

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**ESTRATEGIAS DE DESARROLLO DEL YACIMIENTO BASAL
TENA EN EL CAMPO YULEBRA MEDIANTE
RECUPERACIÓN SECUNDARIA**

PROYECTO INTEGRADOR

Previo a la obtención del Título de:

Ingeniero en Petróleo

Presentado por:

Edith Sofía Palomino Pazmiño

Camilla Coralia Villacres Briones

GUAYAQUIL - ECUADOR

2018

DEDICATORIA

Este proyecto va dedicado a Dios, a mi madre, Martha Pazmiño, que siempre me ayudo y confió en mí, es mi motivación para siempre dar lo mejor de mí, gracias por todo el apoyo y amor que siempre me ha dado, la amo mucho.

A mi padre Jaime Palomino, que siempre me motivo para seguir adelante en cualquier proyecto, demostrarme tu gran cariño al siempre creer en mí y apoyarme de manera incondicional.

A mis hermanos, Juan Alberto Palomino y Jaime Andrés Palomino que siempre me apoyaron y ayudaron.

A mis amigas y amigos que me brindó el colegio y universidad, quienes hicieron más agradable el camino hasta culminar la carrera.

Sofia Palomino

DEDICATORIA

Este proyecto va dedicado a Dios. Gracias a su infinito amor me encuentro en el lugar donde estoy.

A mi amada madre, Alba Magaly, gracias por demostrarme tu gran amor al siempre creer en mí y apoyarme de manera incondicional. Te amo mucho

A mi papito, Ángel Emilio, mi gran ejemplo a seguir, de quién soy la niña de sus ojos, y él mi más grande amor. Te amo mucho.

A mi hermana, Angie que siempre está conmigo apoyándome en las buenas y en las malas, aconsejándome y confiando en mí en todo momento.

A mis primos, primas, tíos y tías y a toda mi familia quienes contribuyeron de diversas formas para que pueda conseguir este gran logro.

A mis amigas y amigos que me brindó la universidad, quienes hicieron más amena la travesía hasta culminar la carrera.

Camilla Villacres

AGRADECIMIENTOS

Nuestros más sinceros agradecimientos al Ing. Byron Fun Sang, quien desde que nos conoció nos brindó su ayuda incondicional e impartió sus conocimientos hacia nosotras de la manera más desinteresada, generando un impacto positivo sobre nosotras como personas y como futuras profesionales. Muchas gracias, Ingeniero Byron.

A los profesores de la carrera, especialmente al Ing. Fernando Sagnay, gracias por forjarnos como buenos profesionales de la patria.

Una especial dedicatoria para la empresa PETROAMAZONAS. EP y al equipo de trabajo del consorcio SHAYA – SCHLUMBERGER por brindarnos la ayuda necesaria para la realización de este proyecto.

Sofía y Camilla

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Edith Sofía Palomino Pazmiño y Camilla Coralia Villacres Briones* damos nuestro consentimiento para que la ESPOOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

Edith Sofía Palomino Pazmiño

Camilla Coralia Villacres Briones

EVALUADORES

M.Sc. Fernando Sagnay Sares

PROFESOR DE LA MATERIA

M.Sc. Xavier Vargas Gutiérrez

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

Los pozos producen de forma natural por energía interna del yacimiento, luego de un tiempo dicha energía disminuye, por lo que el yacimiento se vuelve ineficiente y la extracción de hidrocarburos no proporciona gran empuje del mismo, lo que ocasiona disminución en su producción. La producción en el Campo Yulebra no ha tenido cambios positivos debido que no se han desarrollado métodos acertados para la mejora en su producción, el presente proyecto aplica la mejor estrategia de desarrollo para el plan piloto de inyección de agua en la en el Yacimiento Basal Tena en el Campo Yulebra, se muestra el diseño de Completaciones y facilidades de superficie para la mejora de su producción.

Se recopiló la información necesaria para el proyecto por medio de la empresa PETROAMAZONAS EP. donde se obtuvo información de los estados actuales de las Completaciones de fondo, bombas de levantamiento artificial existentes del arreglo de pozos seleccionados y facilidades que posee la estación Yulebra para la propuesta del proyecto de inyección de agua en el campo mencionado.

Para de este estudio se propuso la selección de la mejor fuente proveedora del fluido a inyectar a partir de pozos inactivos de la misma área de estudio, como también la implementación de nuevo sistemas de levantamiento artificial de subsuelo para un mejor rendimiento de los pozos.

Finalmente, se expuso nuevas Completaciones, bombas de subsuelo y facilidades de producción para un mejor resultado del proyecto inyección de agua en la Arena Basal Tena en el campo Yulebra.

Palabras Clave: Inyección de Agua, Estrategias, Completaciones, Bombas de levantamiento Artificial, Facilidades de Producción.

ABSTRACT

The wells produce naturally by internal energy of the reservoir, after a time that energy decreases, reason why the reservoir becomes inefficient and the extraction of hydrocarbons does not provide great thrust of the same, which causes a decrease in its production. Yulebra Field production has not had any positive changes, due to the fact that no successful methods have been developed to improve production. This project applies the best development strategy for the pilot water injection plan in the Tena Basal Sandstone Yulebra Field, it shows the design of completions and surface facilities to improve their production.

The necessary information for the project was collected through PETROAMAZONAS EP. the information was obtained of the current states of the bottom completions, existing artificial lift pumps of the selected well arrangement and facilities that the Yulebra station has for the proposed water injection project in the field mentioned.

For this study we proposed the selection of the best source to supply the fluid to be injected from inactive wells in the same area of study, as well as the implementation of new artificial subsurface lift systems for better well performance.

Finally, new completions, subsurface pumps and production facilities were exposed for a better result of the water injection project in the Tena Basal sandstone in the Yulebra field.

Keyword: Water Injection, Strategies, Completions, Artificial lifting pumps, Production Facilities.

INDICE GENERAL

RESUMEN	I
ABSTRACT	II
INDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS.....	VIII
SIMBOLOGIA.....	IX
INDICE DE FIGURAS	X
INDICE DE TABLAS	XI
CAPÍTULO 1	1
1. INTRODUCCIÓN	2
1.1. Descripción del problema.....	3
1.2. Objetivos	3
1.2.1. Objetivo general	3
1.2.2. Objetivos específicos.....	3
1.3. Marco teórico	4
1.3.1. Descripción del campo Yulebra	4
1.3.1.1. Ubicación geográfica.....	4
1.3.1.2. Reseña Histórica.....	4
1.3.1.3. Geología del campo Culebra – Yulebra	5
1.3.1.4. Características de las Formaciones Productoras.....	5
1.3.1.5. Historial de Producción del Campo Yulebra.....	7

1.3.2.	Descripción del Yacimiento Basal Tena.....	7
1.3.2.1.	PVT de la Arena Basal Tena.....	7
1.3.2.2.	Propiedades petrofísicas de la Arena Basal Tena	8
1.3.2.3.	Propiedades de los fluidos	9
1.3.3.	Petróleo Original en Sitio	9
1.3.3.1.	Estimación de Petróleo Original en Sitio	9
1.3.4.	Inyección de agua	10
1.3.4.1.	Selección del Área de Interés Culebra-Yulebra.	10
1.3.4.2.	Descripción del arreglo de pozos para inyección de agua	11
1.3.4.3.	Pronóstico de la producción después de la inyección.....	12
1.3.5.	Completaciones de fondo	13
1.3.5.1.	Tubería de producción	13
1.3.5.2.	Crossover.....	13
1.3.5.3.	Packer Mecánico.....	13
1.3.5.4.	Mule Shoe	13
1.3.5.5.	Landing collar.....	13
1.3.5.6.	CIBP.....	13
1.3.5.7.	Camisa.....	14
1.3.5.8.	Zapato Guía	14
1.3.5.9.	Sistema de Levantamiento Electrosumergible	14
1.3.6.	Facilidades de Producción.....	15

1.3.6.1. Manifold	15
1.3.6.2. Separadores	15
1.3.6.3. Sistema de gas	15
1.3.6.4. Sistema de Almacenamiento	16
CAPÍTULO 2	17
2. METODOLOGIA	18
2.1. Estrategias de Desarrollo	19
2.1.1. Selección del Pozo Productor de Agua	19
2.1.2. Pozos Candidatos para Producción de Agua	22
2.1.2.1. Análisis de Cada Pozo Candidato.....	23
2.1.3. Mejor pozo productor de Agua	27
2.1.4. Selección de la bomba de Levantamiento Artificial	28
2.1.4.1. Pozo Productor de Agua.....	28
2.1.4.2. Pozo Productor de Fluido.....	30
2.1.5. Facilidades de Inyección	34
2.1.6. Facilidades de Producción.....	35
2.1.6.1. Facilidades de Producción Actuales de la Estación Yulebra.....	35
CAPÍTULO 3	38
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS	39
3.1. Pozo Productor de Agua YLBA-016.....	39
3.1.1. Bomba Seleccionada.....	39

3.1.1.1.	Curva de rendimiento.....	39
3.1.2.	Trabajo de Reacondicionamiento	40
3.2.	Pozo Productor YLBA-008	40
3.2.1.	Trabajo de reacondicionamiento	41
3.3.	Pozo Productor YLB-001	42
3.3.1.	Bomba Seleccionada.....	42
3.3.1.1.	Curva de rendimiento.....	42
3.3.2.	Trabajo de reacondicionamiento	43
3.3.3.	Perfiles de producción	43
3.4.	Pozo Productor YLBD-003.....	44
3.4.1.	Bomba Seleccionada.....	44
3.4.1.1.	Curva de rendimiento.....	45
3.4.2.	Trabajo de reacondicionamiento	45
3.4.3.	Perfiles de producción	45
3.5.	Pozo Productor YLBD-007 Gemelo	47
3.5.1.	Bomba Seleccionada.....	47
3.5.1.1.	Curva de rendimiento.....	47
3.5.2.	Trabajo de perforación.....	48
3.5.3.	Perfiles de producción	49
3.6.	Estación de Producción del Campo Yulebra	50
CAPÍTULO 4	52

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	53
4.1. Conclusiones.....	53
4.2. Recomendaciones	54
BIBLIOGRAFÍA	56
ANEXOS	58

ABREVIATURAS

API: American Petroleum Institute

BBLs: Barriles

BFPD: Barriles de fluido por día

BPPD: Barriles de petróleo por día

BAPD: Barriles de agua por día

BSW: Porcentaje de agua y sedimentos

BT: Basal Tena

Ft: pies

MD: Profundidad medida

MBBLs: miles de barriles

MMBBLs: millones de barriles

POES: Petróleo original en sitio

PVT: Presión, volumen y temperature

IPR: Inflow performance relationship

MD: Profundidad medida

TVD: Profundidad vertical real

Pr: Presión del Yacimiento

Pb: Presión de Burbuja

Pwf: Presión de fondo fluyente

So: Saturación de Petróleo

Sw: Saturación de Agua

SIMBOLOGIA

J: Índice de Productividad

Ø: Porosidad

Bo: Factor Volumétrico del Petróleo

T: Temperatura

Δp : Cambio de presión del yacimiento

μ_o : Viscosidad del petróleo

Q: Caudal

γ_o : Gravedad específica del petróleo

ρ_o : Densidad del petróleo

ρ_w : Densidad del agua

K: Permeabilidad

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Ubicación Geográfica del Campo Yulebra	4
Figura 1.2 Columna Estratigráfica del Oriente Ecuatoriano	6
Figura 1.3 Selección del Arreglo de Pozos	11
Figura 2. 1 Pozos Candidatos para Productor de Agua	22
Figura 2. 2 Registro Petrofísico del Pozo YLBA-002.....	23
Figura 2. 3 Registro Petrofísico del Pozo YLBA-016.....	25
Figura 2. 4 Registro Petrofísico del Pozo YLBA-019.....	26
Figura 2. 5 Análisis Nodal del pozo YLBA-016.....	28
Figura 2. 6 Análisis Nodal del pozo YLB-001	30
Figura 2. 7 Análisis Nodal del pozo YLBD-003	31
Figura 2. 8 Análisis Nodal del pozo YLB-007	33
Figura 2. 9 Estación de Producción del Campo Yulebra	37
Figura 3. 1 Curva de Rendimiento de bomba.....	40
Figura 3. 2 Registro Petrofísico YLBA-008.....	41
Figura 3. 3 Curva de Rendimiento de la bomba.....	42
Figura 3. 4 Perfil de Producción asociado a la Inyección de YLB-001	44
Figura 3. 5 Curva de Rendimiento de la bomba.....	45
Figura 3. 6 Perfil de Producción asociado a la Inyección de YLBD-003	46
Figura 3. 7 Curva de Rendimiento de la bomba.....	47
Figura 3. 8 Pozos cercanos al pozo YLB-007	48
Figura 3. 9 Perfil de Producción asociado a la Inyección de YLB-007	50
Figura 3. 10 Nueva Estación del Campo Yulebra	51

INDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 PVT del Pozo YLB-001	8
Tabla 1.2 Propiedades Petrofísicas de Basal Tena	8
Tabla 1.3 Propiedades Petrofísicas de Basal Tena	9
Tabla 1.4 Pronóstico de la Producción con efecto de la Inyección	12
Tabla 2. 1 Parámetros del Agua de Hollín Inferior	20
Tabla 2. 2 PVT del Agua de Hollín Inferior	20
Tabla 2. 3 Estados de los Pozos Candidatos para Productor de Agua	22
Tabla 2. 4 Producción después de la Inyección YLB-001	31
Tabla 2. 5 Producción después de la Inyección YLBD-003.....	32
Tabla 2. 6 Producción después de la Inyección YLB-007	33
Tabla 2. 7 Producción de la Estación del Campo Yulebra	35
Tabla 3. 1 Producción de Petróleo después de la Inyección de Agua YLB-001.....	43
Tabla 3. 2 Producción de Petróleo después de la Inyección de Agua YLBD-003....	46
Tabla 3. 3 Pozos cercanos al pozo YLB-007	48
Tabla 3. 4 Producción de Petróleo después de la Inyección de Agua YLB-007.....	49

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

Los pozos producen de forma natural, esto gracias a la energía interna del mismo, lo cual llega a un punto donde dicha energía disminuye, decimos que su etapa primaria de la vida productiva de un yacimiento se vuelve ineficiente y la extracción de hidrocarburos no proporciona gran empuje, para el cual se procede a un plan de desarrollo donde se elige el mejor método para el aumento de producción de fluido a causa del incremento de la presión de reservorio, este método se denomina recuperación secundaria mediante inyección de agua.

La recuperación secundaria por medio de inyección de agua se ha convertido en el método rentable que ayuda al incremento de la presión de reservorio y por ende la producción del petróleo, un factor predominante que influye directamente a un proyecto de recuperación secundaria es el tipo de arreglo de pozos seleccionado, por medio de éste el agua es inyectada en el yacimiento ayudando a mantener o a incrementar la presión de reservorio y así desplazar los fluidos desde el yacimiento objetivo hasta superficie.

La distribución de los pozos en el campo de estudio se encuentra actualmente de manera dispersa, para la cual se seleccionó un área de estudio para obtener el mejor arreglo de pozos inyectoros con respecto a los pozos productores para la recuperación secundaria por medio de inyección de agua.

Se procederá a un análisis técnico de las completaciones de fondo, bombas de levantamiento artificial de fondo y facilidades de superficie existentes en el campo con el fin de optimizar los recursos existentes para el arreglo de pozos seleccionados para la ejecución del proyecto piloto de inyección de Agua en el Yacimiento Basal Tena del Campo Yulebra.

1.1. Descripción del problema

El área de estudio es un campo maduro por el bajo aporte en producción de sus pozos a causas de la depletación natural de la presión. Una vez implementado el proyecto recuperación secundaria, las actuales completaciones de fondo y facilidades de superficie del campo no son las ideales para la recuperación de hidrocarburos mediante inyección de agua con el fin de mantener e incrementar la presión en el yacimiento, lograr el barrido de petróleo y recuperar las reservas remanentes del yacimiento.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Proponer las estrategias de desarrollo para la ejecución del Plan Piloto de inyección en el Yacimiento Basal Tena del Campo Yulebra.

1.2.2. Objetivos específicos

- Definir la mejor fuente productora de agua a partir de la producción actual de fluidos del campo Yulebra y el potencial de los pozos inactivos para la inyección del arreglo de pozos.
- Desarrollar la estrategia del plan piloto de inyección de Agua en base a criterios técnicos y económicos rentables con el fin de optimizar los recursos existentes en facilidades de superficie.
- Evaluar las completaciones existentes de los pozos productores para la inyección de Agua.
- Establecer los programas de reacondicionamiento para las completaciones de los pozos.
- Describir la estación de producción del Campo Yulebra que manejará el fluido después de la inyección.

1.3. Marco teórico

1.3.1. Descripción del campo Yulebra

1.3.1.1. Ubicación geográfica

El campo culebra-Yulebra pertenece al bloque 61 del campo Auca, ubicado en la parte central de la cuenca oriente, en la provincia de Orellana, del cantón francisco de Orellana, al sur del campo Sacha y norte del campo Auca, con un área de 193,519 Km².

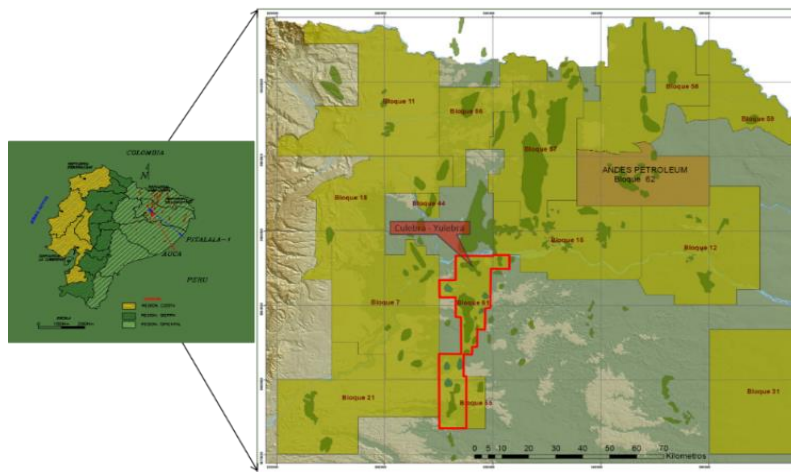


Figura 1.1 Ubicación Geográfica del Campo Yulebra

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

1.3.1.2. Reseña Histórica

Cuando comenzó la exploración del campo se definió de forma independiente a los prospectos Culebra – Yulebra – Anaconda. El consorcio CEPE-TEXACO perfora el pozo Culebra 1 en noviembre de 1973 logrando una profundidad de 10,625 pies, el pozo fue completado en diciembre de 1973 dando 60 BPPD de la arena Hollín, con 100 BPPD de 26° API de la arena T y 360 BPPD de 19° API de la arena “U”.

En 1980, Texaco perfora el Yulebra 1 logrando una profundidad de 10,345 pies, con una producción de 131 BPPD de 23° API del reservorio Basal Tena, 189 BPPD de 27° API de la arena Hollín y alrededor de 252 BPPD de 20° API del reservorio “U”. En los años 1997 y 1998, la empresa estatal Petroproducción realiza una serie de estudios que incluían un nuevo

modelo geológico y distintos trabajos de simulación numérica de reservorios, donde concluye que Culebra – Yulebra – Anaconda constituyen un solo campo, sin embargo, la interpretación sísmica realizada en el año 2017 por Petroamazonas EP concluye que los campos Culebra y Yulebra constituyen una sola estructura, separando al campo Anaconda. (Petroamazonas, 2010)

1.3.1.3. Geología del campo Culebra – Yulebra

La cuenca del oriente ecuatoriano presenta una sucesión sedimentaria y volcánica, del tiempo del Paleozoico al Cuaternario, entre los 8,000 a 12,000 metros, sobre un substrato precámbrico.

La estructura de Culebra-Yulebra consta con una orientación Este -Oeste de longitud de 9 Km y ancho de 5 Km, formando una anomalía estructural en la cuenca ya que casi la totalidad de las estructuras tienen una orientación N-S, corresponde a un anticlinal bastante simétrico.

En el campo Culebra – Yulebra los yacimientos de interés como Basal Tena, U inferior, T inferior y Hollín Superior, estos presentan características de entrampamiento estratigráfico, con un mecanismo de drenaje expansión de roca – fluido.

1.3.1.4. Características de las Formaciones Productoras

Formación Tena

- Basal Tena Estructura sedimentaria asociada a un ambiente de mareas, con presencia de lutitas rojas que evidencian un cambio brusco de ambiente de depósito.

Formación Napo

- **U superior y T superior:** el ambiente de depositación es de plataforma marina, que establece un yacimiento de mala calidad.

- **Arenisca U Inferior:** ambiente de depósito influenciado por mareas.
- **Arenisca T Inferior:** ambiente de depósito estuarino, con sub-ambientes de canales influenciados por mareas, depósitos de barra de marea y planicie arenosa.

