



UNIVERSIDAD UTE

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA E
INDUSTRIAS**

CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

**PROYECTO PARA RECUPERACIÓN SECUNDARIA DE
CRUDO PESADO DE LA ARENISCA BASAL TENA POR
INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO LIBERTADOR DEL
ORIENTE ECUATORIANO**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE MAGISTER EN
PETRÓLEOS CON MENCIÓN EN PROCESOS DE PRODUCCIÓN E
INDUSTRIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS**

ING. PABLO GUSTAVO CISNEROS LOACHAMÍN

DIRECTOR: ING. RAÚL BALDEÓN MSC.

Quito, noviembre 2019

© Universidad UTE. 2019

Reservados todos los derechos de reproducción.

DECLARACIÓN JURAMENTADA DEL AUTOR

Yo, **PABLO GUSTAVO CISNEROS LOACHAMÍN**, portador de la cédula de identidad N° 171087558-2, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría, que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en ese documento.

La Universidad UTE puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.



f: _____

CISNEROS LOACHAMÍN PABLO GUSTAVO

1710875582

FORMULARIO DE REGISTRO BIBLIOGRÁFICO

TRABAJO DE TITULACIÓN

DATOS DE CONTACTO	
CÉDULA DE IDENTIDAD:	1710875582
APELLIDO Y NOMBRES:	CISNEROS PABLO GUSTAVO
DIRECCIÓN:	NUÑO DE VALDERRAMA Y MARIANA DE JESÚS
EMAIL:	pg_cisneros@hotmail.com
TELÉFONO FIJO:	023232191
TELÉFONO MOVIL:	0984988661

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	PROYECTO PARA RECUPERACIÓN SECUNDARIA DE CRUDO PESADO DE LA ARENISCA BASAL TENA POR INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO LIBERTADOR DEL ORIENTE ECUATORIANO
AUTOR O AUTORES:	PABLO CISNEROS
FECHA DE ENTREGA DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	SEPTIEMBRE 2019
DIRECTOR DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	ING. RAÚL BALDEÓN Msc.
PROGRAMA	PREGRADO <input type="checkbox"/> POSGRADO <input checked="" type="checkbox"/>
TÍTULO POR EL QUE OPTA:	MAGISTER EN PETRÓLEOS, MENCIÓN EN PROCESOS DE PRODUCCIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS
RESUMEN: Mínimo 250 palabras	Reservas de crudo pesado entre 16° y 18° API fueron subexplotadas y/o abandonadas temporalmente en Basal Tena del norte del campo Libertador. Apenas el 13% de un POES de 36 [MMBo] fue producido por recuperación primaria, a lo largo de 30 años de explotación. Gracias a la inyección de agua implementada

	<p>en el año 2015, el factor de recobro ha incrementado en un 8%. Un volumen acumulado de petróleo de 2.8 [MMBls] fue extraído gracias a la presurización del yacimiento y al consecuente barrido del agua desde los inyectores hacia los pozos productores. La conformación de la malla de recuperación secundaria se realizó mediante la implementación de dos inyectores en la parte baja de la estructura, movilizándolo el hidrocarburo hacia los pozos productores localizados en las zonas superiores. La influencia de la inyección se constató por medio del incremento de la presión de fondo en los pozos productores completados con sistemas de levantamiento electro sumergible, y por el incremento de fluido producido en pozos con bombeo hidráulico. La inyección de agua ha rejuvenecido al campo Libertador y mejorado ostensiblemente el acumulado de petróleo de Basal Tena. Todavía resta potencial de hidrocarburo que podría desarrollarse mediante la conversión de un pozo inyector más, con lo cual se podría superar el 30% del factor de recobro del área. Gracias a los resultados obtenidos, el desarrollo del campo Libertador se focaliza en la conversión de inyectores y conformación de mallas de recuperación secundaria, y relega a la perforación tradicional a un segundo plano.</p>
<p>PALABRAS CLAVES:</p>	<p>Campo Libertador, inyección de agua, incremento de petróleo.</p>

ABSTRACT:	<p>Heavy oil reserves (16°-18° API) were underproduced and even abandoned from Basal Tena reservoir in Libertador field. Barely 13% of 36 MMbo of OOIP were produced by primary recovery along 30 years of field production. Waterflooding has increased the recovery factor by 8%. 2.8 MMBo] were produced due to pressure increase and the water from injection wells swept displaced oil to producer wells. Pattern was conformed by two injection wells located downdip. The influence of the injection was verified by increasing of bottomhole pressure measured in the ESP sensor. Wells completed by pump system lifting were monitored by production rate. Waterflooding yields a second life to Libertador Field. There is a remaining oil potential in Basal Tena Reservoir which could be developed by means the implementation of one additional injection well. Recovery factor could be exceed 30% due to increase one injection well. Field development plan is focused on the secondary recovery instead drilling activity.</p>
KEYWORDS	<p>Libertador field, waterflooding, oil increment.</p>

Se autoriza la publicación de este Proyecto de Titulación en el Repositorio Digital de la Institución.

f:  _____

CISNEROS LOACHAMÍN PABLO

1710875582

DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **CISNEROS LOACHAMÍN PABLO GUSTAVO**, CI **1710875582** autor del trabajo de titulación: **Proyecto para Recuperación Secundaria de crudo pesado de la Arenisca Basal Tena por inyección de agua en el campo Libertador del Oriente Ecuatoriano**, previo a la obtención del título de **MAGISTER EN PETRÓLEOS CON MENCIÓN EN PROCESOS DE PRODUCCIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS** en la Universidad UTE:

1. Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las Instituciones de Educación Superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de titulación de grado para que sea integrado al Sistema Nacional de información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.
2. Autorizo a la BIBLIOTECA de la Universidad UTE a tener una copia del referido trabajo de titulación de grado con el propósito de generar un Repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Quito, noviembre de 2019

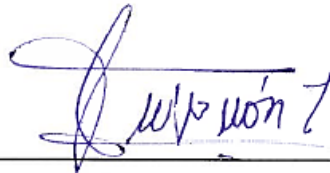


CISNEROS LOACHAMÍN PABLO GUSTAVO

C.I. 1710875582

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de tutor, certifico que el presente trabajo que lleva por título **Proyecto para Recuperación Secundaria de crudo pesado de la Arenisca Basal Tena por inyección de agua en el campo Libertador del Oriente Ecuatoriano** para aspirar al título de **MAGISTER EN PETRÓLEOS CON MENCIÓN EN PROCESOS DE PRODUCCIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS** fue desarrollado por **PABLO GUSTAVO CISNEROS LOACHAMÍN**, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación artículos 18 y 25.



