3.627	
LONGITUD:	14.8 R	

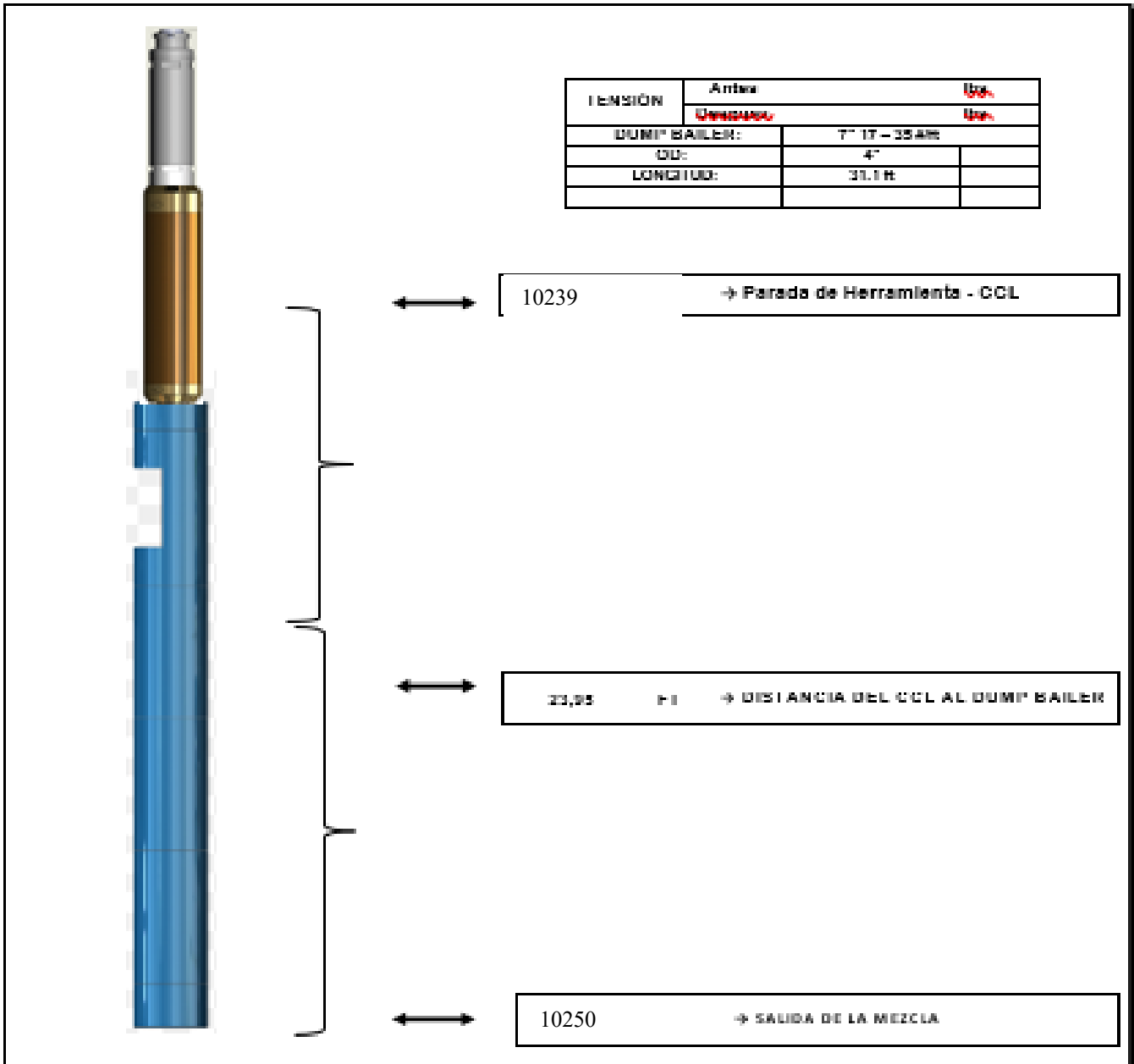


10.0 PROCEDIMIENTO OPERACIONAL DUMP BAILER

16. En superficie armar tres extensiones de Dump Bailer (2) Extensión de 10.31 ft x 4" + Top Section de 1.73 ft x 4" en la planchada del RIG. Para un total de longitud de **22,35 ft**.
17. Se prepara mezcla con aditivos y mezclar por un tiempo de 30 min para lograr un peso entre 13,6 y 15,8 ppg. En superficie y así lograr el espoteo de 11,23 galones en casing de 7" 26 #, para logra una altura de 7 ft
18. Se realiza Medición de delay antes de comenzar a bajar el Dump Bailer.
19. Se levanta sarta de Dump Bailer de 4" x 22,35 ft, hasta boca de pozo.
20. Se procede al llenado Dump Bailer con mezcla de cemento.
21. Realizar corrida de Dump Bailer con CCL RIH (Run in Hole)
22. Tomar pesos subiendo y bajando de la herramienta con el cemento cargado para conocer el peso que se liberará en fondo.