Formación Hollín

- **Hollín Superior:** la parte inferior corresponde a depósitos de playa deltaico y la parte superior a depósitos de plataforma marina somera.
- **Hollín Inferior:** La parte basal es interpretada como depósitos fluviales de relleno de valles, posteriormente se deposita una sucesión de sedimentos de ríos entrelazados de planicies aluviales y progresivamente pasa a ambientes distales de planicie aluvial costera influenciadas por la acción de mareas.

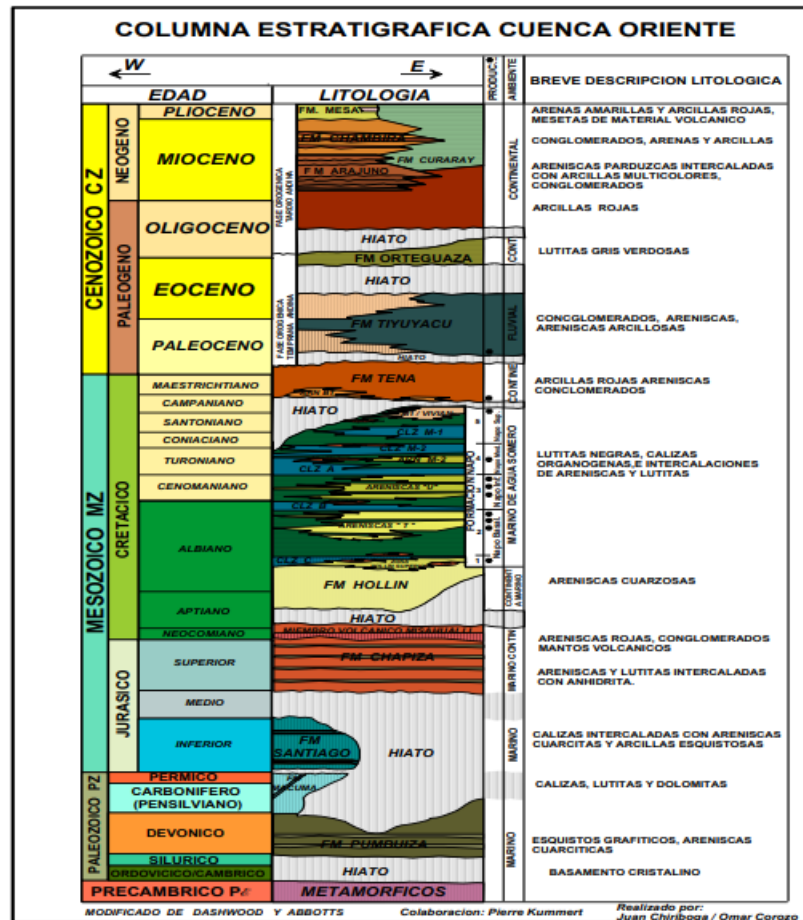


Figura 1.2 Columna Estratigráfica del Oriente Ecuatoriano

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

1.3.1.5. Historial de Producción del Campo Yulebra.

El campo Yulebra inició su producción en febrero de 1981 con 131 BPPD. Desde su inicio de producción ha mostrado una tendencia incremental en el tiempo. En diciembre de 1997 el campo Yulebra alcanzó su primera producción histórica más alta con 5,158 BPPD y su producción actual es de 1,855 BPPD con 22 pozos perforados de los cuales 9 se encuentran produciendo. Su producción acumulada de petróleo es de 34MM BBL.

El mayor aporte de producción del campo Yulebra proviene del Yacimiento Napo U Inferior, mientras que los otros Yacimientos (Hollín Inferior, Napo T Inferior y Basal Tena) son Yacimientos Secundarios. El campo arrancó con menos de 1% de corte de agua y actualmente agosto del 2018 se encuentra en 35%.

1.3.2. Descripción del Yacimiento Basal Tena

El yacimiento Basal Tena tiene un espesor de 18 ft aproximadamente con una limitada continuidad areal. Está compuesta de arenisca cuarzosa, transparente traslúcida y de grano fino.

El yacimiento Basal Tena se desenvuelve con el mecanismo de empuje de expansión roca fluido, representado por una rápida disminución de la presión a lo largo de la vida productiva del yacimiento.

1.3.2.1. PVT de la Arena Basal Tena

Se obtiene información acerca de pruebas realizadas en el laboratorio a diferentes presiones, volúmenes y temperaturas, para poder determinar las propiedades de los fluidos existentes del yacimiento Basal Tena en el campo Yulebra a partir pozo productor de fluido YLB-001.

Información necesaria para realizar cálculos pronósticos del comportamiento de la producción a partir de datos del yacimiento.

PVT BASAL TENA	
Pr (psi)	3700
Pb (psi)	890
Tr (°F)	191
Boi (bbl/stb)	1.092
Rsi (cuft/stb)	133
SG gas	0,95
μo (cp)	16,02
°API	18.5
Cf (psi⁻¹)	3,801E-6

Tabla 1.1 PVT del Pozo YLB-001

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

1.3.2.2. Propiedades petrofísicas de la Arena Basal Tena

Se realizó el cálculo para obtener el promedio de las propiedades petrofísicas de la arena Basal Tena.

PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE BASAL TENA	
Porosidad (%)	15.16
Permeabilidad absoluta (md)	1042
Saturación de agua	0.2
Espesor (ft)	17.3
Net Pay (ft)	6.42
N/G (%)	30.3

Tabla 1.2 Propiedades Petrofísicas de Basal Tena

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

1.3.2.3. Propiedades de los fluidos

Se realizó el cálculo para obtener promedio de las propiedades de los fluidos de la arenisca Basal Tena.

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE BASAL TENA	
API°	18.5
BSW	11%
Salinidad	35,824 ppm

Tabla 1.3 Propiedades Petrofísicas de Basal Tena

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

1.3.3. Petróleo Original en Sitio

El petróleo original en sitio es el volumen que se encuentra en el yacimiento antes de comenzar la producción a condiciones estándar, más no a la cantidad el cual puede ser recuperado.

1.3.3.1. Estimación de Petróleo Original en Sitio

Software Mbal

Mbal es un software que permite el análisis no dimensional del yacimiento, ayuda a conocer el comportamiento del yacimiento cuando no se posee los suficientes datos de este, el software usa datos PVT y los datos históricos de producción, poder calcular el petróleo original en sitio y su respectivo mecanismo de empuje.

Datos obtenidos del balance de materia utilizando Software MBAL.

Para el análisis se considera que el reservorio se encuentre en un sistema roca fluido, datos históricos de producción y analizar el historial de presión del reservorio, con esta información se realiza el modelo de balance de materia con en el software MBAL. Se usa

petróleo negro como fluido del yacimiento, un modelo simple del PVT del pozo YLB 001, Los datos históricos de producción fueron toda la producción acumulada en Basal Tena en Culebra – Yulebra.

Teniendo como resultado una estimación del POES de 140,366 Mbbls, con un factor de recobro del 8.57%. (Huilcapi & Vásquez, 2018)

1.3.4. Inyección de agua

El método de recuperación secundaria por inyección de agua a un Yacimiento tiene la finalidad de aumentar la producción, mantener la presión de reservorio y así ayudar a las condiciones de yacimiento para ser óptimo en su vida productiva, se está usando este método actualmente para lograr un aumento del factor de recobro en campos petroleros debido a su alta eficiencia y bajos costos. Este tipo de sistema utiliza arreglos de pozos con productores de petróleo, inyector de agua y el productor de agua para la inyección del sistema.

1.3.4.1. Selección del Área de Interés Culebra-Yulebra.

La zona de estudio se desarrolló en el bloque 61 en el Oriente ecuatoriano, se analizó la información de los pozos existentes en el campo Culebra – Yulebra.

Se realizó un estudio del Yacimiento Tena, se analizaron mapas de la zona, registros petrofísicos, análisis PVT, historiales de producción, así como el estado actual de los pozos que tienen arena prospectiva en Basal Tena. Actualmente existen tres pozos activos produciendo de la arenisca Basal Tena, como: YLB – 001, YLBC – 017 y YLBD – 003, y a su vez seis pozos que produjeron de Basal Tena, CLB – 002, CLB – 004, YLBA – 008, YLBB – 010, YLBA – 016 y YLBA – 019.

1.3.4.2. Descripción del arreglo de pozos para inyección de agua

Debido a que la distribución de los pozos en Basal Tena en el campo de estudio se encuentra de manera dispersa, no fue posible realizar un arreglo que afecte a todos los pozos productores actuales del yacimiento, por lo que se seleccionó un área de estudio en la cual se analizó el mejor escenario de implementación de un arreglo para la inyección de agua en el campo.

El área de interés seleccionada es la que contiene a los pozos YLB – 001, YLBD – 003, YLBA – 008 y además abarca al pozo YLB – 007 el cual se encuentra abandonado por colapso del casing, sin embargo, este pozo posee el mayor espesor neto del campo en Basal Tena, por lo cual se propone realizar un pozo gemelo en este pozo para realizar un cambio de zona productora de Napo Ui a Basal Tena.

El área seleccionada según los datos de producción históricos corresponde aproximadamente al 75% de la producción total de Basal Tena en el Campo Culebra – Yulebra, es decir de los 12 MMbbls de crudo acumulados, en esta zona se han producido 9 MMbbls. (Huilcapi & Vásquez, 2018)

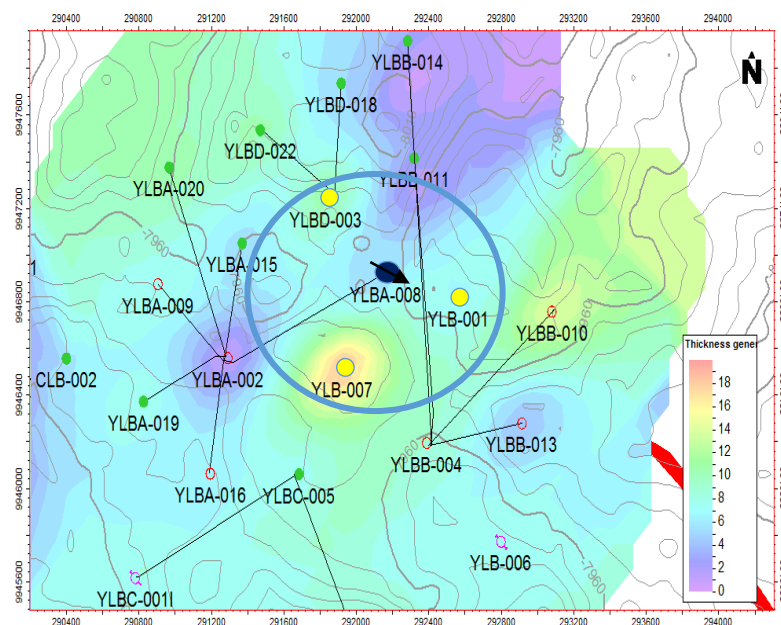


Figura 1.3 Selección del Arreglo de Pozos

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

1.3.4.3. Pronóstico de la producción después de la inyección

La predicción obtenida para un mayor incremento de producción será en el escenario en el que se inyectar 8,000 BAPD por 5 meses, logrando un aumento de producción de casi el 50% por pozo.

Actualmente la zona de estudio se encuentra produciendo alrededor de 355 barriles de fluido, con un BSW que va desde el 10% al 30%. Se propone habilitar al pozo YLB-007 como pozo productor de Basal Tena, para obtener mayor producción en el arreglo seleccionado

Lo que se espera de un proyecto de recuperación secundaria es doblar la producción que se tenía en su fase primaria de producción, por lo tanto, bajo a esa premisa se podría decir que el proyecto se considera exitoso.

Se consideró aumento de presión de reservorio de 1,100 psia, 1,200 psia y 1,300 psia y con estos cambios se obtiene aumento de producción en los pozos del arreglo. (Huilcapi & Vásquez, 2018)

Tiempo	Presión de Reservorio	Caudal de fluido (BFPD) YLB-001	Caudal de fluido (BFPD) YLBD-003	Caudal de fluido (BFPD) YLB-007	Caudal Total (b BFPD)
1 mes	1,100	370	200	986	1,556
3 meses	1,200	420	250	1,272	1,942
5 meses	1,300	450	265	1,375	2,090

Tabla 1.4 Pronóstico de la Producción con efecto de la Inyección

Fuente: Huilcapi & Vásquez, 2018

1.3.5. Completaciones de fondo

La completación abarca desde la terminación de la perforación del pozo hasta que esté preparado para producir, es el conjunto de operaciones que se realizan en los pozos luego de terminar la corrida y cementación del revestimiento de producción.

1.3.5.1. Tubería de producción

Son arreglos tubulares con diámetros que oscilan entre 2 3/8" hasta 9 5/8", poseen dos tipos de conexiones EUE Y UN; y su grado de resistencia a la corrosión se encuentra entre C-55 y V-150 y su función es la de transportar los fluidos producidos a través del pozo.

1.3.5.2. Crossover

Herramienta utilizada en completación de pozos que permitir la conexión de dos componentes con diferentes tipos o tamaños de roscas, permite el cambio de diámetro en la sarta.

1.3.5.3. Packer Mecánico

Herramienta que proporciona un sello entre la tubería de producción y el Casing, a fin de evitar la invasión de fluidos a través del espacio anular provenientes de otras arenas de producción.

1.3.5.4. Mule Shoe

Herramienta colocada al extremo inferior de la tubería la cual facilita la re-entrada del fluido del pozo a la tubería.

1.3.5.5. Landing collar

Esta herramienta va colocada en la parte inferior de la sarta de revestimiento donde se asientan los tapones de cemento durante la operación de cementación primaria.

1.3.5.6. CIBP

CIBP (Casing Iron Bridge plug), Herramienta ubicada en la parte inferior del Casing, donde se asientan los tapones de cemento, tiene

como objetivo permanente en el Casing es aislar un intervalo inferior no deseable.

1.3.5.7. Camisa

Herramienta que ayuda a la circulación o producción del flujo entre el canal de producción y espacio anular.

1.3.5.8. Zapato Guía

Durante la etapa de cementación, es una herramienta que evita el ingreso del cemento al Casing o liner de producción. Profundidad máxima a la que se ha perforado el pozo (Abad, 2014).

1.3.5.9. Sistema de Levantamiento Electrosumergible

El sistema de bombeo electrosumergible es un sistema de levantamiento artificial que emplea la energía eléctrica convertida en energía mecánica para levantar una columna de fluido desde un nivel determinado hasta la superficie, descargándolo a una determinada presión. Los componentes del equipo de fondo, que se encuentran acoplados a la tubería de producción, se mencionan en orden ascendente empezando desde el fondo del pozo:

- **Sensor de fondo:** permite un mejor control de la operación del equipo electrosumergible por medio del monitoreo continuo de parámetros como presión y temperatura, fallas eléctricas, y transferencia de datos de fondo (Palomo, 2001).
- **Motor electrosumergible:** Motores trifásicos que proveen energía de impulso a las bombas Electrosumergible para que roten y aceleren a los fluidos que están siendo bombeados.
- **Sección Sellante:** Se ubicado entre el motor y la bomba, su función principal es de proteger al motor de la combinación por fluidos del pozo.
- **Separador de gas:** usados en pozos con elevado relación gas-petróleo (alto GOR) y que causan interferencia con el rendimiento de la bomba, se desarrolla mediante fuerzas

centrifugas que separan el líquido del gas antes de que ingrese a la bomba.

- **Bomba:** de tipo centrífuga multietapa y el número de éstas depende de cada aplicación específica. Cada etapa está compuesta por un impulsor rotario y un difusor estacionario. El impulsor da al fluido energía cinética. El difusor cambia la energía cinética en energía potencial. Su función es proveer la energía adicional para levantar la producción esperada a superficie (Arcenales Bastidas & Caizapanta Apolo, 2011).

1.3.6. Facilidades de Producción

Conjunto de equipos mediante los cuales se realiza la separación de las tres fases de fluido de un campo petrolero.

1.3.6.1. Manifold

Manifold o múltiples de producción, se compone de válvulas y tuberías que reciben el flujo de los pozos donde se lo redirige hacia los separadores hacia los separadores de prueba o producción, la presión de operación de las tuberías esta entre 20 a 24 psi (Geovanny, 2013).

1.3.6.2. Separadores

En la estación de producción posee separadores bifásicos o trifásicos, estos pueden ser de prueba o de producción; este elemento sirve para separar la fase líquida de la fase gaseosa del hidrocarburo que provienen del manifold por medio de proceso mecánico.

1.3.6.3. Sistema de gas

El sistema de gas se encarga de recolectar el gas que proviene de los separadores, este gas es quemado en su totalidad en los mecheros o también puede ser usado como combustible para otras plantas.

Mechero

Los mecheros son los encargados de quemar el gas en su totalidad.

Bota de gas

Las botas son cilindros verticales, su función es separar el gas remanente contenido en el crudo que proviene de los separadores (Luguaña, 2013).

1.3.6.4. Sistema de Almacenamiento

El sistema de almacenamiento de la una estación se compone por tanques de lavado, reposo y de agua.

Tanque de lavado

La función del tanque de lavado es separar el agua y el aceite que proviene de la bota. El agua se drena por la parte inferior del tanque hacia el tanque de agua mientras que el crudo es drenado por la parte superior del tanque, que se dirige al tanque de reposo.

Tanque de reposo

Tanque de lavado o tanque de almacenamiento principal en cual transporta el crudo bajo especificaciones con un BSW menor a 1%. Sirve para medir el petróleo, cantidad bombeada y así saber la producción de la estación.

Tanque de agua

El tanque de agua es el que recibe el agua que sale del tanque de lavado, este puede ser utilizado para reinyección en pozos.

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGIA

En el proyecto titulado “Estrategias de Desarrollo de Arena Basal Tena en el Campo Yulebra mediante Recuperación Secundaria” se realizará estudios mediante la implementación de investigación de campo y analítica, con el fin de obtener las mejores estrategias a implementar en el proyecto de inyección de agua para el arreglo seleccionado.

Investigación de Campo para obtener información de los estados mecánicos actuales del arreglo de pozos tales como su completación de fondo, bombas de levantamiento artificial existentes, así como también facilidades que receptorán la producción del arreglo de pozos después de la inyección. La selección del pozo productor de agua se incluirá en el análisis por motivo que es necesario tener una fuente proveedora del fluido a inyectar.

Investigación Analítica para considerar las propiedades petrofísicas y datos PVT válidos para la selección del pozo productor de agua, además se estudia los registros petrofísicos para identificar el tope y la base de acuerdo con las características de la arena que me proveerá el fluido a inyectar para el arreglo de pozos.

Por esta razón la combinación de ambas formas de investigación nos lleva al desarrollo de habilidades que se requiere para lograr los objetivos propuestos en el proyecto.

El Desarrollo empieza con la recolección de datos necesarios para la implementación de estrategias tales como PVT de la arena que me proveerá mi fluido de inyección, producción después de la inyección, estado mecánico actuales, completaciones de fondo y bombas de levantamiento artificial existentes de los pozos seleccionados, así como de las facilidades de producción actualmente existentes en el campo Yulebra.

Finalmente teniendo esta información se procede a hacer un análisis para seleccionar el mejor pozo para productor de agua, el mejor sistema de levantamiento artificial con la ayuda del simulador PIPESIM y obtener

resultados acertados implementando las nuevas estrategias para mejorar la recuperación de petróleo del Yacimiento Basal Tena en el campo Yulebra.

2.1. Estrategias de Desarrollo

La aplicación de nuevas tecnologías ha ayudado a la recuperación de la producción en la industria petrolera. En el presente proyecto se implementará estrategias para el desarrollo de la inyección de agua teniendo en consideración la selección de la fuente generadora del fluido a inyectar, las completaciones de fondo requeridas para el pozo inyector de agua y los productores de fluido y de las facilidades de producción que van a recibir todo el fluido recuperado mediante la ejecución del proyecto de inyección de agua.

2.1.1. Selección del Pozo Productor de Agua

Para realizar el proceso de inyección de agua es necesario determinar la fuente generadora el fluido a inyectar, el fluido debe tener las propiedades necesarias para realizar el barrido en el Yacimiento seleccionado.

Requerimientos

Se debe considerar varios puntos clave para la selección del mejor pozo productor de agua.