Ing. Raúl Baldeón Msc.

DIRECTOR DEL TRABAJO

C.I. 1708042534

CARTA DE LA INSTITUCIÓN



Tecpetrol S.A.
Av. 12 de octubre 920-01
Y Avenida Lince
Edif. Torre 1402 Piso 2
Quito-Ecuador
T (0012) 280-6000
F (0012) 280-6011
www.tecpetrol.com

Quito, 30 de septiembre de 2019

Sr. Ingeniero
Fausto Ramos Aguirre
Coordinador de la Maestría en Petróleos
Facultad de Ciencias de la Ingeniería e Industrias
Universidad Tecnológica Equinoccial UTE

Ciudad

De mi consideración:

Nos dirigimos a usted para notificarle que Tecsip S. A. manifiesta su conformidad con el trabajo y los resultados obtenidos por el Ingeniero Pablo Cisneros, en la Tesis titulada "PROYECTO PARA RECUPERACIÓN SECUNDARIA DE CRUDO PESADO DE LA ARENISCA BASAL TENA POR INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO LIBERTADOR DEL ORIENTE ECUATORIANO".

Atentamente,


Ing. Horacio Pizarro
GERENTE GENERAL
Tecsip S.A.


Tecpetrol
Tecsip S.A.

RRHH

ÍNDICE DE CONTENIDO

	PÁGINA
RESUMEN	1
ABSTRACT	2
1. INTRODUCCIÓN	3
1.1 OBJETIVOS	8
1.1.1 OBJETIVO GENERAL	8
1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	8
2. METODOLOGÍA	9
2.1 EVALUACIÓN DEL PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)	9
2.1.1 MODELO ESTÁTICO	9
2.1.1.1 Área de inundación	10
2.1.1.1 Cálculo volumétrico	10
2.1.2 CÁLCULO VOLUMÉTRICO CONVENCIONAL	10
2.1.2.1 Volumen del área de inundación por cálculo convencional	11
2.2 ANÁLISIS DE LA RECUPERACIÓN PRIMARIA	11
2.2.1 RESERVAS CALCULADAS POR PRODUCCIÓN PRIMARIA	11
2.2.2 FACTOR DE RECOBRO POR PRIMARIA	11
2.3 ANÁLISIS DE LA RECUPERACIÓN SECUNDARIA	12
2.3.1 ETAPA DE PLANIFICACIÓN	12
2.3.2 ETAPA DE MONITOREO	12
2.3.3 DESARROLLO DE UN CAMPO CON INYECCIÓN DE AGUA	13
3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	14
3.1 MECANISMO DE PRODUCCIÓN	14
3.2 CÁLCULO DEL PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)	14
3.2.1 DELIMITACIÓN DEL ÁREA	14
3.2.2 CÁLCULO VOLUMÉTRICO	17
3.2.3. MODELO ESTÁTICO	17
3.2.3.1. Cálculo del Petróleo Original en Sitio (POES) del área de estudio	20
3.2.3.2 Cálculo del POES del Área de inundación	21

	PÁGINA
3.2.4 CÁLCULO VOLUMÉTRICO CONVENCIONAL	24
3.2.4.1 Cálculo del POES del Área de estudio	24
3.2.4.2 Volumen del área de inundación por cálculo convencional	24
3.2.5 PRODUCCIÓN POR RECUPERACIÓN PRIMARIA	25
3.2.5.1 Reservas calculadas por producción primaria	25
3.2.5.2 Declinación de la presión del yacimiento	26
3.2.5.3 Factor de recobro por primaria.	
3.2.5.4 Factor de recobro final por Recuperación Primaria	27
3.2.6 PRODUCCIÓN POR RECUPERACIÓN SECUNDARIA	28
3.2.6.1 Interconexión de pozos	28
3.2.6.2 Petróleo en sitio antes de la inyección (POESai)	29
3.2.6.3 Selección de pozos inyectoros	29
3.2.6.4 Conformación de la malla de Recuperación Secundaria	31
3.2.6.5 Respuesta a la inyección de agua	32
3.2.6.6 Tiempo de ruptura (breakthrough)	34
3.2.6.7 Comportamiento de la presión	34
3.2.6.8 Porcentaje de agua en los pozos influenciados	35
3.2.6.9 Salinidad de agua en los pozos influenciados	36
3.2.6.10 Estrategia de Desarrollo Del Campo	38
3.2.6.11 Reservas calculadas por producción secundaria	40
3.2.6.12 Factor de recobro total del área	41
3.3 CONVERSIÓN DEL POZO SHUSHUQUI-013 A INYECTOR DE AGUA CON FINES DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA	42
3.3.1 ANÁLISIS DE RESERVAS REMANENTES EN EL ÁREA	42
3.3.2 INYECCIÓN DE AGUA EN EL POZO SHUSHUQUI-013	45

	PÁGINA
3.3.2.1 Relación de movilidad en Basal Tena	45
3.3.2.2 Simulación de la inyección e incidencia en los puntos de drenaje	46
3.4 DIFERENCIA DEL FACTOR DE RECOBRO DEL ÁREA	47
3.5 PERFORACIÓN DE POZO NUEVO VS. CONVERSIÓN A INYECTOR	47
3.5.1 COSTO DE PERFORACIÓN DE UN POZO NUEVO	48
3.5.2 COSTO DE PRODUCCIÓN	49
3.5.3 COSTO DE CONVERSIÓN A INYECTOR	49
3.5.4 INGRESOS	49
3.5.4.1 Perforación de un pozo productor: Flujo de caja	49
3.5.4.2 Conversión de pozo a inyector: Flujo de caja	52
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	55
BIBLIOGRAFÍA	58
ANEXOS	60