23. Realizar la correlación con CCL, el representante de la Operadora verificará, modificará y aprobará dicha correlación antes de realizar la liberación de la mezcla.
24. Tocar el CIBP para su identificación levantar 20 ft y dejar caer a una velocidad de 40 ft por minuto para romper el vidrio y liberar la mezcla, levantar herramienta 9 ft y esperar 10 min hasta liberar por completo la mezcla. Tomar pesos antes y después
25. Sacar herramienta a una velocidad de 50 ft/min hasta 3000 ft por arriba del tapón, ir aumentando velocidad progresivamente llegando a 250 ft/min hasta superficie.
26. Una vez que la herramienta está en superficie verificar que todo el cemento se haya liberado, con las debidas precauciones.
27. Desarmar equipos de control de presión y poleas rig down.
28. Entregar pozo a cliente.
29. Entrega de registros de campo y archivos en medio digital.

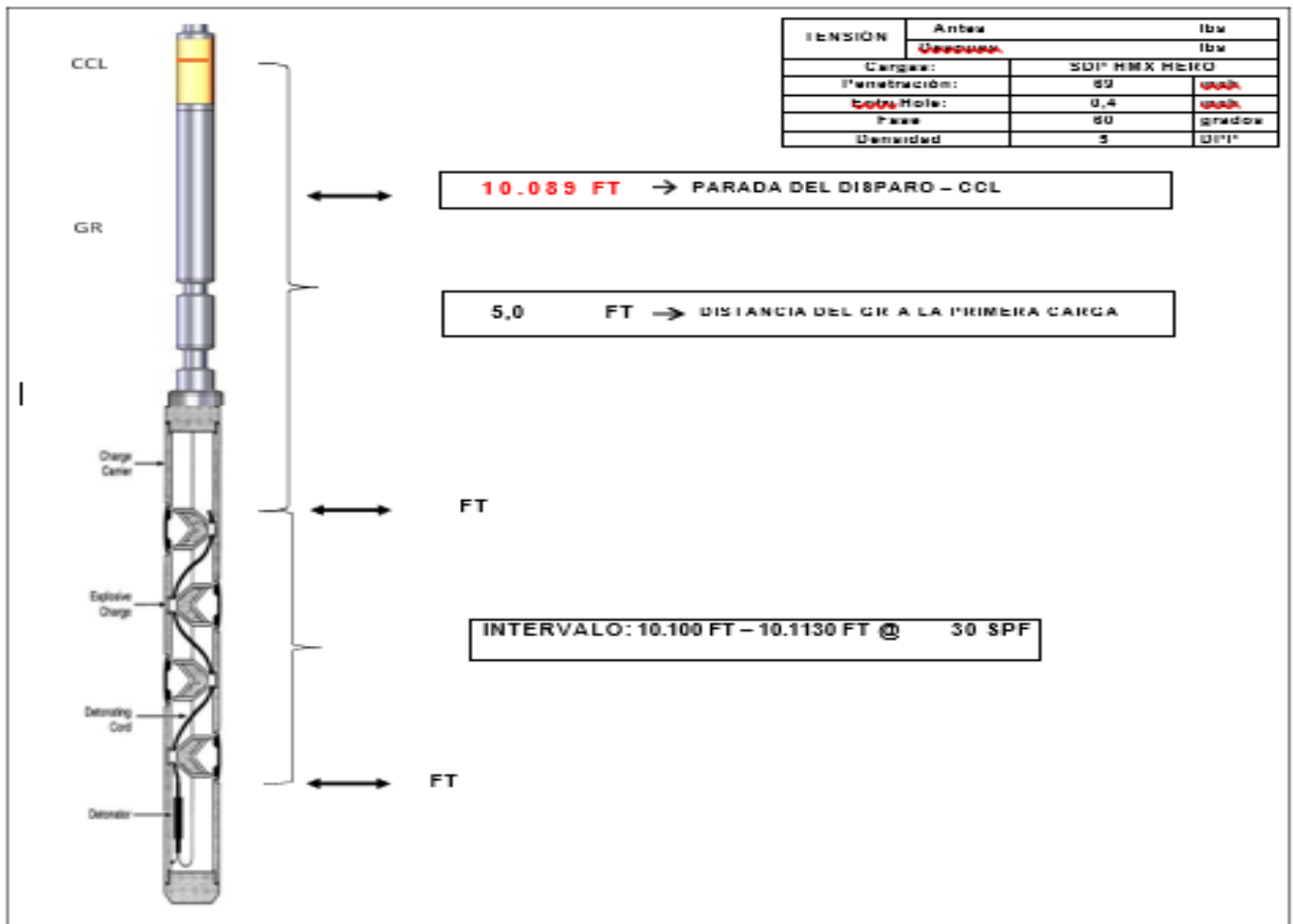
El tiempo total de la primera corrida de Dump Bailer, seria de aproximadamente 3.0 horas, distribuido de la manera presentada a continuación:

11.0 CONFIGURACION DE HERRAMIENTA DUMP BAILER CORRIDA No.3 DUMP BAILER



Campo: LAGO AGRIO BLOQUE 56
 Tipo de Pozo: Productor
 Reservorio: T
 Intervalo: Disparo 10100'- 10130' (30')
 Profundidad Total: 10250'
 Fluido de Control: 8,4 lbs/gal
 Casing: 7" 26, ID Drift: 6.151"
 Máxima Desviación: 28,03° a 3326 ft
 Temperatura: 200 °F

10.0 CONFIGURACION DE LA HERRAMIENTA DE CAÑONEO
CORRIDA No.3 CAÑONEO EN EL INTERVALO



EVALUACIÓN DE ARENA T

Presurizó espacio anular con 2000 psi para abrir válvula LPR.

Inició bombeo hasta presurizar a 2000 psi en 60 seg abriendo válvula LPR-N, ingresó unidad MTU para continuar bombeo y estabilizó parámetros.

Evaluó arena "T" en circuito cerrado, intervalo 10100'-10130' (30') con bomba jet 12k reversa y unidad MTU con retornos hacia el tanque bota del rig.

Inyección	Producción
Presión de Inyección: 2500 Psi	Producción Hrs: 22 bls
Caudal de Inyección hr :60.5 bls	Producción día: 528 bls
Caudal de Inyección día: 1452 bls	BPPD: 0 bls
BSW Inyectado: 100%	BSW Retorno: 100 %
Presión de Módulo: 100 Psi	BSW Producido: 100%
Hrs Evaluadas: 25 Hrs	BSW Calculado: 100%
	Salinidad: 7250 PPMCL
Inyectó 2 GPD anti escala	

Tabla 6 Datos de evaluación

Cerró pozo para restauración de presión | BUP - 34 Hrs.

BHA DE EVALUACIÓN

Armó BHA de prueba simulado, como sigue:

- tapón 3-1/2" EU BOX
- 01ea 3-1/2" EU, TBG, 9.3#, L80
- 7" packer mecánico plt
- 01ea 3-1/2" EU, TBG, 9.3#, L80
- 3-1/2" NO-GO perfil "R"
- 3-1/2" EU BOX mule shoe
- 01ea 3-1/2" EU, TBG, 9.3#, L80 | conexión probada
- 7" packer mecánico PLT | conexión probada

- 01ea 3-1/2" EU, TBG, 9.3#, L80 | conexión probada
- 3-1/2" NO-GO perfil "R" w/ STD VALVE
- 01ea 3-1/2" EU, TBG, 9.3#, L80
- 3-1/2" camisa de circulación perfil "L"
- 04ea 3-1/2" EU, TBG, 9.3#, L80

Realizó prueba de presión contra std. Valve a 500-3600 psi / 10 min. Bajó BHA de prueba con 7" PLT packer mecánico en paradas de 3-1/2" EU, TBG, 9.3# hasta 10233' (centro de gomas), asentó packer PLT y TBG hanger.

N/D BOP, N/U sección C del cabezal, probó sellos del TBG Bonnet con 4000 psi / 10 min. Retiró 3" BPV y probó integridad de cabezal contra 2.75" std. Valve con 3600 psi por 10 min.