Arena Hollín Inferior: En Ecuador el Yacimiento Hollín Inferior es una zona donde se encuentra un acuífero activo, en su mayoría saturada de agua de formación. El agua del Yacimiento Hollín inferior posee características compatibles para lograr el barrido de los fluidos del reservorio. Está comprobado que en la mayoría de los campos donde existe proyectos de inyección de agua, tales como

Auca, Culebra, Dureno, Guanta, entre otros, el agua del Yacimiento Hollín Inferior es compatible con las arenas de Basal Tena, Napo U y T para la recuperación secundaria por medio de inyección de agua por motivo de sus características de baja salinidad, baja turbidez, sin presencia de ácido sulfhídrico y Dióxido de carbono. PVT y parámetros del Yacimiento Hollín Inferior se detallan a continuación:

PARÁMETROS DEL AGUA DE HOLLÍN INFERIOR	
Turbidez (NTU)	1.8
Solidos Suspendidos (ppm)	1.2
Aceite residual (ppm)	0
H₂S en agua (ppm)	0
Oxígeno disuelto (ppb)	0
Salinidad (Cloruros totales)	270.1

Tabla 2. 1 Parámetros del Agua de Hollín Inferior

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

PVT DE HOLLÍN INFERIOR	
Pr	4500 psia
Tr	230 F
Pb	72.70 psia
Cw	5.36×10^{-6} psia ⁻¹
Bo	1.090
Rs	12
uw	0,3 cp

Tabla 2. 2 PVT del Agua de Hollín Inferior

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Registros Petrofísicos: se procede a realizar estudios de registros para conocer las condiciones de la Arena, con el registro Gamma Ray mostrar la radioactividad de la formación; cantidad de lutitas, roca impermeable que no permite el paso del fluido; registro densidad y neutrón, tipo de roca y con estos registros se obtiene la zona pago del intervalo seleccionado; la permeabilidad absoluta, a mayor permeabilidad mayor transporte será del fluido; saturación de agua, se debe considerar que el intervalo seleccionado sea 100% saturada de agua de formación; porosidad de la formación; y la resistividad, a menor resistividad se tiene presencia de agua. Los datos que se van a considerar para el análisis de cada pozo candidato será el volumen de lutitas, porosidad, permeabilidad absoluta y saturación de agua efectiva

Caudal: De acuerdo con los estudios realizados por reservorios previamente, el intervalo del caudal que se manejará en la inyección de agua esta entre 6,000 y 8,000 barriles de fluido de inyección.

Ubicación: Para disminuir costos de facilidades de inyección se toma en cuenta que el pozo productor de agua se encuentre en el mismo Pad que el pozo inyector (Pozo YLBA-008), de esta manera se reducen costos de facilidades como bombas, líneas de suministros, tanques de tratamiento y accesorios.

Sin problemas de Integridad Mecánica: el pozo seleccionado para productor no debe presentar problemas en su completación de fondo. Se debe considerar el estado mecánico del pozo, profundidad del zapato guía, tamaño del Casing donde se va a bajar la bomba, por motivo de que se va a manejar grandes caudales de inyección se debe tomar en consideración las especificaciones de la bomba que se va a bajar.

2.1.2. Pozos Candidatos para Producción de Agua

De acuerdo con los requerimientos propuestos se seleccionará el mejor pozo para ser fuente productora de Agua.

El pozo Inyector Yulebra 8 se localiza en el Pad A, por este motivo se seleccionará un pozo que se encuentren en el mismo Pad y su estado sea inactivo.

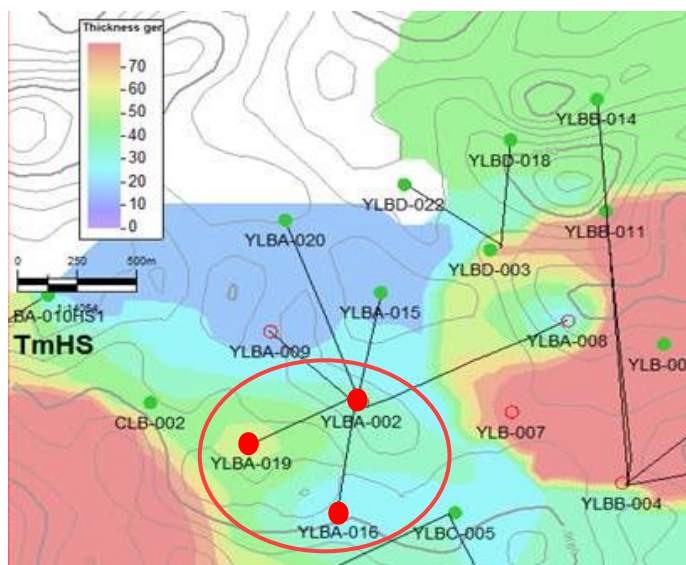


Figura 2. 1 Pozos Candidatos para Productor de Agua

Fuente: Palomino, E. & Villacres, C. (2018)

POZO	ESTADO
YLBA-008	Pozo Inyector
YLBA-009	Pozo Activo: Proyecto de Inyección de Agua
YLBA-015	Pozo Activo: Productor en la Ui
YLBA-020	Pozo Activo: Productor en la Ui
YLBA-002	Pozo Inactivo
YLBA-016	Pozo Inactivo
YLBA-019	Pozo Inactivo

Tabla 2. 3 Estados de los Pozos Candidatos para Productor de Agua

Fuente: Palomino, E. & Villacres, C. (2018)

2.1.2.1. Análisis de Cada Pozo Candidato

YLBA-002

- **Estado Actual:** El Pozo YLBA-002 se encontraba produciendo por el Yacimiento Napo U inferior, fue cerrado el 1 de febrero del 2012 por objeto en fondo atascado (pescado) a una profundidad de 9322' MD.
- **Registro Petrofísico:**
 - Intervalo seleccionado 10,040' a 10,065'
 - Se observa la presencia de arcilla de acuerdo con el registro Gamma Ray.
 - Volumen de lutitas de 50%
 - Porosidad de 15%
 - Saturación de agua del 35%
 - Permeabilidad absoluta de 520 md.

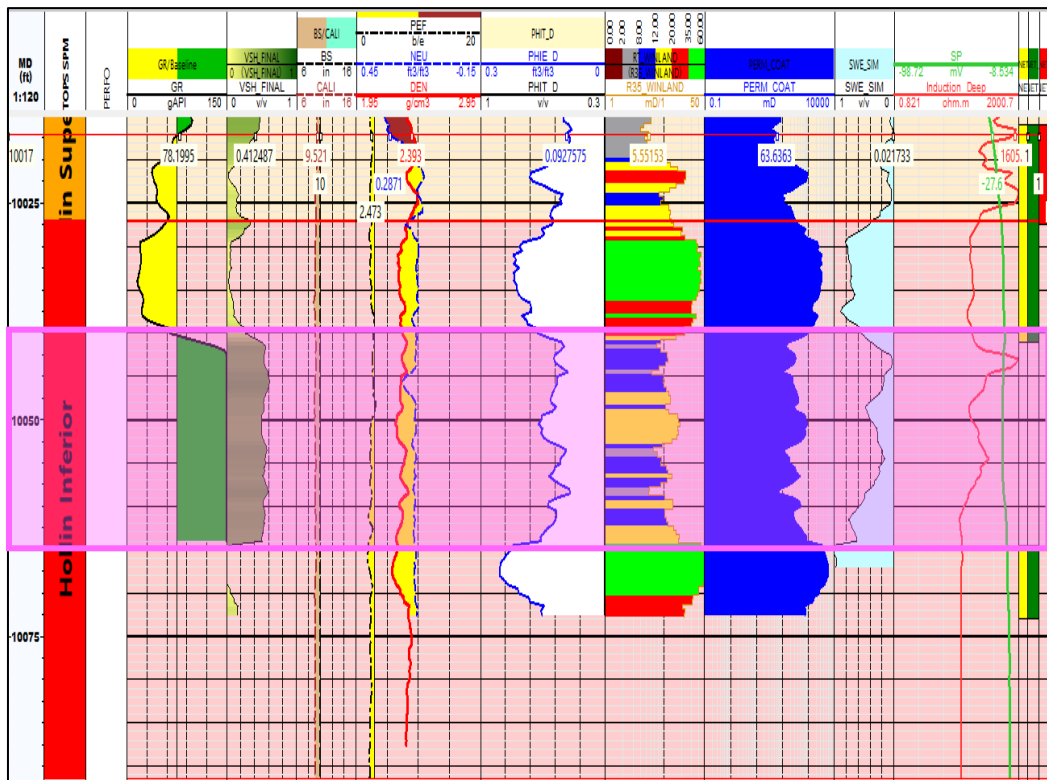


Figura 2. 2 Registro Petrofísico del Pozo YLBA-002

Fuente: Palomino, E. & Villacres, C. (2018)

- **Integridad Mecánica:**
 - Pozo vertical
 - Casing de 7" desde superficie.
 - Zapato guía a una profundidad de 10,070´

- **Consideraciones**
 - Se debe profundizar para llegar al intervalo seleccionado para producir por la Arena Hollín Inferior.
 - De seleccionar este pozo como productor de agua se deberá sacar la completación de fondo, recuperar el pescado.
 - Realizar squeeze (Cementación Forzada) en las arenas que se encuentren abiertas Napo U (48´), T inferior (12´), Hollín Superior (25´) un total de 85´

YLBA-016

- **Estado Actual:** El Pozo YLBA-016 se encontraba produciendo por el Yacimiento Basal Tena, fue cerrado el 22 de Julio del 2014 por bajo aislamiento y atascamiento de la bomba electrosumergible de fondo.

- **Registro Petrofísico:**
 - El intervalo seleccionado 10,405´ a 10,420´,
 - No se observa la presencia de arcilla de acuerdo con el registro Gamma Ray
 - volumen de lutitas de 5%
 - Porosidad de este intervalo 18%
 - Saturación de agua del 100%
 - Permeabilidad absoluta de 1,500 md.
agua.

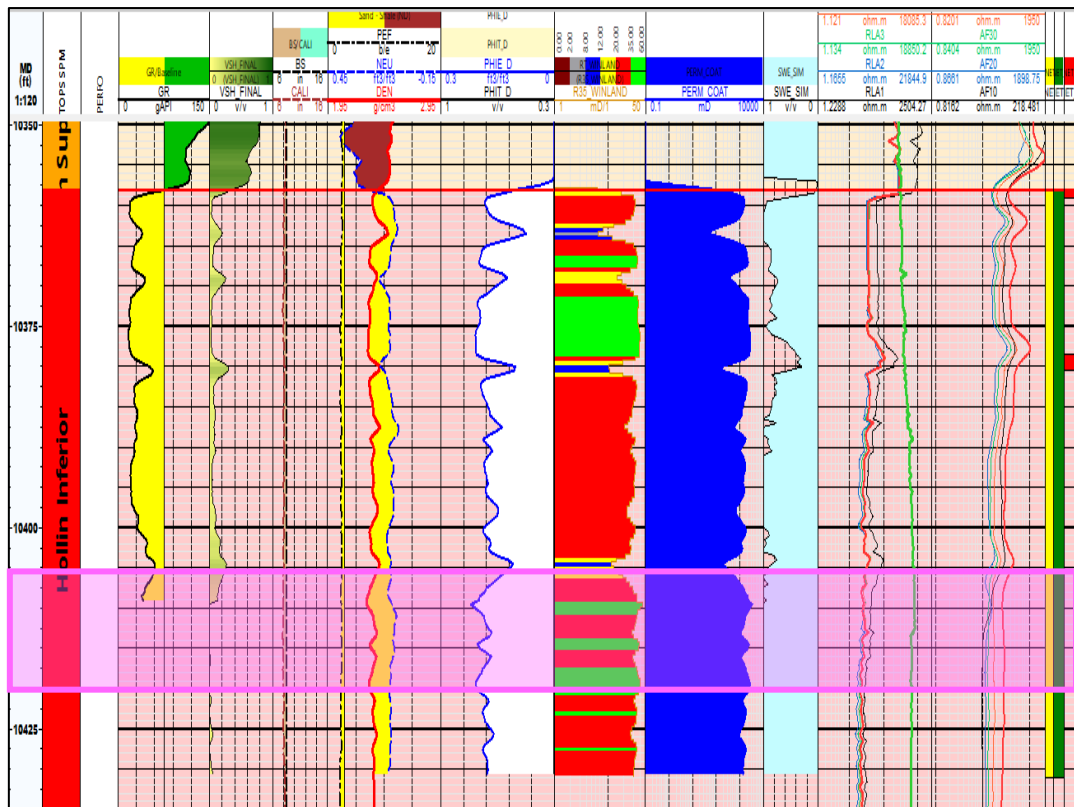


Figura 2. 3 Registro Petrofísico del Pozo YLBA-016

Fuente: Palomino, E. & Villacres, C. (2018)

- **Integridad Mecánica:**
 - Pozo desviado.
 - Casing de 7" desde superficie.
 - Zapato guía a una profundidad de 10,066'

- **Consideraciones**
 - No es necesario profundizar el pozo para alcanzare el intervalo de interés.
 - Si se seleccionaría este pozo como productor de agua se deberá sacar la completación de fondo, realizar squeeze en las arenas que se encuentren abiertas Basal Tena y Napo U y moler el CIBP.

YLBA-019

- **Estado Actual:** El Pozo YLBA-019 se encontraba produciendo por la Arenisca Basal Tena, fue cerrado el 14 de junio del 2018 por falla en bomba electrosumergible de fondo (Bajo aislamiento y Fase a tierra).
- **Registro Petrofísico:**
 - Intervalo seleccionado 10,370' a 10,850'
 - Se observa la presencia de arcilla de acuerdo con el registro Gamma Ray
 - Volumen de lutitas de 18%
 - la porosidad de este intervalo 15%
 - Saturación de agua del 90%
 - Permeabilidad absoluta de 800 md.

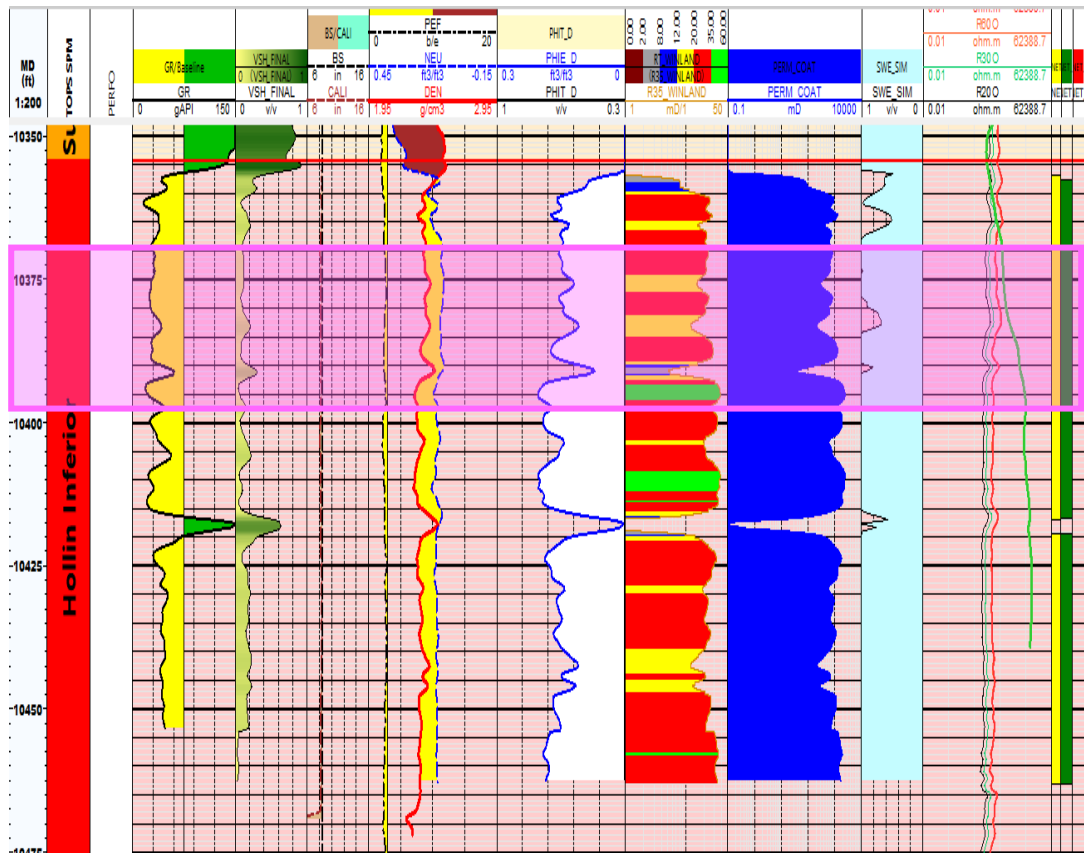


Figura 2. 4 Registro Petrofísico del Pozo YLBA-019

Fuente: Palomino, E. & Villacres, C. (2018)

- **Integridad Mecánica:**
 - Pozo desviado.
 - Liner de producción de 7" a una profundidad de 9760'
 - Zapato guía a una profundidad de 10,498'

- **Consideraciones**
 - No es necesario profundizar el pozo para alcanzar el intervalo de interés.
 - Si se seleccionaría este pozo como productor de agua se deberá sacar la completación de fondo, realizar squeeze en las arenas que se encuentren abiertas Basal Tena y Napo U inferior (27') , Napo T inferior (7') y Hollín Superior (8') un total de 42' y moler el CIBP.

2.1.3. Mejor pozo productor de Agua

De acuerdo al análisis realizado a partir del registro petrofísico y la integridad mecánica de los pozos candidatos, se tiene como resultado que el pozo YLBA-016 pose un volumen bajo de lutitas de un 5% comparada con los otros dos pozos , porosidad del 18%, permeabilidad por encima de 1,500 md, y saturación de agua 100%, sin presencia de trazas de petróleo; adicional se considera que el intervalo seleccionado (10,405'- 10,420') se encuentra por encima del zapato guía 10,066', no se va a requerir más costos de inversión para llegar al intervalo objetivo; por esta razón, el mejor pozo para ser productor de agua a partir del registro petrofísico es el pozo YLBA-016.

2.1.4. Selección de la bomba de Levantamiento Artificial

2.1.4.1. Pozo Productor de Agua

Pozo YLBA-016

Después de la selección del pozo Productor de agua, se realiza el nodal para verificar si el intervalo seleccionado junto con las características del PVT me provee la cantidad de fluido necesario para la inyección.

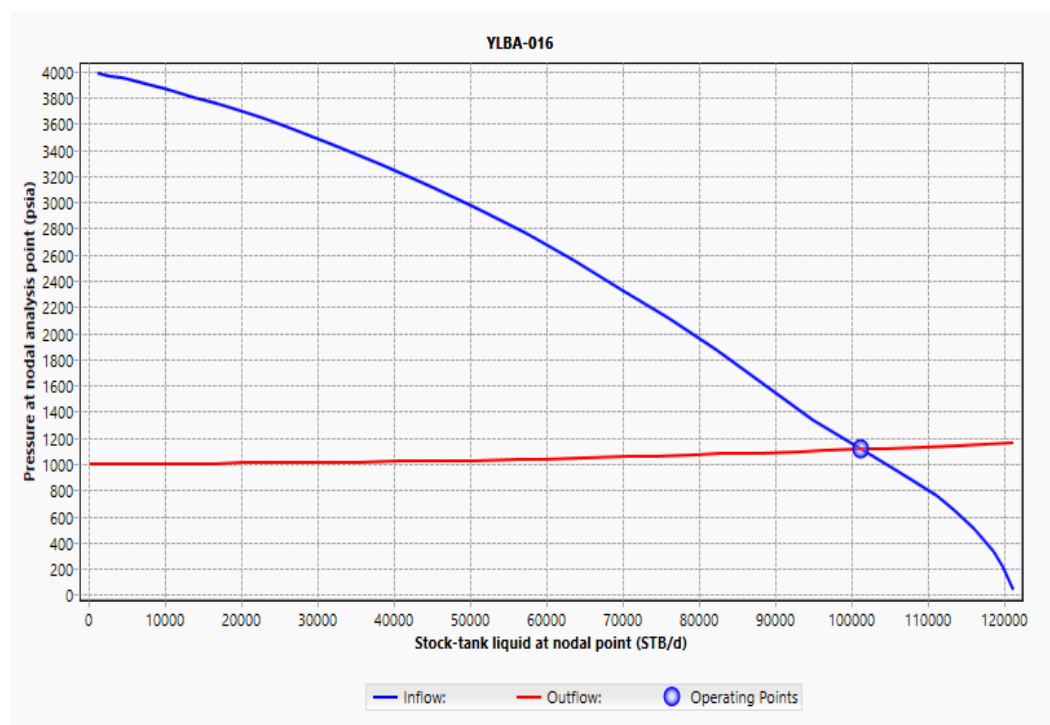


Figura 2. 5 Análisis Nodal del pozo YLBA-016

Fuente: Palomino, E. & Villacres, C. (2018)

El pozo YLBA-016 provee más de 100,000 bbls, fluido requerido para inyectar al Yacimiento Basal Tena.

El pozo seleccionado para productor de agua debe manejar caudal de agua, 8,000 barriles para llevar a cabo la inyección de agua. Se debe tomar en consideración la integridad mecánica del pozo.

El pozo posee un Casing de 7" desde superficie hasta fondo, con un diámetro interno de 6.2" por tal motivo se debe bajar una bomba de menor diámetro para que no exista problemas operacionales al momento de bajar la completación de la bomba de subsuelo.