ÍNDICE DE TABLAS

	PÁGINA
Tabla 1. Tipos de roca provenientes del análisis de coronas en Basal Tena en el Campo Libertador	18
Tabla 2. Facies, tipo de roca y porosidad efectiva	19
Tabla 3. Valores volumétricos del Área de estudio calculados en el modelo estático	21
Tabla 4. Valores volumétricos del Área de inundación calculados en el modelo estático	24
Tabla 5. Parámetros de cálculo volumétrico	24
Tabla 6. Parámetros de cálculo volumétrico del Área de inundación	24
Tabla 7. Screening del pozo inyector	30
Tabla 8. Distancias inyector-productor y tiempo de ruptura	34
Tabla 9. Datos del yacimiento Basal Tena en el norte de Libertador	42
Tabla 10. Parámetros del fluido para el cálculo de la movilidad del crudo de Basal Tena en el Norte de Libertador	45
Tabla 11. Parámetros de la simulación de la inyección usados en el modelo para SHH-013	46
Tabla 12. Costo de perforación de un pozo nuevo a 10000 pies de profundidad	48
Tabla 13. Costo de producción del barril de petróleo en Libertador	48
Tabla 14. Costo de conversión de la conversión a pozo inyector	49
Tabla 15. Flujo de caja de la perforación de un pozo productor	50
Tabla 16. Ingresos por concepto de producción de un pozo nuevo	50

		PÁGINA
Tabla 17.	Utilidad de un proyecto de producción de pozo nuevo	50
Tabla 18.	Flujo de caja de la conversión del pozo SHH-013	52
Tabla 19.	Ingresos por concepto de producción de un pozo nuevo	52
Tabla 20.	Utilidad de un proyecto de producción de pozo nuevo	53

ÍNDICE DE FIGURAS

	PÁGINA
Figura 1. Mecanismo de producción de Basal Tena en el norte de Libertador	14
Figura 2. Mapa de Libertador en donde se muestra la zona de estudio	15
Figura 3. Límite del área de estudio en estructura donde se remarca la desconexión estratigráfica	16
Figura 4. Perfiles eléctricos e interpretación petrofísica del pozo SHH-011	16
Figura 5. Superficie estructural del Techo de Basal Tena proveniente de la reinterpretación sísmica	17
Figura 6. Relación PHI con los tipos de roca en Basal Tena	19
Figura 7. Modelos de tipo de roca (arriba) y de porosidad efectiva (abajo) donde se nota la tendencia de depositación	20
Figura 8. Historial de caudal bruto para comprobar interferencia entre pozos con distanciamientos menores a 1000 metros.	22
Figura 9. Historial de caudal bruto para comprobar interferencia entre pozos con inter-distancia menor a 1700 metros.	22
Figura 10. Mapa de Radios de drenaje por Recuperación Primaria (RP) y Área de inundación.	23
Figura 11. Cálculo de reservas por primaria usando el método de declinación del yacimiento Basal Tena	26
Figura 12. Historial de Presiones estáticas en el yacimiento Basal Tena del norte de Libertador	27
Figura 13. Mapa de espesores netos del Área de inundación	29

	PÁGINA
Figura 14. Mapa de ubicación de pozos donde se remarca la localización en azul de los pozos inyectores	31
Figura 15. Mapa de ubicación de pozo que conforman la malla de recuperación secundaria: en azul inyectores y en rojo los productores	32
Figura 16. Historial de inyección y presiones de fondo fluyente	33
Figura 17. Mapa isobárico del norte de Libertador en Basal Tena	35
Figura 18. Mapa de porcentajes de agua (BSW) del norte de Libertador en Basal Tena.	36
Figura 19. Mapa de salinidades del norte de Libertador en Basal Tena	37
Figura 20. Zona estructural baja que pudo albergar agua de formación por recuperación primaria	38
Figura 21. Historial de producción del pozo Shushuqui-C026	39
Figura 22. Área de inundación donde se muestra la zona de perforación de los pozos 26 y 27	39
Figura 23. Área de inundación con la propuesta de conversión a inyector del SHH-013	40
Figura 24. Cálculo de reservas por secundaria usando el método hiperbólico	41
Figura 25. Malla planteada en el sur de Shushuqui con dos inyectores y tres productores	43
Figura 26. Modelo preliminar de balance de materiales en el área sur de Shushuqui sin ajuste de presión	44
Figura 27. Modelo preliminar de balance de materiales en el área sur de Shushuqui sin ajuste de presión	45
Figura 28. Radio de Movilidad vs. Factor de recobro a diferentes ratas de inyección en el modelo del SHH-013	47

	PÁGINA
Figura 29. Costo del WTI (western Texas Intermediate) en el último año en el mercado	49
Figura 30. Diagrama de flujo de caja en función de los años para un pozo nuevo	51
Figura 31. Indicadores económicos del pozo nuevo	51
Figura 32. Diagrama de flujo de caja en función de los años para los pozos productores asociados a la conversión a inyector	53
Figura 33. Indicadores económicos del proyecto de conversión a inyector	54

ÍNDICE DE ANEXOS

	PÁGINA
ANEXO 1. Pozos utilizados en el análisis volumétricos	60
ANEXO 2. Historiales de producción de los pozos productores de Basal Tena en el Norte de Libertador	63
ANEXO 3. Historiales de presiones de los pozos productores de Basal Tena en el Norte de Libertador	69
ANEXO 4. Inyección en el pozo SHHC-018	70
ANEXO 5. Perfil de producción del pozo nuevo productor de Basal Tena	71
ANEXO 6. Perfil de producción vinculado al inyector SHH-013 en Basal Tena	74