EVALUACIÓN ARENA "T"

Estabilizó parámetros en unidad MTU @ 2800 PSI. Evaluó en circuito cerrado, intervalos 10100'-10130' (30') con bomba jet directa "12k" & unidad MTU con retornos hacia el tanque bota. Últimos datos de evaluación:

Inyección	Producción
Presión de Inyección: 3500 Psi	Producción Hrs: 36.2 bls
Caudal de Inyección hr :80 bls	Producción día: 869 bls
Caudal de Inyección día: 1920 bls	BPPD: 26 bls
BSW Inyectado: 100%	BSW Retorno: 99 %
Presión de Módulo: 100 Psi	BSW Producido: 97%
Hrs Evaluadas: 42 Hrs	BSW Calculado: 97%
	Salinidad: 9800 PPMCL
Inyectó 3 GPD anti escala	
Gas: 53.82 MSCFD	

Tabla 7 Datos evaluación de arena T

CONTROL DE POZO Y PULLING BHA DE EVALUACIÓN

- Preparó 750 bls de fluido de control a 8.4 ppg. Controló pozo en directa (volumen bombeado 600 bls) a través de camisa de circulación. Monitoreó pozo estático por 15 min. (pozo llenó con 15 bls).

- Instaló 3" BPV, N/D sección C del cabezal, armó subestructura, planchada y escalera. N/U BOP. Desasentó 7" PLT packer, sacó BHA de evaluación quebrando tubo a tubo, ensamble 100% recuperado.
- Realizó prueba de presión al conjunto BOP.

EQUIPO BES

- M/U y RIH equipo BES PMP - 400 -SF1750 en tubería 3 1/2" EUE. L-80- # 9,3 lbs/ft clase "A" subiendo tubo a tubo desde los caballetes, midiendo calibrando y probando cada 2000 ft con 3000 psi, megando cable de poder cada 1000 ft hasta 10208 ft (separador de gas).
- Instaló tubing hanger, conectó quick connector, asentó tubing hanger en sección B del cabezal, N/D BOP, N/U Sección C del cabezal, instaló líneas de producción en superficie, realizó prueba de giro (correcto forward). Realizó prueba de producción hacia tanque bota del rig.
- Finalizo operaciones en LGAJ-062.

CAPITULO IV. RESULTADOS Y DISCUSION

En este apartado se analizará los resultados obtenidos luego de todo el proceso de cambio de zona, en la siguiente tabla se compararán datos de arena Hollín y arena T.

DATOS	HOLLIN	T
PRODUCCION	300 BFPD – 65% BSW	300 BFPD – 30% BSW

Tabla 8 Resultados

Luego de analizar la prospectividad del pozo se determinan una serie de escenarios a largo plazo, se tiene una perspectiva positiva en cuanto a la estabilidad de la producción a lo largo del tiempo, con una declinación de presión leve de un 12% anual, tomando en cuenta ciertas limitantes como el funcionamiento óptimo de los equipos, la migración de finos y el aumento del bsw, se estima que el pozo mantendrá su productividad constante y sin restricciones. Como se puede evidenciar en la tabla anterior la producción se mantiene en 300 BFPD, pero a favor tenemos un BSW en 30% menos en la producción total, es decir que la producción de petróleo aumenta en un 35% más, generando un margen de rentabilidad muy bueno.