Opción 1

- Bomba: S8000N
- Caudal Máximo: 10,500 BFPD
- OD Máximo: 5,90"
- Clearance: 0.126 (3.2 mm de espacio entre la sarta y Casing)
- Riesgo Operacional: Alto

Opción 2

- Bomba: NJV7600
- Caudal Máximo: 8,400 BFPD
- OD Máximo: 5,72"
- Clearance: 0.216 (5.5 mm de espacio entre la sarta y Casing)
- Riesgo Operacional: Alto

Opción 3

- Bomba: RC4000
- Caudal Máximo: 6,000 BFPD
- OD Máximo: 4,56"
- Clearance: 0.796 (20.2 mm de espacio entre la sarta y Casing)
- Riesgo Operacional: Bajo

2.1.4.2. Pozo Productor de Fluido

Se realiza un pronóstico del comportamiento de la producción de fluido después de la inyección de agua con análisis nodal teniendo en consideración el índice de productividad con la presión de reservorio actual y los datos PVT del Yacimiento Hollín Inferior, y así proyectando la producción a diferentes presiones de reservorio. La intersección de las curvas del análisis nodal, la curva del comportamiento del yacimiento y la curva de capacidad del sistema de transporte del fluido, dan como resultado la producción esperada a una presión de reservorio determinada.

Se realiza el análisis de sensibilidades de presión de reservorio, a 1,100 psia, 1,200 psia y 1,300 psia dando como resultado los caudales de producción a estos cambios de presión.

YLB-001

El índice de productividad a una presión actual de reservorio 850 psia, una presión de fondo fluvente de 300 psia y el caudal actual que maneja 239 BFPD del pozo YLB-001 es de 0.37 bbls/day.psia.

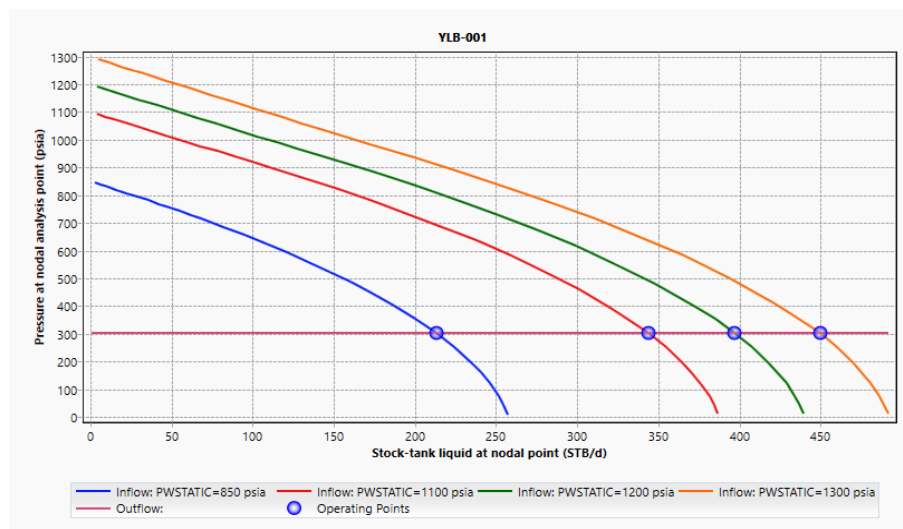


Figura 2. 6 Análisis Nodal del pozo YLB-001

Fuente: Palomino, E. & Villacres, C. (2018)

PRESIÓN DE RESERVORIO	CAUDAL DE FLUIDO (BFPD)
850	239
1,100	334
1,200	397
1,300	450

Tabla 2. 4 Producción después de la Inyección YLB-001

Fuente: Palomino, E. & Villacres, C. (2018)

Actualmente el pozo tiene una completación de bombeo Electrosumergible P4X de la compañía Baker que maneja caudales de 200 bbls hasta 400 bbls, Por tal motivo es necesario hacer un cambio de completación de fondo para levantar la cantidad de fluido que se va a producir. Se propone bajar una bomba Electrosumergible RC1000 que maneja caudales de 200 hasta 1,400 bbls.

YLBD-003

El índice de productividad a una presión actual de reservorio 850 psia, una presión de fondo fluuyente de 300 psia y el caudal actual que maneja 111 BFPD del pozo YLBD-003 es de 0.20 bbls/day.psia.

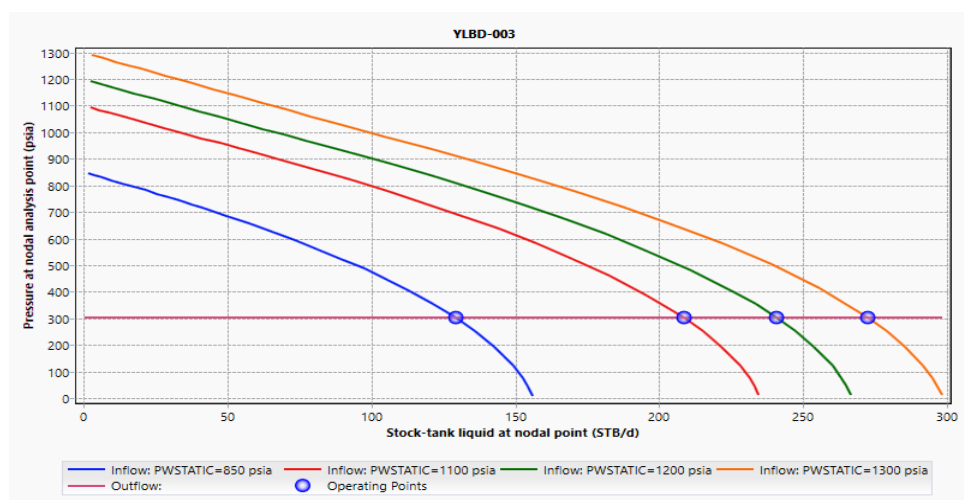


Figura 2. 7 Análisis Nodal del pozo YLBD-003

Fuente: Palomino, E. & Villacres, C. (2018)

PRESIÓN DE RESERVORIO	CAUDAL DE FLUIDO (BFPD)
850	111
1,100	208
1,200	240
1,300	272

Tabla 2. 5 Producción después de la Inyección YLBD-003

Fuente: Palomino, E. & Villacres, C. (2018)

Luego de la inyección de agua se espera un aumento de presión de reservorio y de producción. Se estima que después de la inyección la presión de reservorio alcanzará un valor de 1,300 con una producción de 272 BFPD. Actualmente el pozo tiene una completación de Bombeo Mecánico de la compañía Weatherford que maneja caudales de 30 bbls hasta 150 bbls, Por tal motivo es necesario hacer un cambio de completación. Se propone bajar una bomba Electrosumergible Novomet NVM NJV que maneja caudales de 130 a 280 bbls.

YLB-007 Gemelo

Actualmente este pozo YLB-007 posee colapso en su Casing y por esta razón se va a perforar un nuevo pozo hasta llegar a la profundidad objetivo, denominándolo como pozo YLB-007 Gemelo. Se realizó un pronóstico del índice de productividad considerando la misma presión de reservorio debido a que es el mismo Yacimiento, y con una presión de fondo fluyente de 500 psia, mayor a las anteriores debido a que no se ha cañoneado antes esta zona y su presión será mayor, dando como resultado 1,67 bbls/day.psia del pozo YLB-007 Gemelo y con este valor del índice de productividad se procede a realizar el pronóstico de la producción a las diferentes presiones de reservorio.

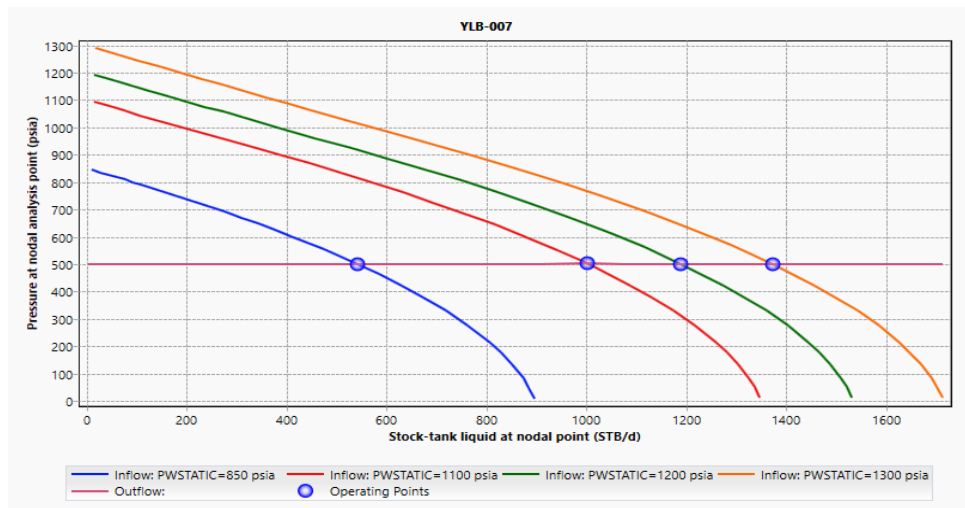


Figura 2. 8 Análisis Nodal del pozo YLB-007

Fuente: Palomino, E. & Villacres, C. (2018)

PRESIÓN DE RESERVORIO	CAUDAL DE FLUIDO (BFPD)
850	0
1,100	1,005
1,200	1,190
1,300	1,375

Tabla 2. 6 Producción después de la Inyección YLB-007

Fuente: Palomino, E. & Villacres, C. (2018)

Actualmente el pozo se encuentra con Casing colapsado a una profundidad de 3038'. Se propone perforar un pozo gemelo y llegar la profundidad objetivo. Luego de la inyección de agua la presión de reservorio alcanzará un valor de 1,300 con una producción de 1,375 bbls para lo cual se propondrá bajar una bomba electrosumergible RC1000 que maneja caudales de 200 hasta 1400 bbls.

2.1.5. Facilidades de Inyección

El pozo productor de agua se encuentra en el mismo Pad del pozo inyector Yulebra 8, para lo cual, esto representa menor inversión al momento de implementar el equipo de superficie para el sistema de inyección.

- Líneas de suministro: tuberías de alta presión de 4" que transporta el fluido al múltiple de inyección y luego al pozo inyector de agua.
- Múltiple de inyección: receptor del agua de formación de Yulebra 16, posee válvulas de control, medidor de tubería y válvulas de bloqueo, utilizadas en caso de ser necesarias.
- Contador de fluido: mide los valores de caudales y presiones que se obtiene el fluido del pozo productor de agua
- Cabezal de producción de agua: sistema de válvulas (válvula máster y 2 válvulas reguladoras de fluido) que regula la cantidad de fluido que se tendrá en superficie.
- Cabezal de Inyección de agua: sistema de válvulas (válvula 2 master y válvula reguladoras de fluido) que regula la cantidad de fluido que se enviará al pozo inyector de agua.

2.1.6. Facilidades de Producción

La estación de producción del campo Yulebra recibe la producción proveniente de 14 pozos, con una producción actual de 5,903 BFPD, 3,038 BPPD y 2,865 BAPD, siendo 5 pozos de Anaconda y 9 pozos de Yulebra, luego de pasar por el proceso de deshidratación es dirigido por líneas de transferencia al campo Sacha.

CAMPO	API	BSW	BFPD	BPPD	BAPD
Anaconda (5 pozos)	22.7	61.3	3,145	1,217	1,928
Yulebra (9 pozos)	21.1	34	2,758	1,821	937
TOTAL			5,903	3,038	2,865

Tabla 2. 7 Producción de la Estación del Campo Yulebra

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

2.1.6.1. Facilidades de Producción Actuales de la Estación Yulebra

La producción del fluido llega desde los 14 pozos a través de tuberías con diámetros de 4" y 6", se mezcla y llega a los manifolds de la estación Yulebra, en varias locaciones se dispone de tanques de prueba y almacenamiento de 500 bbls y botas desgasificadoras con sistemas de transferencia. Las facilidades de superficie de la estación de Yulebra empieza con el manifold donde se receipta el fluido que se recolecta de Campo Yulebra y Anaconda.

Manifold

Manifold o múltiples de producción, se compone de válvulas y tuberías que reciben el flujo de 14 pozos donde direcciona el fluido hacia los separadores de prueba o producción.

Separadores

En la estación Yulebra existen 3 separadores bifásicos, 1 de prueba y 2 de producción. El separador de prueba es de capacidad de 5,000 BFPD, y los separadores de producción tiene una capacidad de 15,000 BFPD Y 20,000 BFPD.

Sistema de almacenamiento

El sistema de almacenamiento de la estación Yulebra se compone por 3 tanques de 1 de lavado, 1 de reposo y uno de agua.

- **Tanque de lavado**

El tanque de lavado tiene una capacidad de 10,000 BFPD, con una altura de 24 ft con una descarga a 22 ft. Actualmente el tanque de lavado de 10,000 bbls se encuentra en malas condiciones operativa por tal razón, se encuentra en construcción un tanque de lavado de 24,000 BBL de 40 ft, el cual dará apertura para recibir mayor cantidad de fluido para la implementación del proyecto de inyección de agua y así tener la capacidad de procesar el fluido proveniente de los pozos de Yulebra.

- **Tanque de reposo**

El tanque de reposo tiene una capacidad de 10,000 BFPD, con una altura de 24ft, es el tanque de almacenamiento principal en cual transporta el crudo bajo especificaciones con un BSW menor a 1% al campo sachá.

- **Tanque de agua**

El tanque de agua de la estación Yulebra tienen una capacidad de 2,000 bbls, el agua que se obtiene es transporta por medio de bombas booster a un sistema de reinyección HPS, la cual se dirige al pozo reinector Yulebra 1 y al Yulebra 6. Actualmente no posee tratamiento de agua.

Sistema de gas

El sistema de gas en la estación Yulebra se encarga de recolectar el gas que proviene de los separadores con una producción de 261.57 m³, este gas es quemado en su totalidad en los mecheros.

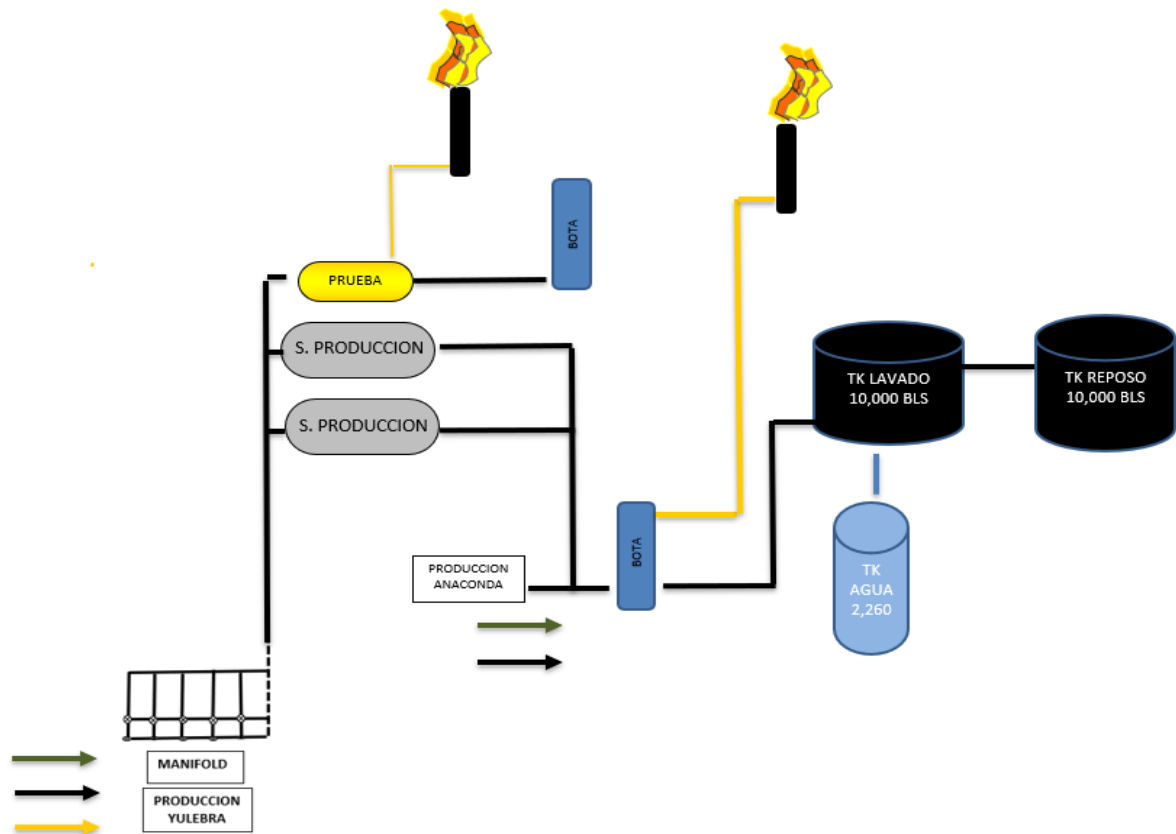


Figura 2. 9 Estación de Producción del Campo Yulebra

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

CAPÍTULO 3

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

3.1. Pozo Productor de Agua YLBA-016

De acuerdo con las propiedades petrofísicas y al estado mecánico actual de los pozos, el mejor pozo para producir el agua de formación a partir del Yacimiento Hollín Inferior es el pozo YLBA – 016. Posee características de saturación de agua del 100%, permeabilidad de 1,500 md y un bajo volumen de lutitas de 5% por esta razón es la mejor zona para producir el agua que se va a requiere inyectar.

- Anexo B. Estado Mecánico Inicial de Pozo YLBA-016.

3.1.1. Bomba Seleccionada

Para levantar el fluido de inyección es necesario bajar una bomba que maneje los caudales necesarios para la inyección con una presión de reservorio de 4,000 psia. Es fundamental seleccionar una bomba que no represente problemas operacionales como atascamiento al bajar por el Casing de 7” con un diámetro interno de 6.2” del pozo YLBA-016, para lo cual se escogió la Bomba RC4000 que maneja el caudal requerido para la inyección y su diámetro externo es de 4,56” lo cual me representa un riesgo operacional bajo.

3.1.1.1. Curva de rendimiento

Se muestra la curva de rendimiento de la bomba RC4000 de 100 etapas, que trabaja a 3600 rpm hasta una frecuencia de 60 HZ donde su rango operativo se encuentra entre 2,000 a 6,000 bbls pero la bomba puede alcanzar un valor máximo de 8,000 bbls necesarios para la inyección de agua.

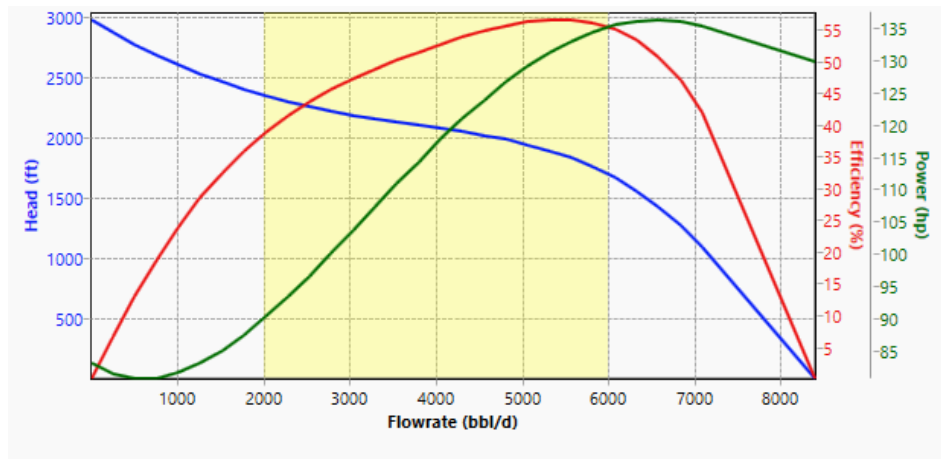


Figura 3. 1 Curva de Rendimiento de bomba

Fuente: PIPESIM Schlumberger, 2017

3.1.2. Trabajo de Reacondicionamiento

Para poder producir agua en este pozo se debe realizar trabajo de reacondicionamiento ya que actualmente el intervalo de la Hollín Inferior del pozo YLBA-016 no se encuentra abierto.

Se debe realizar una cementación forzada en los intervalos que se encuentran abiertos de Basal Tena y Napo U para no tener presencia de otros fluidos en el agua de inyección, para luego cañonear el intervalo objetivo de 10,405' hasta 10,420' del Yacimiento Hollín Inferior donde se obtendrá el fluido a inyectar.

Anexo D. Estado Mecánico Final de Pozo Productor de Agua YLBA-016.

3.2. Pozo Productor YLBA-008

El pozo YLBA-008, elegido pozo inyector de agua, el cual es el receptor del agua de inyección que proviene del pozo YLBA-016, con caudales de 8,000 barriles que ingresará al yacimiento Basal Tena, realizará un empuje y presurizará los fluidos del reservorio.