RESUMEN

Reservas de crudo pesado entre 16° y 18° API fueron subexplotadas y/o abandonadas temporalmente en Basal Tena del norte del campo Libertador. Apenas el 13% de un POES de 36 [MMBo] fue producido por recuperación primaria, a lo largo de 30 años de explotación. Gracias a la inyección de agua, implementada en el año 2015, el factor de recobro ha incrementado en un 8% en Basal Tena. Un volumen acumulado de petróleo de 2.8 [MMBl] fue extraído gracias a la presurización del yacimiento y al consecuente barrido del agua desde los inyectores hacia los pozos productores. La conformación de la malla de recuperación secundaria se realizó mediante la implementación de dos inyectores en la parte baja de la estructura, movilizándolo el hidrocarburo hacia los pozos productores localizados en las zonas superiores. La influencia de la inyección se constató por medio del incremento de la presión de fondo en los pozos productores completados con sistemas de levantamiento electrosumergible, y por el incremento de fluido producido en pozos con bombeo hidráulico. La inyección de agua ha rejuvenecido al campo Libertador y mejorado ostensiblemente el acumulado de petróleo de Basal Tena. Todavía resta un potencial de hidrocarburo que podría desarrollarse mediante la conversión de un pozo inyector más, con lo cual se podría superar el 30% del factor de recobro del área. Gracias a los resultados obtenidos, el desarrollo del campo Libertador se focaliza en la conversión de inyectores y conformación de mallas de recuperación secundaria, y relega a la perforación tradicional a un segundo plano.

Palabras clave: Campo Libertador, inyección de agua, incremento de petróleo.

ABSTRACT

Heavy oil reserves (16°-18° API) were underproduced and even abandoned from Basal Tena reservoir in Libertador field. Barely 13% of 36 MMbo of OOIP were produced by primary recovery along 30 years of field production. Waterflooding has increased the recovery factor by 8%. 2.8 MMBo] were produced due to pressure increase and the water from injection wells swept displaced oil to producer wells. Pattern was conformed by two injection wells located downdip. The influence of the injection was verified by increasing of bottomhole pressure measured in the ESP sensor. Wells completed by pump system lifting were monitored by production rate. Waterflooding yields a second life to Libertador Field. There is a remaining oil potential in Basal Tena Reservoir which could be developed by means the implementation of one additional injection well. Recovery factor could be exceed 30% due to increase one injection well. Field development plan is focused on the secondary recovery instead drilling activity.

Keywords: Libertador field, waterflooding, oil increment.

INTRODUCCIÓN

1 INTRODUCCIÓN

La recuperación secundaria empezó a aplicarse de manera accidental desde inicios del siglo XX, sin embargo no fue hasta 1950 que el método comenzó a tener difusión. Este tiempo de desarrollo se debe a la falta de entendimiento de los principios de la inyección de agua y su incidencia en la producción de petróleo. En la actualidad la inyección de agua tiene connotación mundial (P. G. Willhite, 1986). La inyección de agua es el más exitoso de los procesos de recobro de hidrocarburo gracias a la facilidad de obtener el recurso en un proceso de producción de petróleo, el relativo bajo costo con respecto a la inyección de este fluido, la facilidad de inyectar en un reservorio este fluido y la eficiencia que tiene el agua en desplazar el fluido (Cobb & Smith, 2012).

Aunque existe extensa información acerca de la recuperación secundaria por inyección de agua en crudos livianos, es muy difícil encontrar publicaciones acerca del tema en relación a crudos pesados (Alvarez, Sawatzky, & Moreno, 2014).

El petróleo pesado es el crudo que se caracteriza por ser muy viscoso y que no fluye fácilmente, como consecuencia tiene una gavedad específica elevada, baja relación hidrógeno-carbón y altos residuos de carbón, asfaltenos, metales pesados, sulfuros y nitrógeno.

La mayoría de los hidrocarburos pesados fueron generados en formaciones profundas y migraron hacia regiones más superficiales, donde fueron degradados por bacterias y el intemperismo, dejando escapar las fracciones más volátiles.

Para producir fracciones como nafta, keroseno y gas, a partir de hidrocarburos pesados, se requiere de procesos de extracción y refinamiento más especializados (Chopra, Lines, Schmitt, & Batzle, 2010).

En cuanto a la explotación, mientras que para la recuperación secundaria de petróleos livianos y medios ($>22.3^{\circ}\text{API}$) se han utilizado fundamentos teóricos y experimentales (Buckley & Leverett, 1942), la aplicabilidad de estos principios han sido muy cuestionados para los hidrocarburos pesados.

La inyección de agua ha sido usada de forma exitosa en crudos pesados durante los últimos 50 años, aunque se ha caracterizado por bajos recobros y altos costos, debido a su alta relación de movilidad (Gupta, Al-Saadi, & Al-Belushi, 2009).

A partir de ensayos en núcleos, se ha demostrado la inyección de agua en yacimientos con crudos pesados, depende de la relación de la viscosidad del petróleo y las fuerzas capilares (Mai & Kantzas, 2010).

Uno de los descubrimientos más importantes en la inyección de agua sobre crudos pesados, enfatiza que cuando la relación de movilidad aumenta, el tiempo de ruptura disminuye exponencialmente, además en altas relaciones de movilidad el factor de recobro no incrementa demasiado a pesar de la inyección (Alvarez et al., 2014).

El barrido areal en crudos pesados es más pobre (Forth, Slevinsky, Lee, & Fedenczuk, 1997), esto se debe a que el agua no realiza un barrido tipo pistón, por lo que se generan adedamientos o acanalamientos desde el inyector hacia el pozo productor.

A pesar de estas premisas, el agua inyectada con fines de recuperación secundaria sobre crudos pesados, ha probado su eficacia en varios lugares del mundo (Hanafy & Mansy, 1999).

La implementación de un estudio de inyección de agua, comprende una serie de etapas que deben analizarse de forma detallada y sistemática. Al final la evaluación del proyecto estará focalizada en los cambios del factor de recobro.

Un proyecto de inyección de agua se realiza secuncialmente en etapas para definir su aplicabilidad (P. G. Willhite, 1986).

Inicialmente se debe realizar la evaluación del reservorio, lo que a su vez implica definir la extensión areal y vertical del mismo, así como las variaciones de las propiedades de la roca, tales como porosidad y permeabilidad. Esta etapa incluye determinar el mecanismo de producción, evaluar las reservas iniciales y actuales, definir zonas con potencial de hidrocarburo remanente y evaluar las propiedades del fluido para realizar un pronóstico.