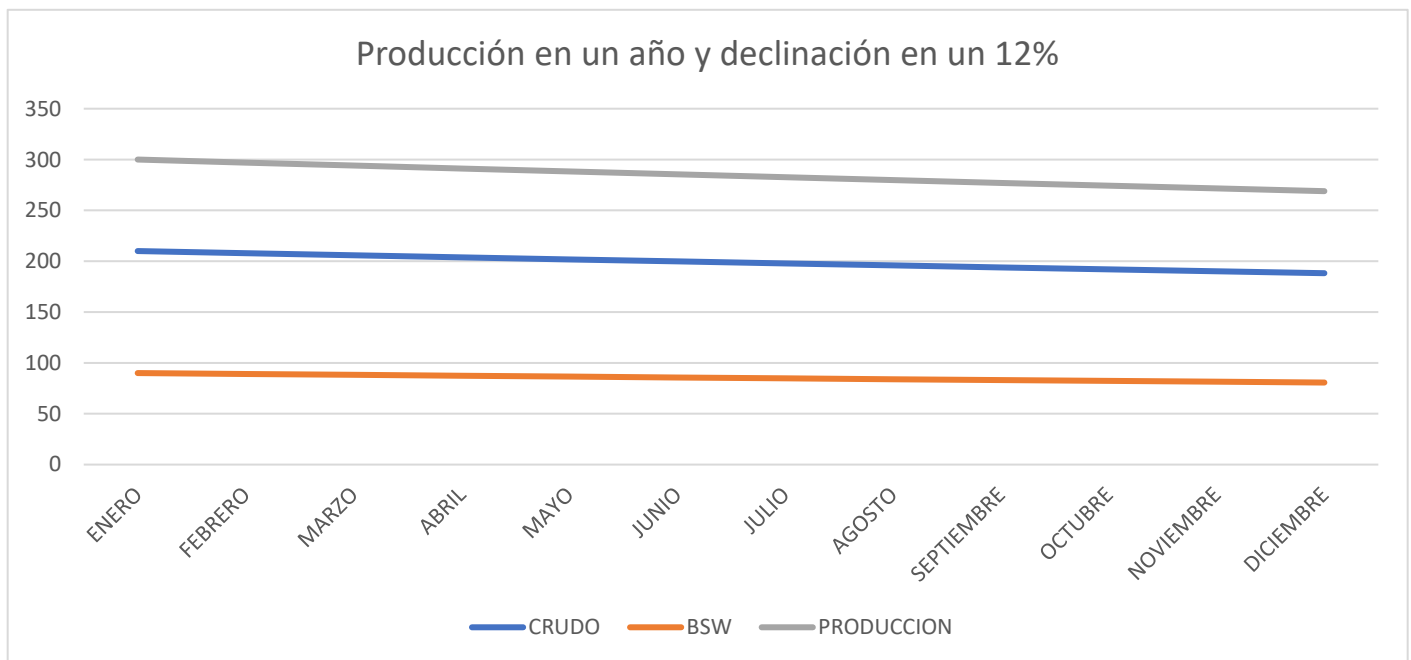


Tabla 9 Gráfica resultados

En la gráfica se evidencia la declinación estimada de un año, mismos que se estiman constantes en el tiempo y así mantener la producción sin contratiempos.

CAPITULO V.

Conclusiones y Recomendaciones.

Conclusiones.

Se concluye que luego del proceso del cambio de zona se obtiene un aumento en la producción de petróleo, bajando el BSW de 65% al 30%, evidenciándose un 35% más de aporte a la producción de petróleo y por ende un aumento en las ganancias, es por ello que el cambio de zona se hizo muy factible en cuestión de costos, equipos y tiempo de la operación, además de la utilización de recursos naturales para todo el proceso.

- Al momento de hacer la elección entre el fracturamiento hidráulico o cambio de zona dependerá de factores específicos del proyecto, incluyendo las características del yacimiento, la economía del proyecto y las regulaciones ambientales. cada estrategia tiene sus propias ventajas y desventajas, y la decisión debe basarse en un análisis detallado de estos factores.
- Cada propuesta brinda una solución viable para incrementar la producción, dependerá del análisis de cada una de las ventajas, desventajas y el alcance económico que brinde el cliente para la ejecución del proyecto.
- Cualquier tipo de proceso que implique el uso de recursos naturales, deben minimizar al máximo el impacto negativo al ambiente, es por ello que los procesos deben estar bien definidos en la parte de seguridad y ambiente para evitar daños irreparables y muy costosos.
- A pesar de tener en contra el cierre de un campo como el itt, se hace indispensable el implementar nuevas tecnologías para incrementar de manera eficiente y rentable los pozos con mayor potencial y así contrarrestar de manera paulatina el impacto económico que genera el cierre del campo itt.

Recomendaciones.

- El presente proyecto está enmarcado en el cumplimiento de cada una de las normas que se deben cumplir en la realización de operaciones en el sector hidrocarburífero.
- uno de los pilares fundamentales de la economía en el Ecuador es el petróleo, es por ello que en la actualidad el país se ve en una situación controversial con respecto al campo itt bloque 31-43, en donde por votación popular se decidió cerrar sus operaciones, dejando que el estado deje de percibir alrededor de 70 000 barriles de petróleo, y 16 000 millones hasta el 2034 estimando la vida útil del campo itt. es por ello que se hace indispensable comenzar a aplicar nuevas técnicas para mejorar la producción en los diferentes campos y así compensar de manera progresiva las pérdidas por el cierre del itt.
- aunque el cierre del itt se lo realiza por un tema meramente ambiental, se está dando cumplimiento a la base legal que se da por decreto, cabe destacar que, en los últimos años, en los nuevos proyectos de mejora en la producción se enfocan en dar prioridad a la parte comunitaria, es decir que la mayoría de empresas petroleras están obligados a contratar mano de obra local en un 70%.
- las nuevas tecnologías ofrecen nuevas técnicas para una extracción más eficiente y de mayor rentabilidad, permitiendo así tener un impacto positivo en el aumento de la producción, en lo económico y además brindan un proceso más amigable al ambiente, ya que en los procesos se minimiza el impacto ambiental.

BIBLIOGRAFIA

(imco.org.mx, s.f.)