Actualmente se encuentra abiertos dos intervalos de la Arena, el primer intervalo de 9,348 a 9,353 MD y el segundo intervalo 9,366 a 9,372 MD; por tal motivo la

completación de fondo se ubicará por encima de estos intervalos y enviará el fluido a yacimiento. El segundo intervalo tendrá mayor admisión de fluidos por lo que se encuentra en una zona con una mayor permeabilidad, de 1,390 md mientras que el primer intervalo se encuentra con una permeabilidad de 100 md. Se baja tubería de tamaño 3 1/2 " de acero inoxidable para manejar el caudal a inyectar.

Anexo E. Estado Mecánico Inicial de Pozo Inyector YLBA-008.

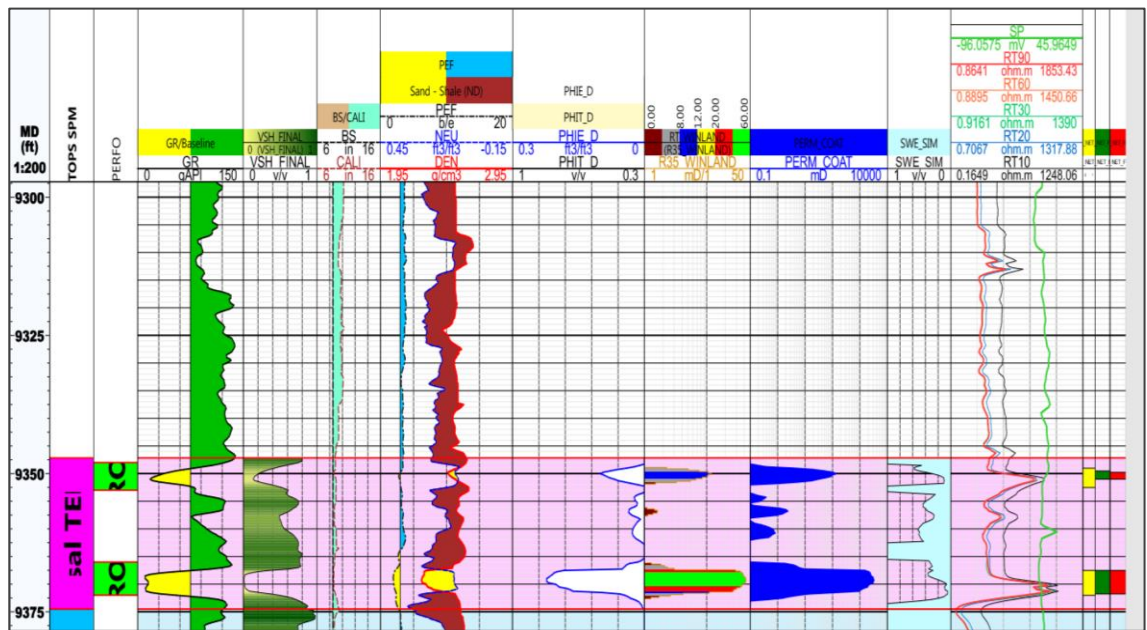


Figura 3. 2 Registro Petrofísico YLBA-008

Fuente: Palomino, E. & Villacres, C. (2018)

3.2.1. Trabajo de reacondicionamiento

El trabajo de reacondicionamiento que se llevará a cabo en el pozo YLBA-008 será bajar la completación de un pozo inyector, que consiste en bajar una tubería de 3 1/2" con un packer mecánico a la profundidad de 9,298' por encima del intervalo donde se va a inyectar para que no exista comunicación con el espacio anular, presurice la zona y el fluido ingrese por la zona donde se encuentre abierta.

Anexo F. Estado Mecánico Final de Pozo Inyector YLBA-008.

3.3. Pozo Productor YLB-001

El pozo YLB-001, elegido pozo productor de fluido, inicia el proceso de inyección con una producción de 237 BFPD y con una presión de reservorio de 850 psia en el yacimiento Basal Tena. La completación de fondo actual del pozo posee una bomba electrosumergible P4X que maneja caudales entre 200 y 400 bbls de la empresa Baker, completación que no es suficiente para levantar el caudal esperado.

Anexo G. Estado Mecánico Inicial de Pozo YLB-001.

3.3.1. Bomba Seleccionada

La producción alcanzará valores de 450 BFPD con una presión de reservorio de 1,300 psia, para lo cual se implementa una bomba RC1000 que maneja caudales de 400 hasta 1,700 bbls requeridos después de la inyección.

3.3.1.1. Curva de rendimiento

Se muestra la curva de rendimiento de la bomba RC1000 de 100 etapas, que trabaja a 3600 rpm hasta una frecuencia de 60 HZ donde su rango operativo se encuentra entre 400 a 1,700 bbls donde su caudal optimo es de 1,150 bbls.

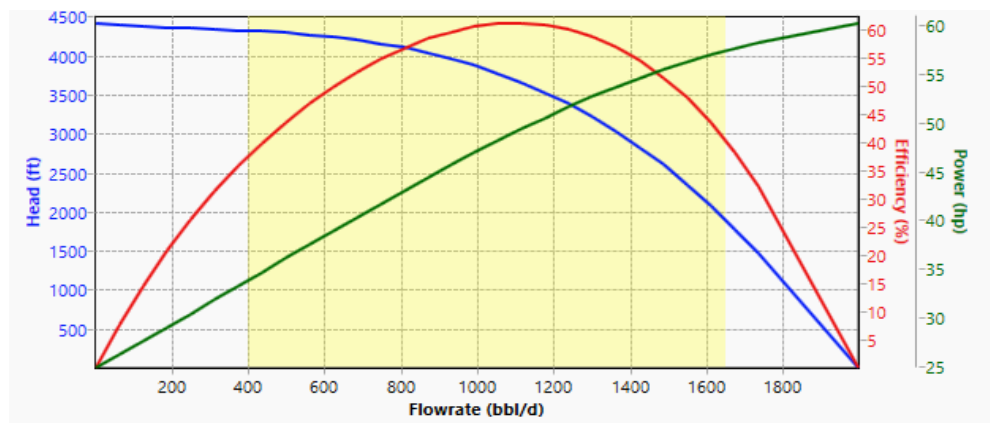


Figura 3. 3 Curva de Rendimiento de la bomba

Fuente: PIPESIM Schlumberger, 2017

3.3.2. Trabajo de reacondicionamiento

Se realiza trabajo de pulling simple, es decir se hará un cambio de la completación de fondo a la bomba electrosumergible RC1000 para recibir todo el fluido que obtendré después de la inyección.

Anexo H. Estado Mecánico Final de Pozo YLB-001.

3.3.3. Perfiles de producción

Para obtener el perfil de producción de pozo YLB-001 después de la inyección, se tomó en consideración la declinación anual asociada a la vida productiva del pozo, para la cual se tiene una declinación 3% anual de petróleo a medida que se va depletando la formación. Con esta información se procedió a declinar la producción después de la inyección.

Tiempo (Años)	Q (BPPD) sin inyección	Q (BPPD) a 1,100 psia	Q (BPPD) a 1,200 psia	Q (BPPD) a 1,300 psia
2019	209	300	357	405
2020	203	291	347	393
2021	197	283	337	382
2022	191	275	327	371
2023	186	267	318	361
2024	181	259	309	350
2025	175	252	300	340
2026	170	245	291	331
2027	166	238	283	321
2028	161	231	275	312
2029	156	224	267	303
2030	152	218	259	294
2031	147	212	252	286
2032	143	206	245	278
2033	139	200	238	270
2034	135	194	231	262
2035	131	189	224	255

Tabla 3. 1 Producción de Petróleo después de la Inyección de Agua YLB-001

Fuente: Palomino, E. & Villacres, C. (2018)

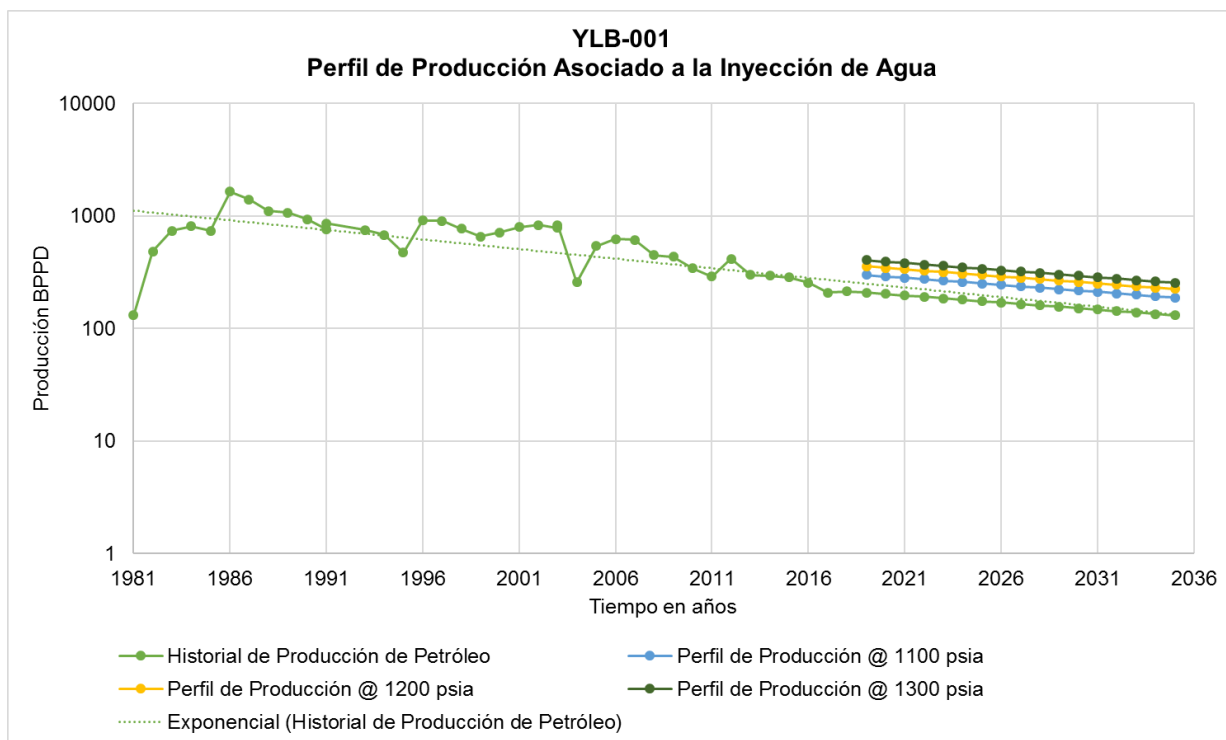


Figura 3. 4 Perfil de Producción asociado a la Inyección de YLB-001

Fuente: Palomino, E. & Villacres, C. (2018)

3.4. Pozo Productor YLBD-003

El pozo YLBD-003, elegido pozo productor de fluido. inicia el proceso de inyección con una producción de 111 BFPD y con una presión de reservorio de 850 psia en la arenisca basal tena. La completación de fondo actual del pozo es una bomba mecánica que maneja caudales entre 30 y 150 bbls de la empresa Weatherford.

Anexo I. Estado Mecánico Inicial de Pozo YLBD-003.

3.4.1. Bomba Seleccionada

La producción alcanzará valores hasta de 272 BFPD con una presión de reservorio de 1,300 psia, para lo cual se implementa una bomba NVM NJV de la compañía Novomet que maneja caudales entre 130 y 280 barriles, oportunidad para levantar el fluido a superficie y obtener la producción recuperada.

3.4.1.1. Curva de rendimiento

Se muestra la curva de rendimiento de la bomba NVM NJV de 100 etapas, que trabaja a 3600 rpm hasta una frecuencia de 60 HZ donde su rango operativo se encuentra entre 80 a 280 bbls donde su caudal optimo es de 150 bbls.

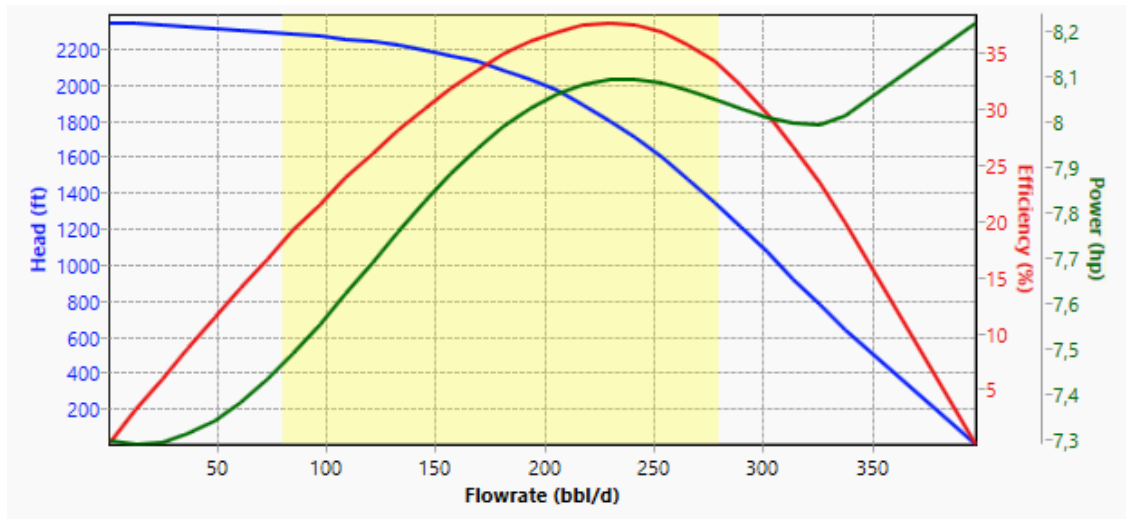


Figura 3. 5 Curva de Rendimiento de la bomba

Fuente: PIPESIM Schlumberger, 2017

3.4.2. Trabajo de reacondicionamiento

Se realiza trabajo de pulling simple, es decir se hará un cambio de la completación de fondo a la bomba electrosumergible NVM NJV para poder levantar todo el fluido que obtendré después de la inyección.

Anexo J. Estado Mecánico Final de Pozo YLBD-003.

3.4.3. Perfiles de producción

Para realizar el perfil de producción de pozo YLB-001 después de la inyección, se tomó en consideración la declinación anual asociada a la vida productiva del pozo, para la cual se tiene una declinación 8% anual de petróleo a medida que se va depletando la formación. Con esta información se procedió a declinar la producción después de la inyección.

Tiempo (Años)	Q (BPPD) sin inyección	Q (BPPD) a 1,100 psia	Q (BPPD) a 1,200 psia	Q (BPPD) a 1,300 psia
2019	100	204	216	266
2020	91	187	198	244
2021	84	172	182	224
2022	77	158	167	206
2023	71	145	154	189
2024	65	133	141	174
2025	60	122	129	159
2026	55	112	119	146
2027	50	103	109	134
2028	46	94	100	123
2029	42	87	92	113
2030	39	80	84	104
2031	36	73	78	96
2032	33	67	71	88
2033	30	62	65	81
2034	28	57	60	74
2035	25	52	55	68

Tabla 3. 2 Producción de Petróleo después de la Inyección de Agua YLBD-003

Fuente: Palomino, E. & Villacres, C. (2018)

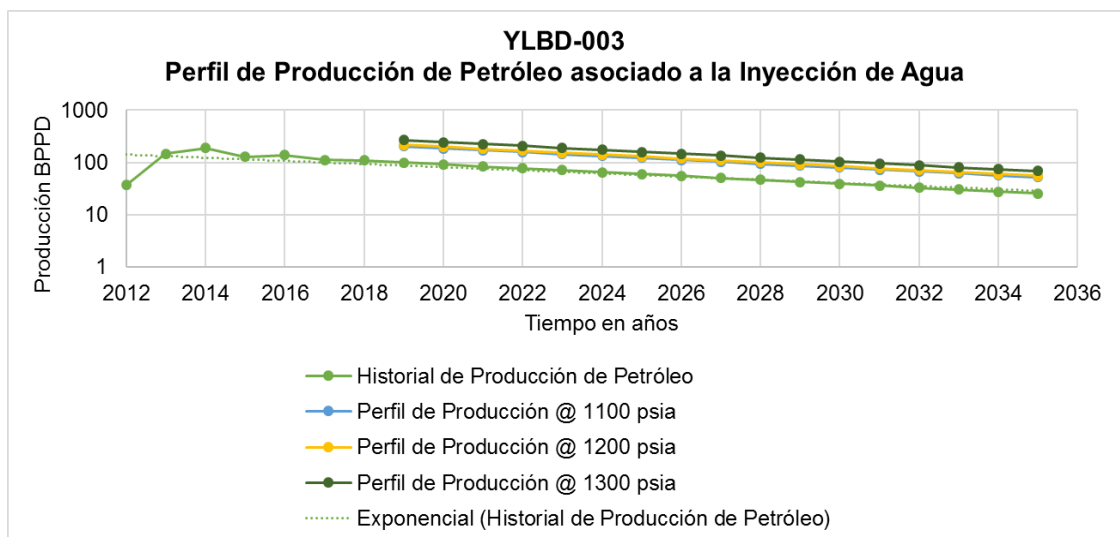


Figura 3. 6 Perfil de Producción asociado a la Inyección de YLBD-003

Fuente: Palomino, E. & Villacres, C. (2018)

3.5. Pozo Productor YLBD-007 Gemelo

El pozo YLB-007, elegido pozo productor de fluido, su estado actual es de Casing colapsado, con estudios realizados no se puede recuperar este pozo, por tal razón se propone perforar un pozo gemelo que alcance la profundidad objetivo del yacimiento Basal Tena. Una vez realizada la perforación, se va a proceder a instalar una bomba de subsuelo.

Anexo K. Estado Mecánico Inicial de Pozo YLB-007.

3.5.1. Bomba Seleccionada

La producción que alcanzará con una presión de reservorio del 1,300 psia es de 1,375 bbls, para lo cual se propone bajar una bomba electrosumergible RC1000 que maneja caudales entre 400 y 1,700 bbls, bomba ideal para levantar la producción de superficie.

3.5.1.1. Curva de rendimiento

Se muestra la curva de rendimiento de la bomba RC1000 de 100 etapas, que trabaja a 3600 rpm hasta una frecuencia de 60 HZ donde su rango operativo se encuentra entre 400 a 1,700 bbls donde su caudal optimo es de 1,150 bbls.

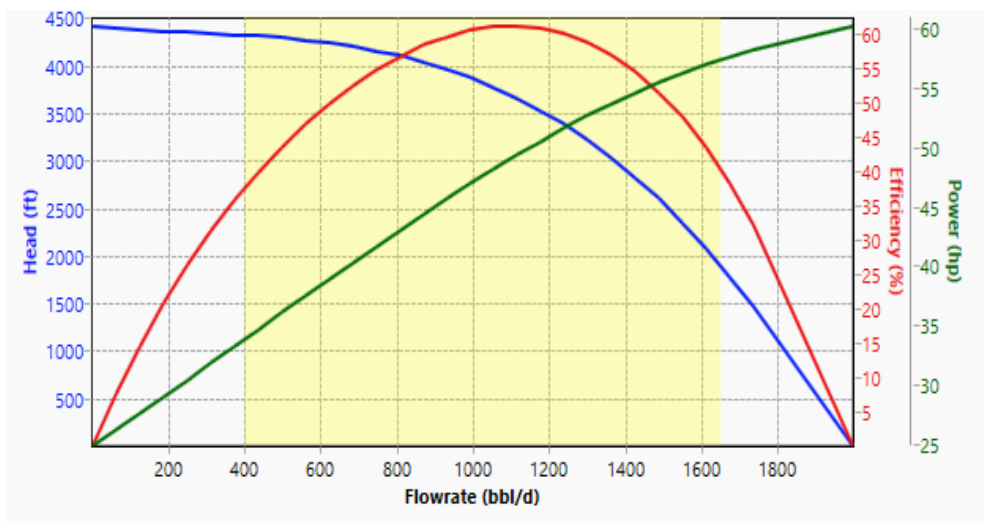


Figura 3. 7 Curva de Rendimiento de la bomba

Fuente: PIPESIM Schlumberger, 2017

3.5.2. Trabajo de perforación

Se Perfora nuevo pozo hasta la profundidad objetivo, para la cual se debe tener las siguientes consideraciones:

- Perforar pozo gemelo a partir del Pad más cerca al pozo existente, considerar distancia.
- Pad donde se vaya a perforar tenga permisos y licencias ambientales.