Posteriormente es importante definir el plan potencial de inyección, el cual comprende la conformación de un “arreglo” o “malla” de recuperación secundaria. En esta etapa se define si se usan proyectos pilotos con pocos inyectores, o planes masivos con un conjunto de inyectores. La selección no depende solamente del lado técnico del arreglo, pues muchas veces se involucran aspectos ambientales (MAE, 2015). Otro factor importante es considerar el estado de depleción del yacimiento y si se ha formado una capa de gas o la posición del contacto agua-petróleo (CAP).

Mediante la estimación de ratas de inyección y producción, se podrá obtener parte del componente económico. Desde el punto de vista técnico dependen de la calidad de la roca, del tipo de fluido, del espaciamiento y sobre todo de la presión del yacimiento.

Una vez definido el volumen a inyectar, se pronostica en el tiempo de vida del proyecto y el valor de reservas a recuperar en cada inyector presente. Una forma de realizar este tipo de análisis es mediante balance de materia y la eficiencia de barrido, dividiendo al reservorio en volumen desplazado por el agua y volumen no desplazado (Cobb & Smith, 2012).

Finalmente es importante evaluar las diferentes incertidumbres existentes. Para aquello se pueden usar softwares especializados con métodos como el de Monte Carlo, que permiten definir los factores que podrían generar incertidumbres. Es recomendable realizar corridas variando algún parámetro (de roca o fluido) que muestren los cambios en el proyecto.

En la inyección de agua con fines de recuperación secundaria, la relación de movilidad se considera una forma de definir a un proyecto como favorable o no favorable (G. P. Willhite & Society of Petroleum Engineers of AIME., 1986). Se ha catalogado como favorables a aquellos proyectos con relaciones de movilidad entre 0.2 y 5 (Cobb & Smith, 2012).

Es de carácter primordial, que previo a la implementación de un proyecto de inyección, se deba definir el mecanismo de producción del reservorio, pues la inyección de agua no es aplicable para todos los reservorios.

El mecanismo de *expansión de roca y fluidos* se establece por encima del punto de burbuja. La explotación genera disminución de la presión del yacimiento y la roca porosa tiende a comprimirse y expulsar el fluido que contiene hacia el punto de drenaje o de menor presión. El máximo factor de recobro que se alcanza mediante este mecanismo es del 5% para un yacimiento de petróleo.

El mecanismo por *liberación de gas* ocurre cuando la presión del reservorio desciende bajo la de burbuja, y el gas generado empuja el petróleo hacia el pozo productor. Por efecto de viscosidad la fase gaseosa es mucho más móvil que la fase líquida. El factor de recobro en estos casos puede alcanzar hasta el 30%.

Ciertos reservorios han sido descubiertos con presión original por debajo de la de burbuja y con un casquete de gas formado en la parte superior. En otros casos, *el casquete de gas* se forma cuando la explotación ha hecho que el reservorio descienda bajo la presión de burbujeo. En cualquiera de los dos

casos, la energía de este mecanismo la genera la expansión del casquete a medida que el reservorio se depleta. El factor de recobro que puede alcanzar este mecanismo es del 40%.

La comunicación con un *acuífero activo*, le provee de energía natural a un yacimiento de petróleo. Este mecanismo puede tener un empuje, lateral o de fondo. Existen casos registrados de factores de recobro que han llegado al 50%.

Bajo ciertas condiciones tectónicas, los yacimientos pueden alcanzar buzamientos muy grandes o fracturarse. En estos casos la permeabilidad vertical es mayor que la horizontal. Bajo la *segregación gravitacional*, el reservorio en producción declina continuamente, con una relación gas petróleo muy baja en las partes profundas y muy alta en las superiores. Se han registrado casos hasta del 80% de factor de recobro con este mecanismo (Satter & Iqbal, 2016).

En general los yacimientos pueden exhibir mecanismos combinados, o pasar de un mecanismo a otro por efecto de la depleción. La implementación de la inyección de agua no podrá aplicarse en yacimientos que cuentan con energía natural, pues los acuíferos realizan de forma efectiva el desplazamiento del petróleo (Amyx, Bass, & Whiting, 1960).

Al igual que todos los proyectos vinculados con la explotación de hidrocarburo, la inyección de agua se analiza por medio de criterios de evaluación económica como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Período de Recuperación de la inversión PRI.

El VAN plantea que el proyecto debe aceptarse si su valor actual neto es igual o superior a cero, donde el VAN es la diferencia ente todos sus ingresos y egresos expresados en moneda actual (Sapag Chain & Sapag Chain, 1989).

Con el criterio de la Tasa Interna de Retorno, se evalúa el proyecto en función de una única tasa de redimimiento por período, con la cual la totalidad de los beneficios actualizados son exactamente iguales a los desembolsos expresados en moneda actual (Sapag Chain & Sapag Chain, 1989).

El PRI determina el número de períodos en el que se recupera la inversión de un proyecto (Sapag Chain & Sapag Chain, 1989).

En el Ecuador, y particularmente en la Cuenca Oriente, la inyección de agua ha sido utilizada de forma exclusiva para recuperación secundaria en crudos livianos con bajas relaciones de movilidad agua-petróleo. Su implementación en reservorios de crudo pesado (10°- 22.3 °API), ha sido un tema de

controversia para los geocientistas, pues los modelos teóricos indican que el agua inyectada no barre de forma efectiva petróleos más viscosos.

Precisamente en el campo Libertador, el proyecto piloto de inyección de agua en Basal Tena (16 a 18°API), ha permitido reactivar pozos y optimizar la producción del yacimiento. La incidencia del agua inyectada no ha sido completamente cuantificada, pues no se tiene certeza de la variación del factor de recobro posterior a la recuperación secundaria.

Para definir el impacto de la inyección en Basal Tena, se plantea realizar un modelo local del yacimiento que abarque el área de influencia de la malla, conformada por dos pozos inyectoros y varios productores asociados. El plan propuesto contempla verificar la incidencia del agua en los reservorios que alojan crudos pesados, y servirá como referencia para otros campos en el país.

Este trabajo permitirá optimizar yacimientos que aún poseen reservas y que por las condiciones del petróleo, no son explotados.

Mediante un correcto análisis del incremento de petróleo, se podrá establecer una metodología para explotar yacimientos similares en la Cuenca, lo que conllevará a un aumento en las reservas y consecuentemente generará un beneficio económico para el país.

El reservorio Basal Tena en la zona norte del campo Libertador, con hidrocarburos entre 16° a 18°API, se eligió para la implementación de un proyecto de Recuperación Secundaria. El yacimiento de tipo de estratigráfico, carecía de un acuífero activo, por lo que la explotación generó una severa depleción y como consecuencia, problemas de extracción y el abandono de reservas de petróleo.

Durante la etapa de recuperación primaria, los valores de petróleo acumulado con respecto al valor de petróleo original en sitio (POES), muestran factores de recobro bajos, lo que implica que el yacimiento contaba con reservas de petróleo importante.

Libertador es un campo sumamente maduro, donde las áreas de perforación son limitadas. La incidencia de la perforación no ha mostrado los mejores resultados para el desarrollo convencional del campo. Por el contrario el agua inyectada generó un impacto positivo en estos yacimientos, reestableciendo en cierto grado la presión y permitiendo el barrido del hidrocarburo remanente en el reservorio desde los pozos inyectoros hacia los pozos productores.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 OBJETIVO GENERAL

- Incrementar la producción del campo Libertador en el reservorio Basal Tena, mediante recuperación secundaria en crudos pesados.

1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar el modelo geológico zonal del yacimiento Basal Tena en donde se ubica el proyecto piloto de inyección de agua.
- Calcular el volumen de petróleo inicial en el área de estudio.
- Realizar el cálculo del factor de recobro antes y después de la inyección.
- Realizar el análisis económico del proyecto.

METODOLOGÍA

2 METODOLOGÍA

Para verificar el impacto de la inyección de agua sobre un yacimiento de crudo pesado, como lo es Basal Tena en Libertador, se realizó un análisis volumétrico y de producción. Adicionalmente se estableció una alternativa de desarrollo basada en complementar la inyección en un área con potencial hidrocarburífero remanente.

La comparación económica entre un pozo productor nuevo y un pozo a convertirse a inyector, permitió evaluar el desarrollo clásico enfocado en la perforación y una alternativa vinculada a la recuperación secundaria

El análisis volumétrico de Basal Tena en Libertador, se realizó con la información de todos los pozos del campo, superficies estructurales, perfiles eléctricos e historiales de producción del área de estudio. Adicionalmente, se usó la información del campo Atacapi, con el fin de definir una tendencia regional de depositación.

La producción del yacimiento permitió relacionar el factor de recobro en los diferentes escenarios de producción.

El listado de los pozos que se utilizaron para el análisis se muestran en el Anexo 1.

La secuencia de trabajo se realizó en 3 etapas:

- Evaluación del Petróleo Original en Sitio
- Analisis de la Recuperación Primaria,
- Análisis de la Recuperación Secundaria

2.1 EVALUACIÓN DEL PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)

Previo a la evaluación del POES, se definió el tipo de mecanismo de producción de Basal Tena, mediante la relación entre el factor de recobro con la presión del yacimiento a lo largo del período de explotación (Thakur & Satter, 1998). De esta forma se establecieron criterios para el posterior desarrollo del reservorio.

El volumen de petróleo se obtuvo mediante dos enfoques con el fin de validar los resultados obtenidos.

2.1.1 MODELO ESTÁTICO

La construcción de un modelo geo-celular se realizó en la plataforma Petrel, mediante la integración de datos de carácter geológico. Secuencialmente se

construyeron el modelo estructural, sedimentológico y petrofísico para finalmente obtener los valores volumétricos del reservorio.

El área de estudio se limitó a la zona de hidrocarburo producible de Basal Tena en Libertador, la cual se restringe al norte del campo.

2.1.1.1 Área de inundación

El área de inundación difiere del área de estudio, ya que se focaliza en los radios de drenaje de los pozos productores de Basal Tena en el norte de Libertador.

El cálculo del radio de drenaje se obtuvo por medio de la interferencia en producción entre los pozos aledaños.

2.1.1.2 Cálculo volumétrico

El calculo volumétrico efectuado integró los datos obtenidos del modelo estático en condiciones originales.

2.1.2 CÁLCULO VOLUMÉTRICO CONVENCIONAL

El cálculo convencional utilizó la fórmula del Petróleo Original en sitio (POES) (Ecuación [1]), con parámetros promedio de los pozos del área de estudio. Para los cálculos se utilizó el Net to Gross (NTG), pues la capa no tiene la misma distribución a lo largo del área de estudio.

$$POES = \frac{7758 * A * h * \phi * NTG * (1 - S_w)}{Bo} \quad [1]$$

Donde:

A: Área obtenida del techo de Basal Tena y límites del área de estudio.

h: espesor de la capa

ϕ : porosidad promedio del área

NTG: net to gross del espesor total y el espesor neto

S_w: Saturación de agua.

Bo: factor volumétrico

Para determinar la desviación de los dos valores obtenidos entre el modelo y la volumetría convencional, se calculó el error mediante la fórmula [2]:

$$\% \text{ Error} = \left(1 - \left(\frac{POES_{\text{modelo estático}}}{POES_{\text{cálculo volumétrico}}} \right) \right) * 100 \quad [2]$$

2.1.2.1 Volumen del área de inundación por cálculo convencional

Usando la misma fórmula, con los parámetros de cálculo promedio, se obtuvo el POES de Basal Tena en el área de inundación y el correspondiente error con respecto a los valores obtenidos en el modelo estático.

2.2 ANÁLISIS DE LA RECUPERACIÓN PRIMARIA

La producción por Recuperación Primaria se obtuvo mediante el sumatorio de los acumulados de petróleo del reservorio en el software OFM, previo a la inyección de agua en el reservorio.