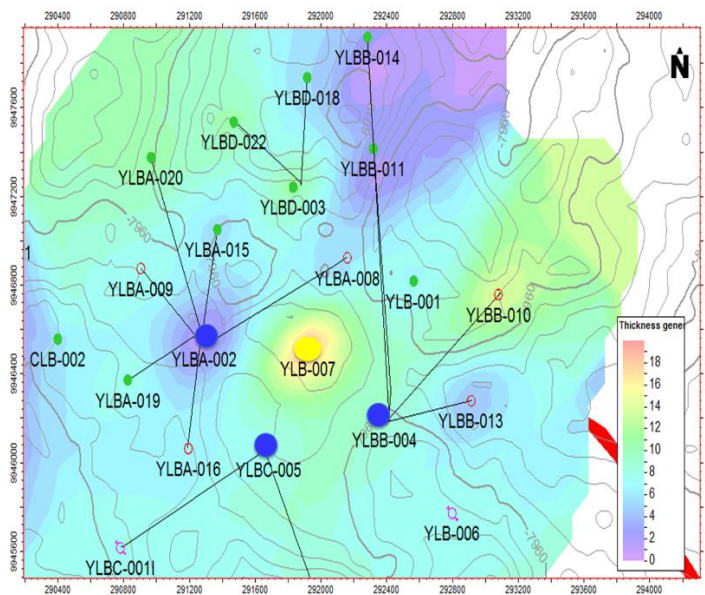


Figura 3. 8 Pozos cercanos al pozo YLB-007

Fuente: Palomino, E. & Villacres, C. (2018)

POZO	DISTANCIA HASTA EL OBJETIVO	LICENCIAS AMBIENTALES
YLBA-002	500	SI
YLBB-004	400	SI
YLBC-005	600	SI

Tabla 3. 3 Pozos cercanos al pozo YLB-007

Fuente: Palomino, E. & Villacres, C. (2018)

- Perforar nuevo pozo desde el Pad del pozo YLBB-004 y llegar a la profundidad objetivo

- Cañonear Zona Basal Tena a 8,827' hasta 8,845'
- Bajar una Bomba Electrosumergible RC1000 para producir en el Yacimiento Basal Tena

Anexo L. Estado Mecánico Final de Pozo YLB-007 Gemelo

3.5.3. Perfiles de producción

Como el Pozo YLB-007 no ha producido por la Arena Basal Tena, se tomó en consideración un promedio de la declinación de los pozos del area de estudio, para la cual se obtuvo una declinación anual del 7%. Con esta información se procedió a declinar la producción después de la inyección.

Tiempo (Años)	Q (BPPD) a 1,100 psia	Q (BPPD) a 1,200 psia	Q (BPPD) a 1,300 psia
2019	924	1095	1265
2020	857	1015	1173
2021	799	946	1093
2022	745	882	1019
2023	694	823	951
2024	647	767	886
2025	604	715	826
2026	563	667	770
2027	525	622	718
2028	489	580	670
2029	456	541	625
2030	425	504	582
2031	397	470	543
2032	370	438	506
2033	345	409	472
2034	321	381	440
2035	300	355	410

Tabla 3. 4 Producción de Petróleo después de la Inyección de Agua YLB-007

Fuente: Palomino, E. & Villacres, C. (2018)

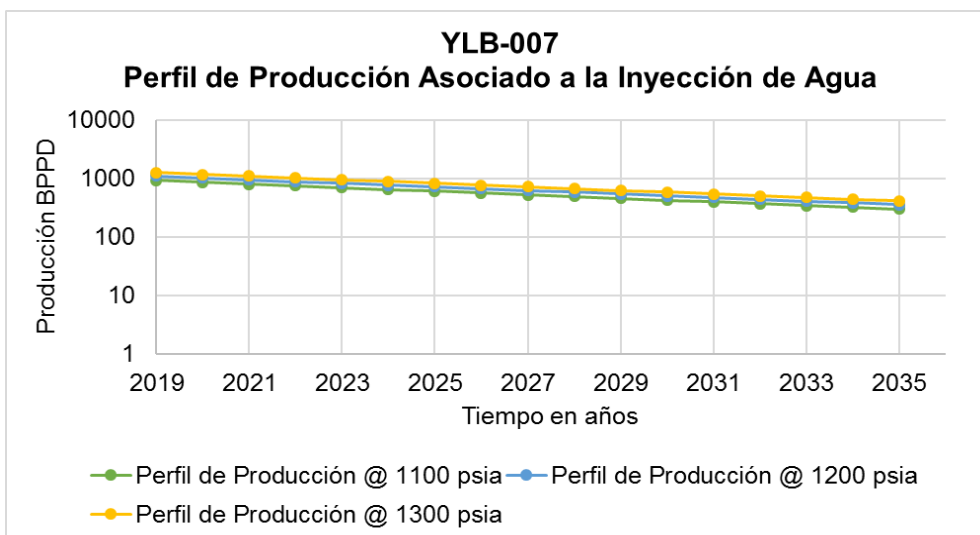


Figura 3. 9 Perfil de Producción asociado a la Inyección de YLB-007

Fuente: Palomino, E. & Villacres, C. (2018)

3.6. Estación de Producción del Campo Yulebra

En las condiciones actuales, el tanque de lavado posee una capacidad de 4,521 bbls limitada por el factor de seguridad de planta, con capacidad máxima de operación de 5,651 bbls, En planta existe líneas y tanques en superficie, consideradas restricciones las cuales direccionan los fluidos desde el pozo.

Actualmente el tanque de lavado se encuentra en malas condiciones operativas, pandeado en la zona de los extremos, lo cual representa pérdidas si excede la máxima capacidad permitida, por tal razón se encuentra en construcción un nuevo tanque de lavado de 24,000 bbls de fluido de capacidad.

Con la construcción del nuevo tanque de lavado se tendrá más oportunidades de recibir mayor cantidad de producción y por lo tanto se podrán realizar más proyectos de recuperación de petróleo, como el proyecto de inyección de agua en el Yacimiento Basal Tena, así como también la reactivación de varios pozos del área Culebra, Yulebra y Anaconda.

Actualmente el campo Culebra centraliza su producción en la mini estación 1, produciendo 4,719 BFPP, 3,780 BPPP la cual manda su producción directo al RODA (Red De Oleoducto Del Distrito Amazónico) por motivo de que procesa el

fluido con menos del 3% de BSW, el cual no representa daños operacionales enviando el crudo con estas especificaciones.

Una vez operativo el tanque, se procesará al manejo de la producción de los campos Culebra, Yulebra y Anaconda con el fin de realizar el proceso de deshidratación y posteriormente su comercialización.

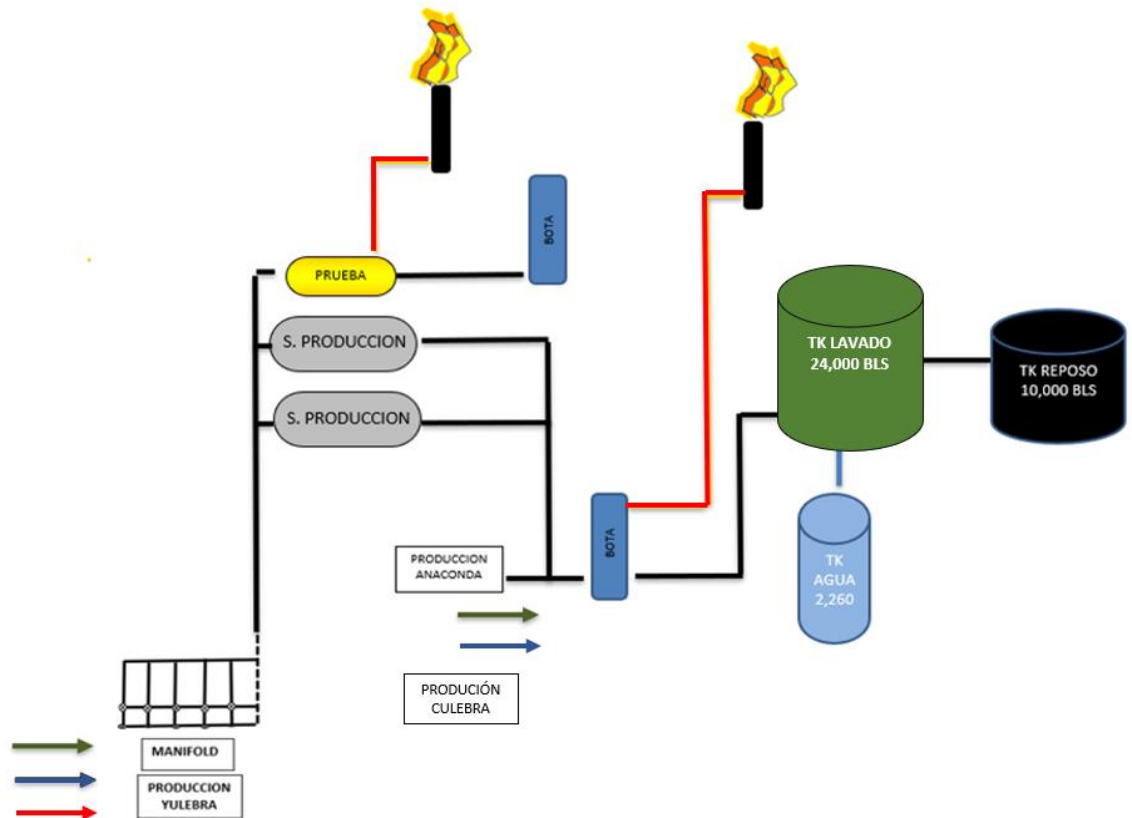


Figura 3. 10 Nueva Estación del Campo Yulebra

Fuente: Palomino, E. & Villacres, C. (2018)

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. Conclusiones

- Con estudios y proyectos realizados de inyección de agua en los diferentes campos petroleros en el Ecuador, se tiene que agua de la formación Hollín Inferior presenta características de compatibilidad para las diferentes Arenas de la cuenca ecuatoriana.
- Se implementó requerimientos para la selección del pozo productor de agua tomando en consideración la información de los registros petrofísicos de los pozos e integridad mecánica de cada uno de ellos. Dando como resultado el pozo YLBA-016 como productor de agua.
- Se implementará la bomba electrosumergible RC4000 para productor de agua con el fin de disminuir los riesgos operacionales del pozo.
- La ejecución de trabajos de reacondicionamiento de los pozos ayuda a un mejor desenvolvimiento para la obtención de la producción del Yacimiento Basal Tena después de la inyección.
- La selección de una correcta bomba de levantamiento artificial provee el desarrollo eficiente de los pozos para levantar el fluido a superficie.
- Se optimiza el proyecto utilizando las completaciones de los pozos bajando la misma tubería en los pozos productores de fluido.

4.2. Recomendaciones

- Monitorear los pozos después de la ejecución del proyecto de inyección para conocer su comportamiento.
- Elegir la bomba electrosumergible de fondo de acuerdo con los requerimientos necesarios del pozo.
- Tener en consideración los estados mecánicos de los pozos para realizar trabajo de reacondicionamiento.
- En el caso de que el no existan pozos que provean agua para el sistema de inyección, se recomienda incorporar el sistema de Dumpflooding en el mismo pozo inyector de agua.
- Realizar trabajos de estimulación en los pozos para mejorar la producción y alcanzar los objetivos establecidos.
- Realizar un análisis económico para verificar la factibilidad del proyecto de recuperación secundaria en el Yacimiento Basal Tena en el campo Yulebra.

BIBLIOGRAFÍA

BIBLIOGRAFÍA

- Abad, M. E. (2014). *Operaciones de Cementación Primaria del Pozo Sofia 1. Ubicado*. Guayaquil.
- Alvarado León , D. R., & Lucero Calvache, F. A. (2013). *Análisis Nodal del Campo Auca Sur con el Fin de Detectar Restricciones de la Producción en Superficie*. Quito.
- Arcentales Bastidas, D. A., & Caizapanta Apolo, M. A. (2011). *Aplicación del análisis Nodal para la evaluación del Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Electro-Sumergible del Campo ESPOL III*. Guayaquil-Ecuador.
- Barrionuevo, J. A. (2013). *Evaluación de Resultados del Proyecto de Inyección de Agua Implementada en los Campos Hormiguero-Nantu en el Yacimiento "M1" y "U Inferior"*. . Quito.
- Caicedo Méndez, A., & Cuenca Valencia, W. E. (2009). *Optimización de las Facilidades de Producción del Campo Auca para las Actuales Condiciones de Operación del Campo*. Quito.
- Charcopa, L. E. (2015). *Modelo Integrado de Análisis Nodal (Subsuelo-Superficie) Económico de los Pozos de la Estación Norte del Campo Sacha*. Guayaquil.
- Craft, Hawkins, & Terry. (1991). *Applied Petroleum Reservoir Engineering*. Pentice Hall: 2nd Edition .
- Donoso Navas, J. S., & Sanchez Luguana, D. I. (2013). *Estudio de Completaciones de Fondo para Recuperación Secundaria por Inyección de Agua en las Arenas Basal Tena y "U" Superior del Campo Libertador*. Quito.
- Geovanny, M. P. (2013). *Descripción del Proceso de Separación que Abarca el Control de las Facilidades de Producción del Crudo Semipesado Bloque 15 Campo Indillana, Operado por Petroamazonas E.P.* Quito.
- Huilcapi, R., & Vásquez, Y. (2018). *Análisis Volumétrico del Yacimiento Basal Tena mediante balance de materia para recuperación secundaria del Campo Yulebra*. Guayaquil: ESPOL.
- Luguana, D. I. (2013). *Estudio de Completaciones de Fondo para Recuperación Secundaria por Inyección de Agua en las Arenas Basal Tena y "U" Superior del Campo Libertador*. Quito.
- Mosquera Molina , L. S., & Rodríguez Delgado, V. A. (2010). *Optimización de las Facilidades de Produccion del Campo Cuyabeno*. Quito.
- Palomo, J. A. (2001). *Sistema de Adquisición de Datos en Tiempo Real para Pozos Petroleros*. México D.F.

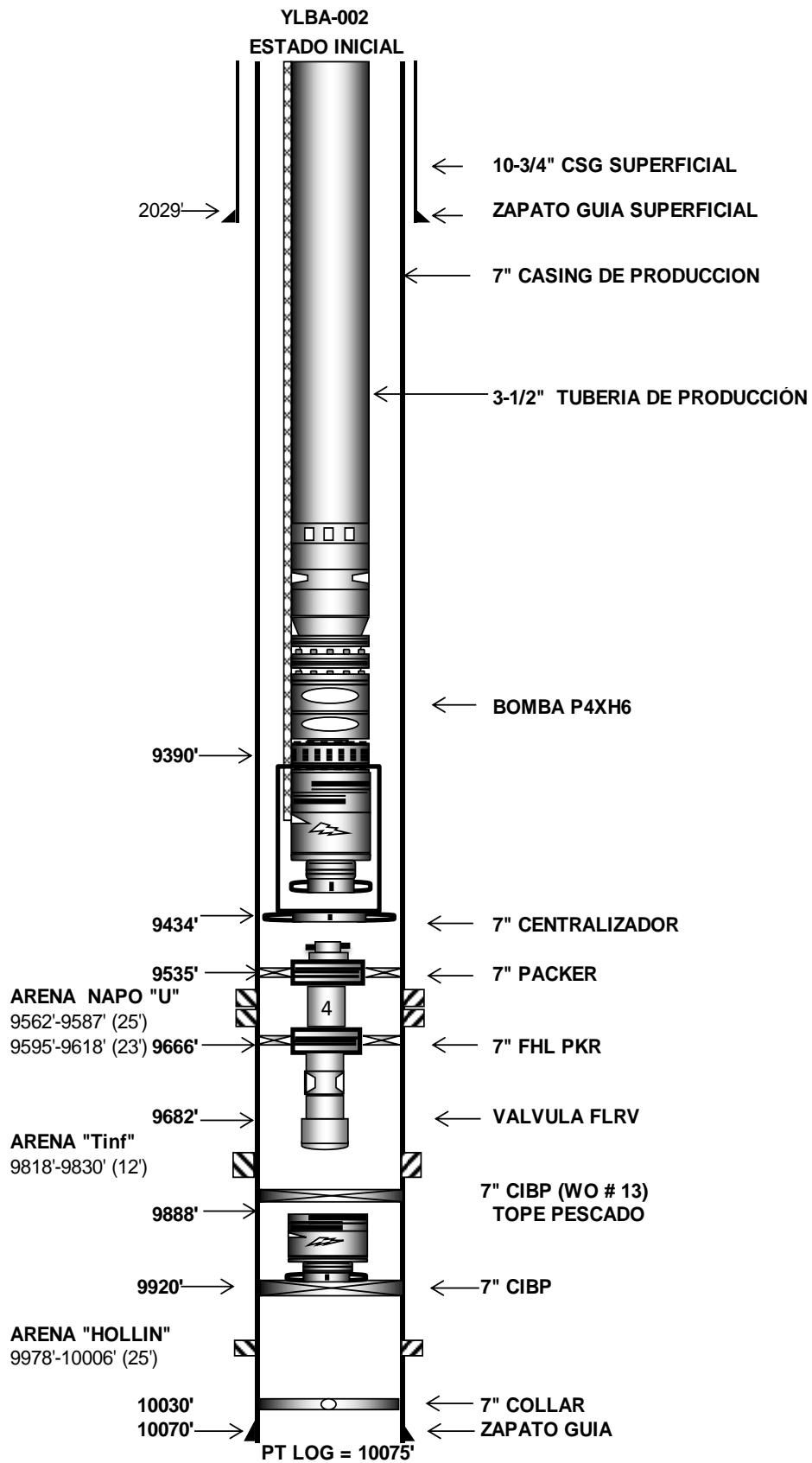
Petroamazonas. (2010). *Reseña Histórica del Campo Culebra-Yulebra*. Coca.

Schlumberger. (2007). *Pipesim Fundamentals. Training and Exercise Guide*.

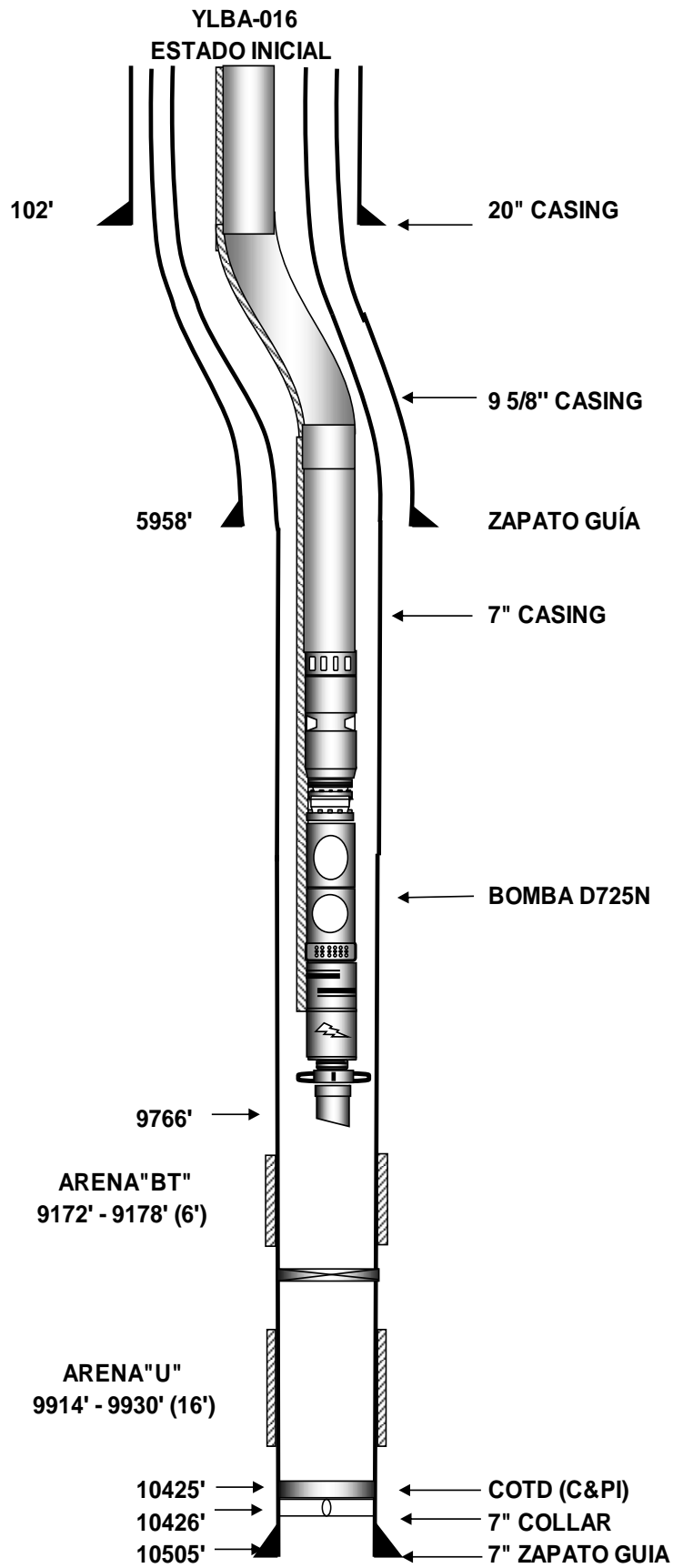
W, M. C. (1990). *The Properties of Petroleum Fluids*. Tulsa, Oklahoma: 2nd Edition.