2.2.1 RESERVAS CALCULADAS POR PRODUCCIÓN PRIMARIA

Las reservas por concepto de recuperación primaria se calcularon en base a la curva de declinación del yacimiento, con una fecha límite establecida a febrero de 2030 (fecha de finalización del contrato del Consorcio Pardaliservices S.A.).

2.2.2 FACTOR DE RECOBRO POR PRIMARIA

El factor de recobro se obtuvo mediante la Ecuación [3]:

$$FR = \frac{\sum_n Np_{\text{pozo}}}{POES} \times 100\% \quad [3]$$

Donde:

FR: Factor de Recobro.

Np: Volumen acumulado de producción de petróleo por recuperación primaria.

POES: Petróleo Original en Sitio del área de inundación

El cálculo del factor de recobro se calculó en dos fases del proyecto:

- Al inicio de la inyección de agua: para definir una línea base y determinar el impacto de la secundaria
- A la fecha de finalización del estudio: para definir el potencial remanente sin inyección de agua. En este caso se reemplazó el *Np* por el EUR (Estimated Ultimate Recovery).

2.3 ANÁLISIS DE LA RECUPERACIÓN SECUNDARIA

2.3.1 ETAPA DE PLANIFICACIÓN

Durante esta etapa se definió el arreglo o malla de secundaria, así como también el cálculo del volumen de petróleo en el área de inundación.

La *interconexión de los pozos* involucrados en el área de inundación, se estableció mediante el análisis de presiones estáticas a lo largo del historial productivo del campo en Basal Tena.

El *Cálculo del Petróleo en sitio antes de la inyección de agua* se estableció a partir de la Ecuación [4], se para definir las reservas a producir.

$$POES_{ai} = POES - Np \quad [4]$$

Donde:

$POES_{ai}$: Petróleo en Sitio Antes de la Secundaria,

$POES$: Petróleo original en sitio,

Np : Acumulado de petróleo.

La *selección de los inyectores* incluyó un proceso de screening de todos los pozos del área de inundación, la posición estructural, el estado mecánico del pozo, las facilidades existentes en cada locación y a la simulación de la inyección. Posteriormente se realizó la *conformación de la malla o arreglo* con los pozos productores de acuerdo al estado mecánico y a la incidencia de la inyección de agua.

2.3.2 ETAPA DE MONITOREO

La influencia de la inyección se constató por medio del monitoreo de los sistemas de extracción de los pozos productores completados en el reservorio Basal Tena. En los pozos con bombeo eléctrico sumergible (BES), los cambios de presión y el avance de agua se determinaron gracias a los sensores de fondo, mientras que en los equipados con bombeo hidráulico, la incidencia del agua se definió por los incrementos de fluido producido.

El fluido inyectado se monitoreaba constantemente de acuerdo a la cantidad de sólidos e hidrocarburo medidos en partes por millón (PPM). Adicionalmente, se realizó un seguimiento constante de las presiones de inyección de las bombas de superficie.

El seguimiento del porcentaje de agua y salinidad de los pozos productores, permitió definir el arribo de agua de inyección o ruptura.

2.3.3 DESARROLLO DE UN CAMPO CON INYECCIÓN DE AGUA

El plan de desarrollo del norte de Libertador, se focalizó en la expansión de los arreglos de inyección, con el fin de maximizar el drenaje del área de inundación. El análisis se llevó cabo en el software MBAL. El nuevo escenario contemplaba la adición de un inyector que permitiera mejorar el recobro.

Las reservas remanentes permitieron generar un plan de optimización en base a la conversión de otro inyector en el área. Dicho plan fue analizado desde el punto de vista económico, para compararlo con la perforación de un pozo nuevo.

La relación de movilidad constituye una de las características fundamentales en la inyección de agua (Cobb & Smith, 2012). Está definida en términos de permeabilidad efectiva, viscosidad del fluido desplazante y el fluido desplazado de acuerdo a la siguiente relación (Ecuaciones [5] y [6]):

$$M = \text{Relación de movilidad} = \frac{\text{Movilidad de la fase desplazante}}{\text{Movilidad de la fase desplazada}} \quad [5]$$

$$M = \frac{\lambda_{desplazante}}{\lambda_{desplazada}} = \frac{\left(\frac{k}{\mu}\right)_{desplazante}}{\left(\frac{k}{\mu}\right)_{desplazada}} \quad [6]$$

Cuando el agua desplaza crudo (Ecuación [7]) :

$$M = \frac{k_w / \mu_w}{k_o / \mu_o} = \frac{k_w \mu_o}{k_o \mu_w} \quad [7]$$

En términos de inyección de agua, la relación de movilidad define como favorable o no favorable a un proyecto de inyección. Cuando $M = 1$ las movilidades de agua y aceite son iguales, por ende ambos fluidos encuentran la misma resistencia a desplazarse. Si $M < 1$, el petróleo fluye mejor que el agua y es sumamente fácil para el agua desplazar petróleo. En estas condiciones se obtienen altas eficiencias de barrido y recobro. Por el contrario, cuando $M > 1$, el agua fluye mejor que el crudo y es menos efectiva para desplazar crudo (G. P. Willhite & Society of Petroleum Engineers of AIME., 1986).

De acuerdo a la literatura, la inyección de agua con fines de recuperación secundaria es recomendable en relaciones de movilidad de 0.2 a 5 (Cobb & Smith, 2012).

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1 MECANISMO DE PRODUCCIÓN

El mecanismo de producción de Basal Tena es una combinación de expansión roca- fluido y gas en solución. La Figura 1 muestra el comportamiento de producción del reservorio Basal Tena, desde los inicios de su vida productiva hasta el tiempo previo a la implementación de los inyectores en el área.