ANEXOS

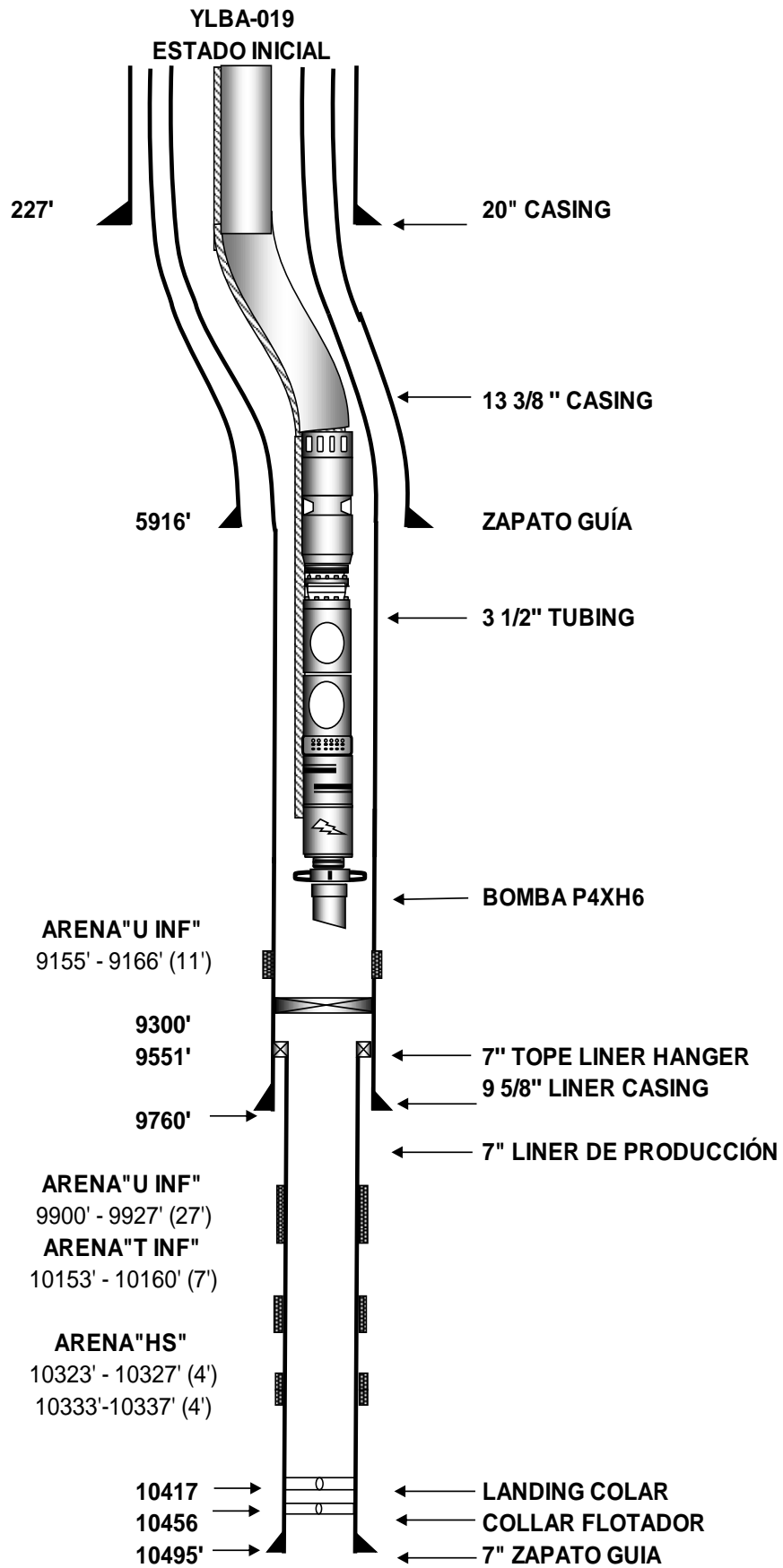
Anexo A. Estado Mecánico Inicial de Pozo YLBA-002.



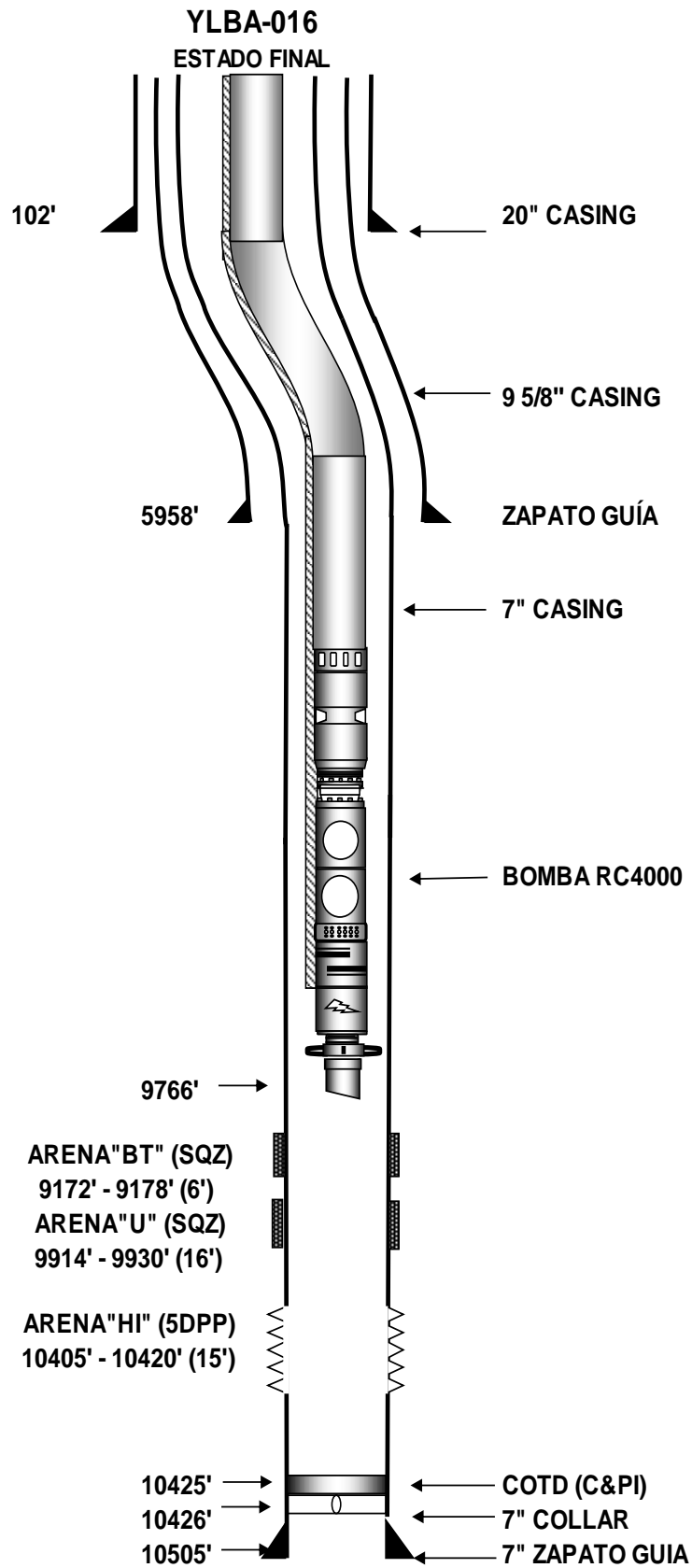
Anexo B. Estado Mecánico Inicial de Pozo YLBA-016.



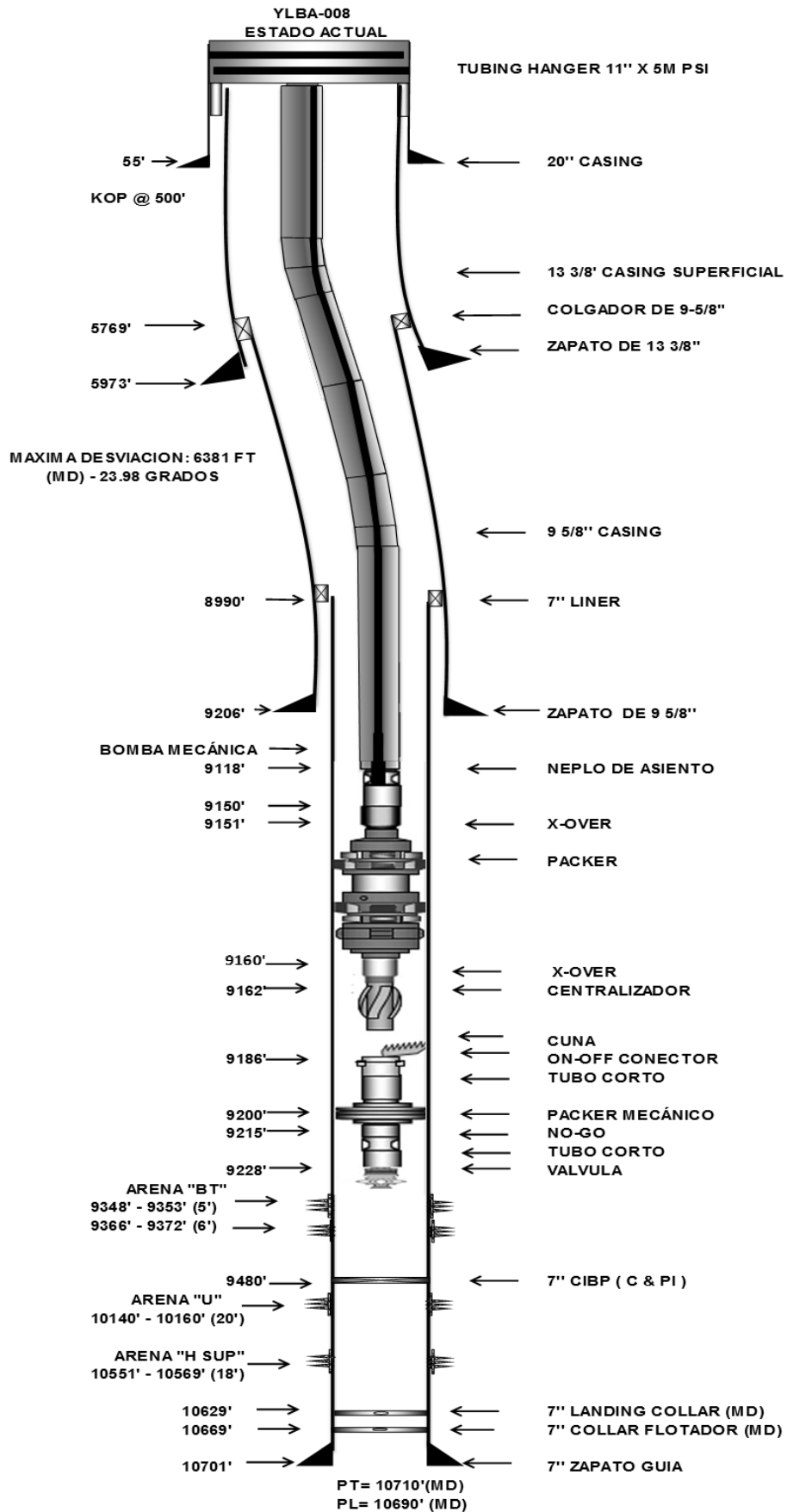
Anexo C. Estado Mecánico Inicial de Pozo YLBA-019.



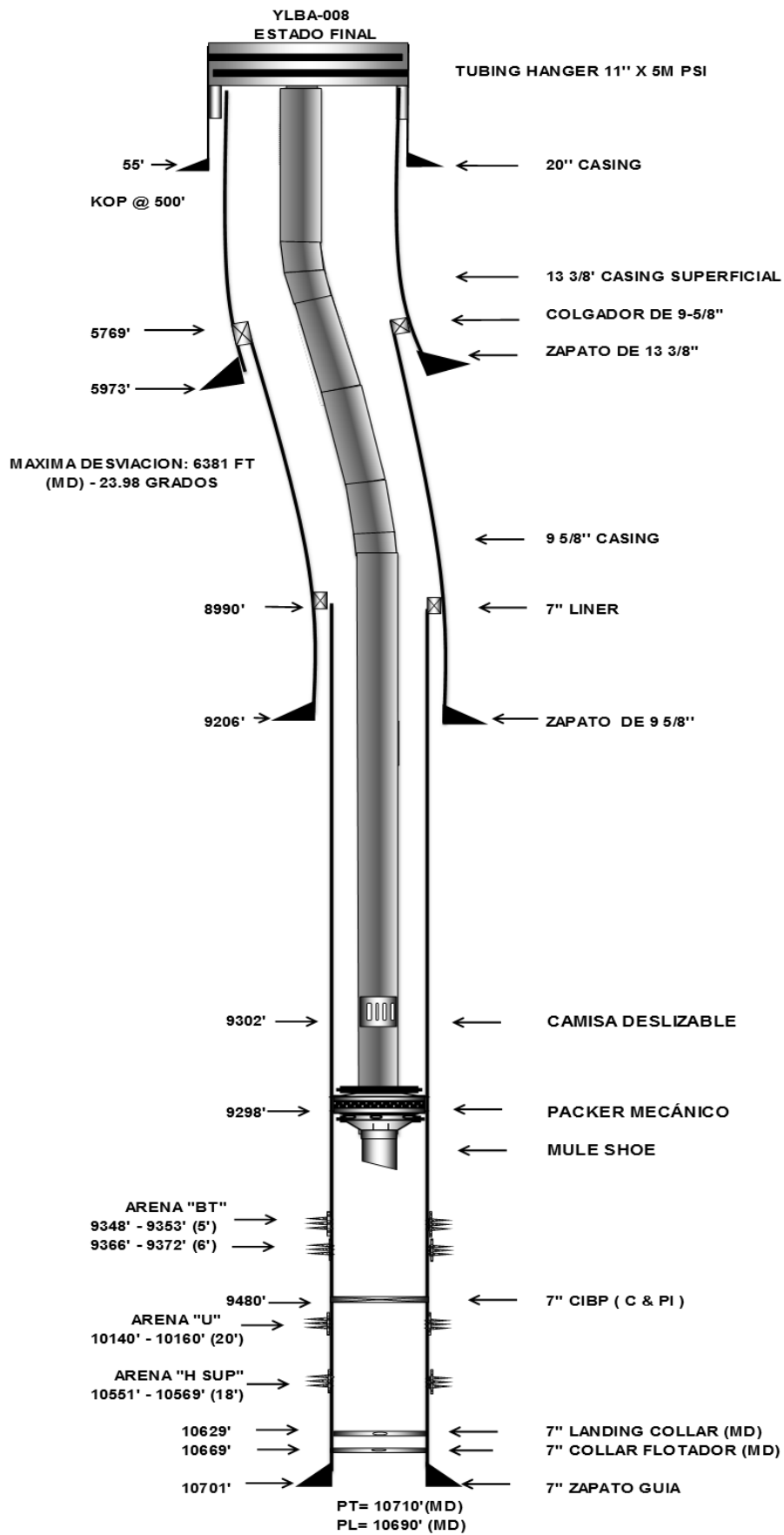
Anexo D. Estado Mecánico Final de Pozo Productor de Agua YLBA-016.



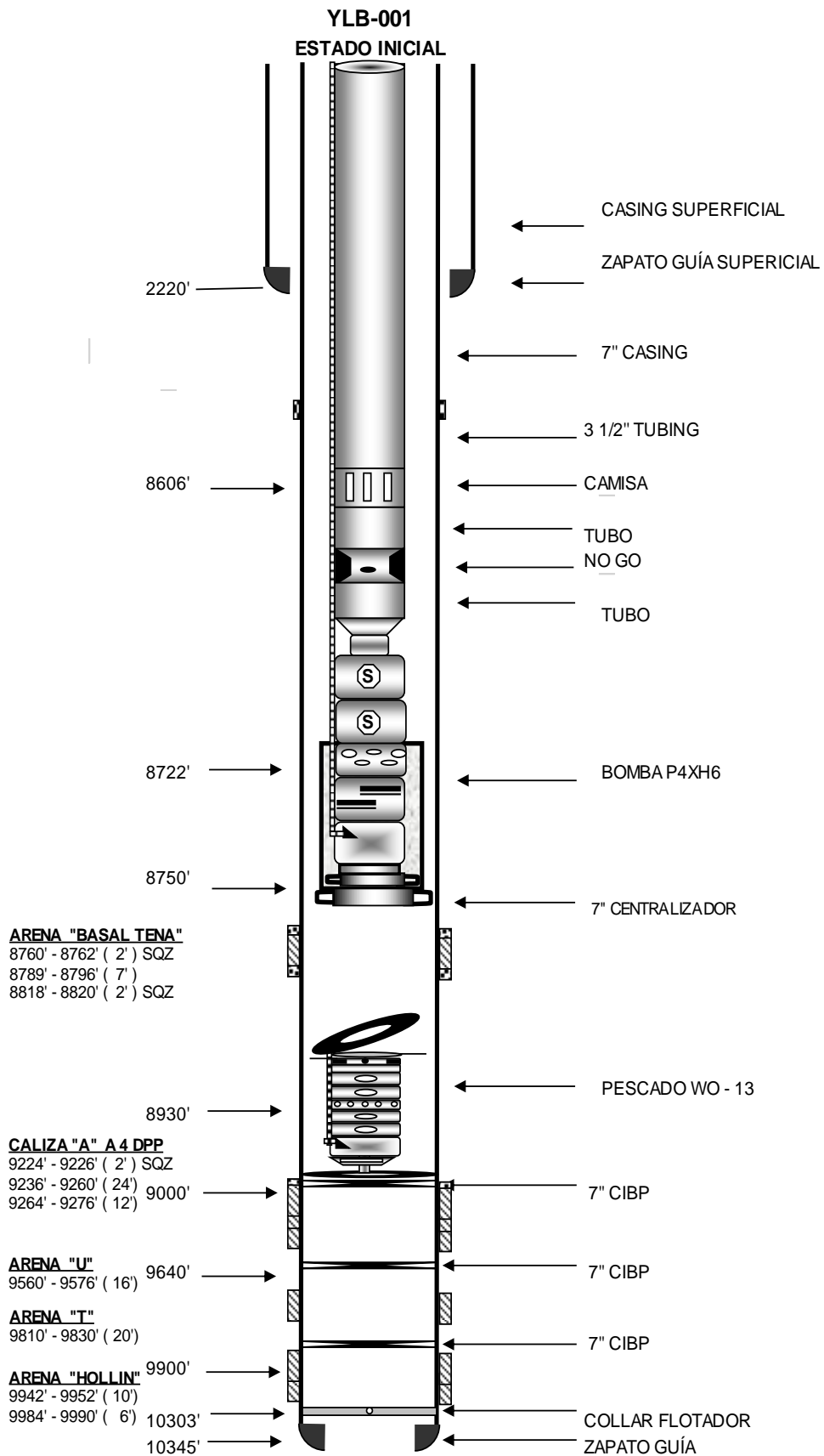
Anexo E. Estado Mecánico Inicial de Pozo Inyector YLBA-008.



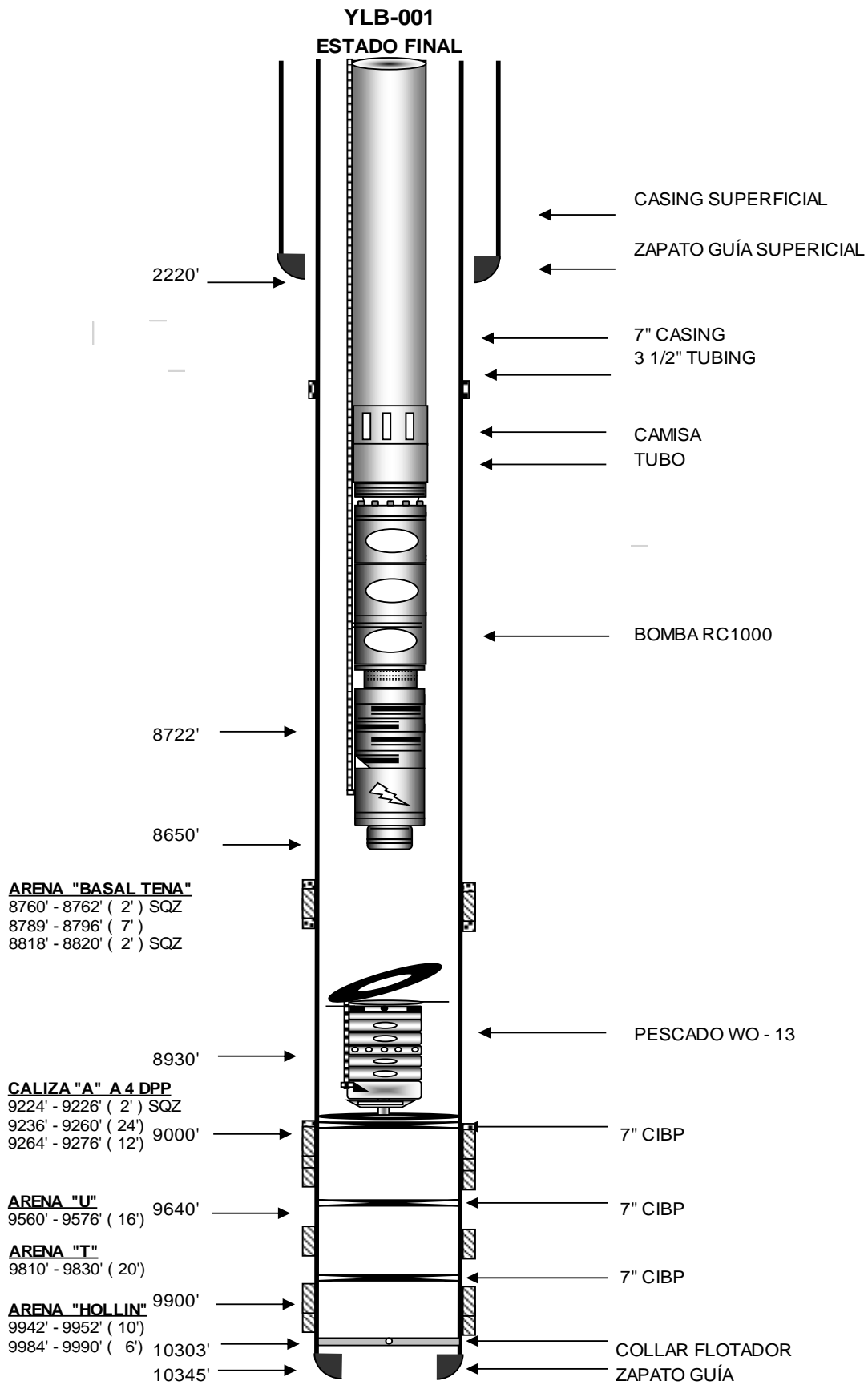
Anexo F. Estado Mecánico Final de Pozo Inyector YLBA-008.



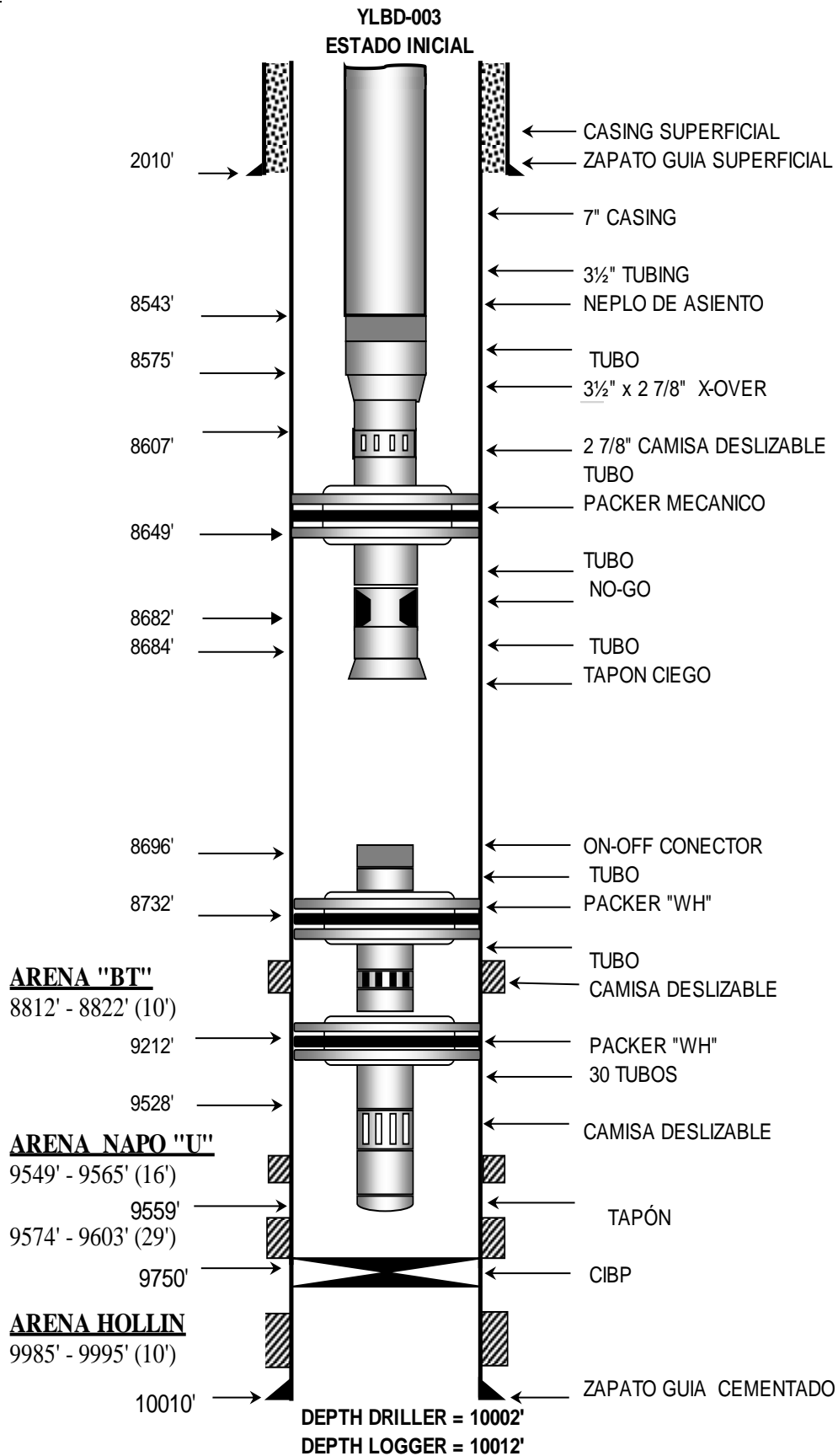
Anexo G. Estado Mecánico Inicial de Pozo YLB-001.



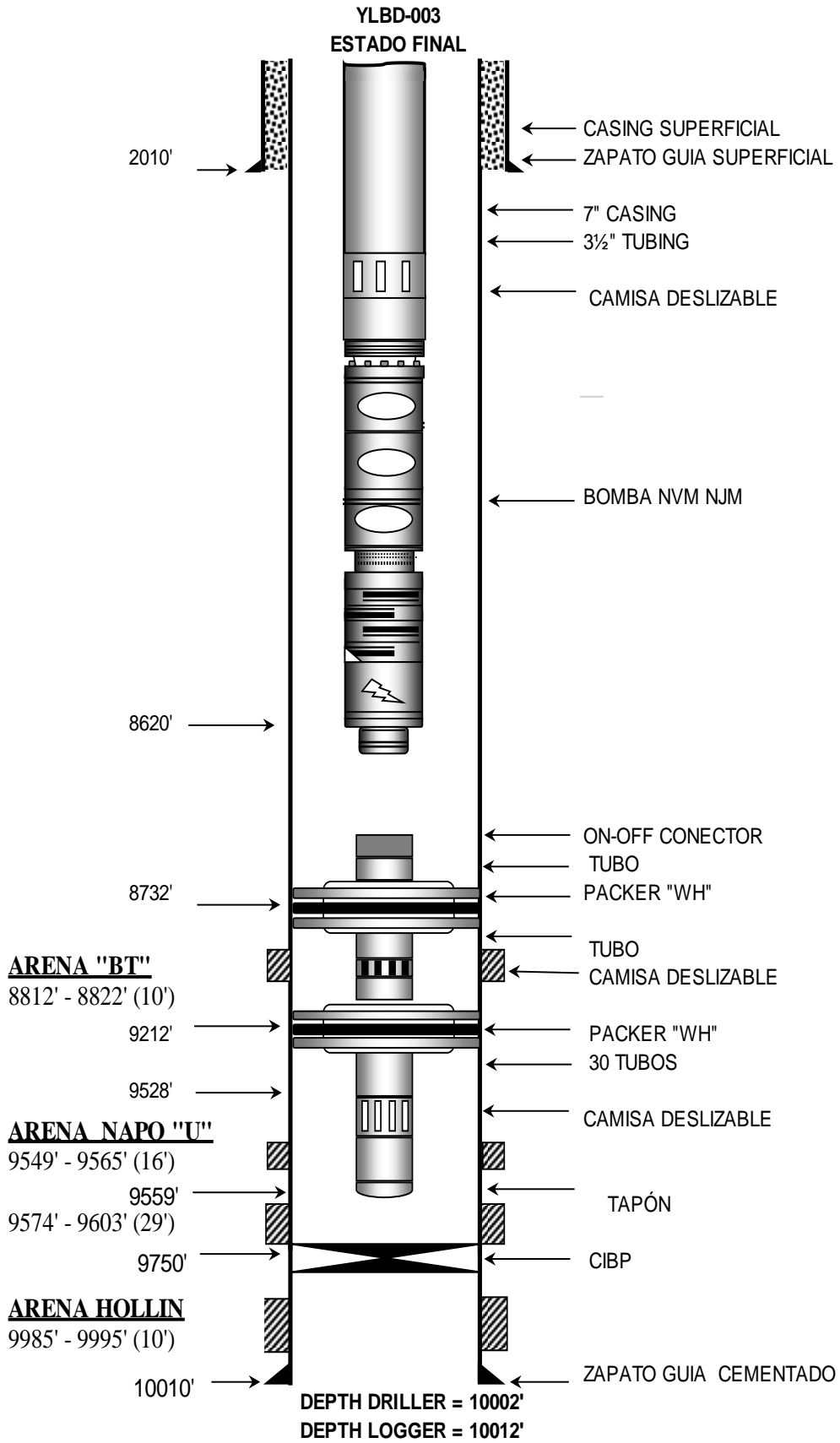
Anexo H. Estado Mecánico Final de Pozo YLB-001.



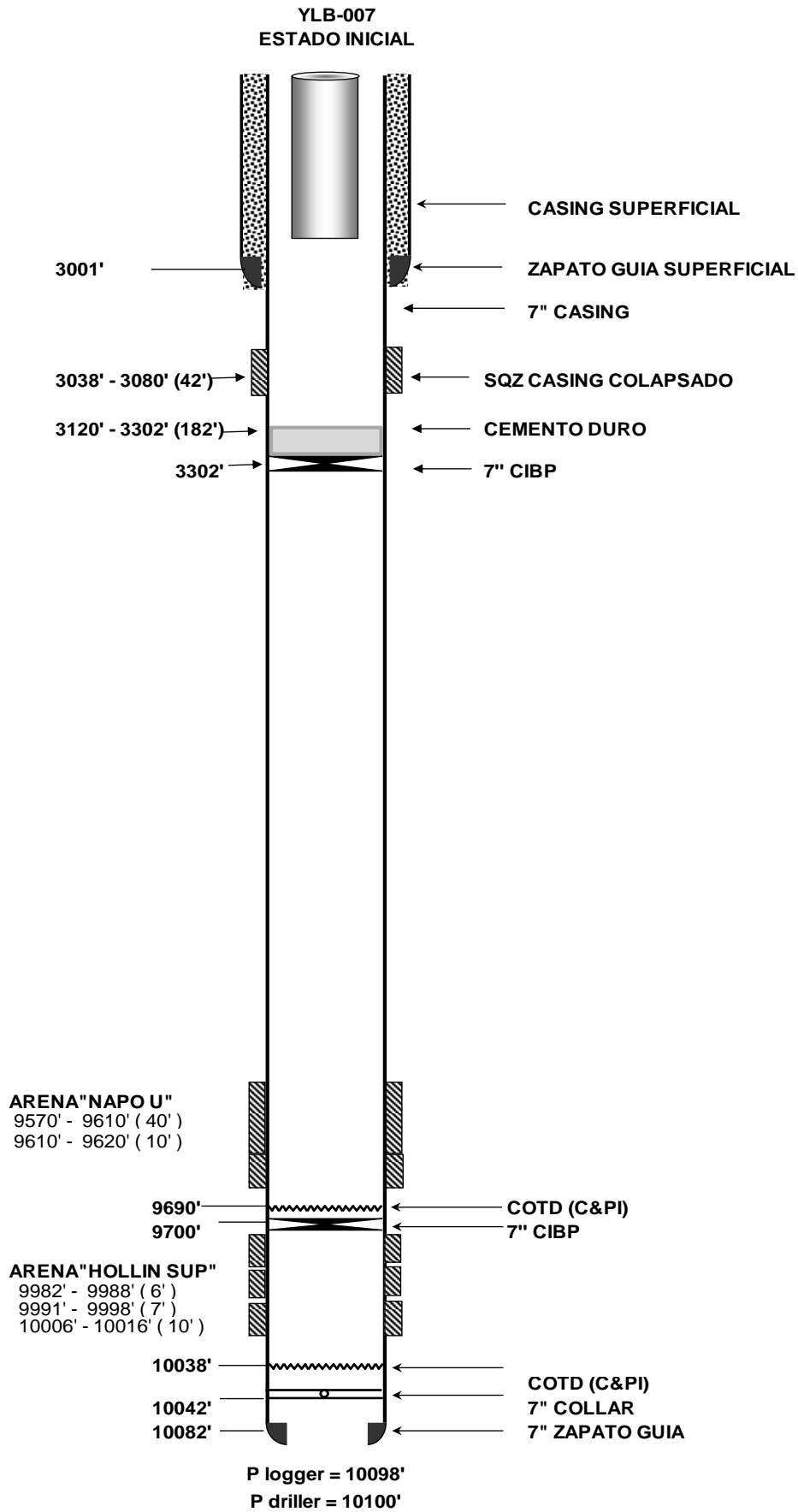
Anexo I. Estado Mecánico Inicial de Pozo YLBD-003.



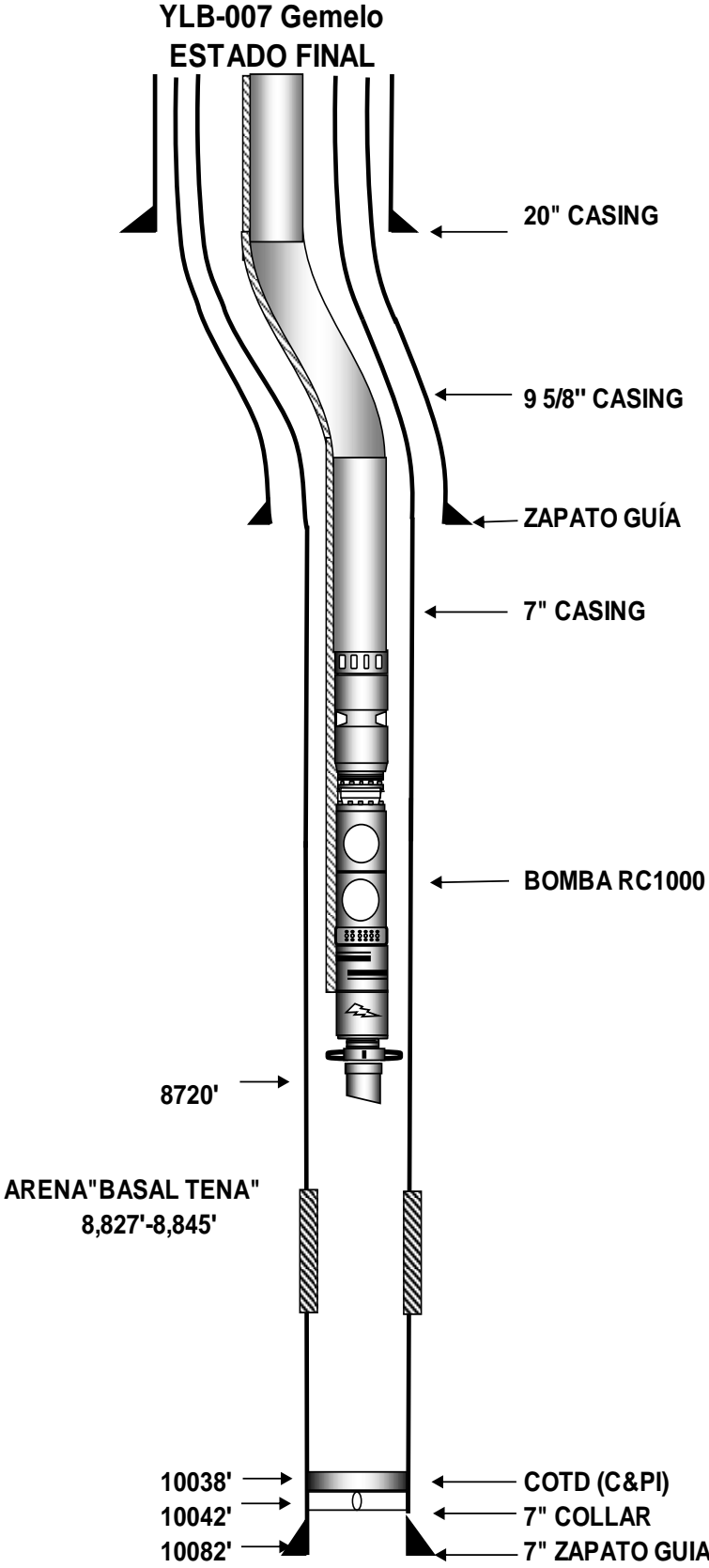
Anexo J. Estado Mecánico Final de Pozo YLBD-003.



Anexo K. Estado Mecánico Inicial de Pozo YLB-007.



Anexo L. Estado Mecánico Final de Pozo YLB-007 Gemelo



Anexo M. Programa Operacional de trabajo de Workover YLBA-008.

1. Iniciar Operaciones en el Pozo YLBA-008.
2. Detectar nivel de fluido con echometer y realizar prueba de hermeticidad de tubería.
3. Desplazar píldora surfactante de Limpieza y controlar pozo con fluido de control.
4. Sacar completación de fondo de bombeo mecánico.
5. Recuperar pescado @ 9,186'
6. Bajar BHA de limpieza hasta 9,475', circular y sacar.
7. Armar y Bajar completación de inyección.
8. Bajar Packer Mecánico a la profundidad de 9,298'
9. Bajar completación de fondo sobre BHA de inyección.
10. Realizar pruebas de inyectividad en el Yacimiento Basal Tena.
11. Finalizar Operaciones.

Anexo N. Programa Operacional de trabajo de Workover YLBA-016.

1. Iniciar Operaciones en el Pozo YLBA-008
2. Detectar nivel de fluido con echometer y realizar prueba de hermeticidad de tubería
3. Desplazar píldora surfactante de Limpieza y controlar pozo con fluido de control.
4. Sacar completación de bombeo electrosumergible.
5. Armar Y bajar BHA de limpieza hasta 9,835'(CIBP @ 9,840'), circular y sacar.
6. Realizar squeeze en arena basal tena intervalos 9,172'-9,178'(6'), probar hermeticidad.
7. Bajar BHA molidor, moler cemento y CIBP @ 9,840', circular y sacar.
8. Bajar BHA de limpieza hasta 10,425'(COTD), circular y sacar.
9. Realizar squeeze en arena U intervalos 9,914'-9,930'(16'), probar hermeticidad.
10. Bajar BHA molidor, moler cemento y bajar hasta 10,425' COTD, circular y sacar.

11. Bajar BHA de limpieza, hasta la profundidad del COTD, circular y sacar.
12. Con unidad de Wireline bajar cañones convencionales para disparar los siguientes intervalos:
Arena Hollín inferior 10,405'-10,420' @ 5 DPP.
13. Armar Y bajar equipo BES RC4000.
14. Realizar prueba de producción en la arena.

Anexo O. Programa Operacional de trabajo de Workover YLB-001.

1. Iniciar Operaciones en el Pozo YLB-001.
2. Detectar nivel de fluido con echometer y realizar prueba de hermeticidad de tubería.
3. Desplazar píldora surfactante de Limpieza y controlar pozo con fluido de control.
4. Sacar completación de bombeo electrosumergible.
5. Bajar BHA de limpieza hasta 8, 903' circular y sacar.
6. Armar y bajar completación de bombeo electrosumergible RC1000 a profundidad de 8,690'.
7. Realizar prueba de producción.
8. Finalizar Operaciones.

Anexo P. Programa Operacional de trabajo de Workover YLBD-003.

1. Iniciar Operaciones en el Pozo YLBD-003
2. Detectar nivel de fluido con echometer y realizar prueba de hermeticidad de tubería.
3. Desplazar píldora surfactante de Limpieza y controlar pozo con fluido de control.
4. Sacar completación de bombeo electrosumergible.
5. Bajar BHA de limpieza hasta 8,696', circular y sacar.
6. Armar y bajar completación de bombeo electrosumergible Novomet NVM NJV.
7. Realizar prueba de producción.
8. Finalizar Operaciones.

Anexo Q. Programa Operacional de trabajo de Workover Pozo YLB-007 Gemelo.

1. Perforar nuevo pozo desde el Pad del pozo YLBB-004 y llegar a la profundidad objetivo.
2. Cañonear Zona Basal Tena a 8,827' hasta 8,845'
3. Bajar una Bomba Electrosumergible RC1000 para producir en el Yacimiento Basal Tena.
4. Realizar prueba de producción.
5. Finalizar Operaciones