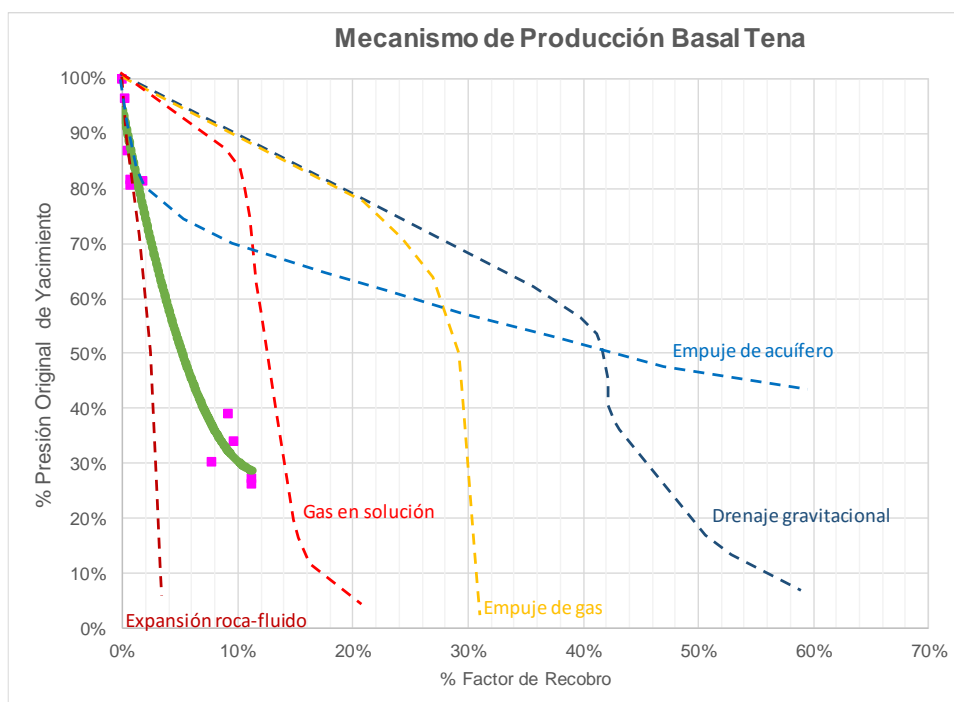


Figura 1. Mecanismo de producción de Basal Tena en el norte de Libertador (Pardaliservices, 2019).

El contenido de agua durante el período de producción por recuperación primaria fue relativamente bajo debido a un acuífero con baja energía y probablemente a flujos cruzados de otros reservorios que probablemente produjeron en conjunto con Basal Tena (SHH-013 y SHH-010).

Bajo la recuperación primaria, Basal Tena pudo haber sido abandonado en el corto plazo debido a la depleción del yacimiento, consecuentemente se hubieran abandonado reservas de petróleo considerables.

3.2 CÁLCULO DEL PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)

3.2.1 DELIMITACIÓN DEL ÁREA

Previo a los cálculos volumétricos, se definió el área de estudio mediante ciertas consideraciones:

- Basal Tena es un reservorio de tipo estratigráfico con influencia de tipo estructural. Existen cambios de facies marcados y zonas con ausencia total de sedimentación entre las estructuras de Secoya, Shushuqui y Shuara
- El reservorio tiene un acuífero de energía muy débil, el cuál no compensó la explotación, por lo que se generó la depleción de Basal Tena.
- La capa escapa de la resolución sísmica 3D, debido a su espesor promedio de 15 pies.

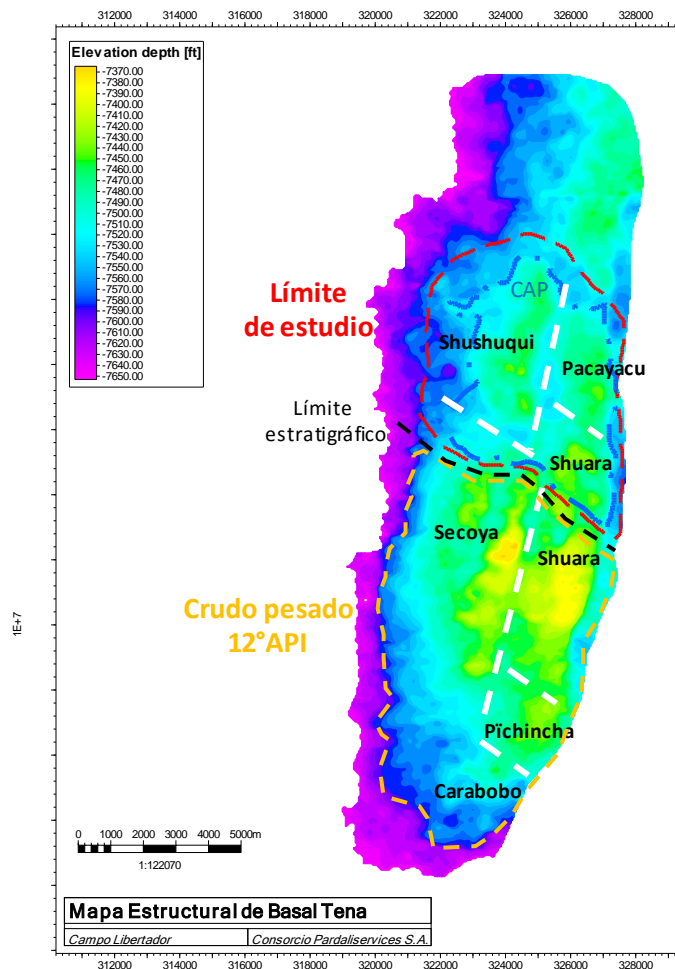


Figura 2. Mapa de Libertador en donde se muestra la zona de estudio (Pardaliservices, 2019).

La Figura 2 muestra el mapa de Libertador y los distintos “campos” en que ha sido subdividido. El área de estudio (en línea roja punteada) abarca los campos Shushuqui, Pacayacu y parte de Shuara. Esta zona alberga crudo de tipo pesado entre 16° a 18° API.

A diferencia de la zona de estudio, el sur de Libertador en Basal Tena se caracteriza por tener hidrocarburo extra pesado (12°API) que, debido a la

calidad del recurso no ha podido ser explotado por métodos convencionales. Por esta razón, y por la falta de correlación geológica, el sur de Libertador fue excluido de la zona de estudio (Figura 3).

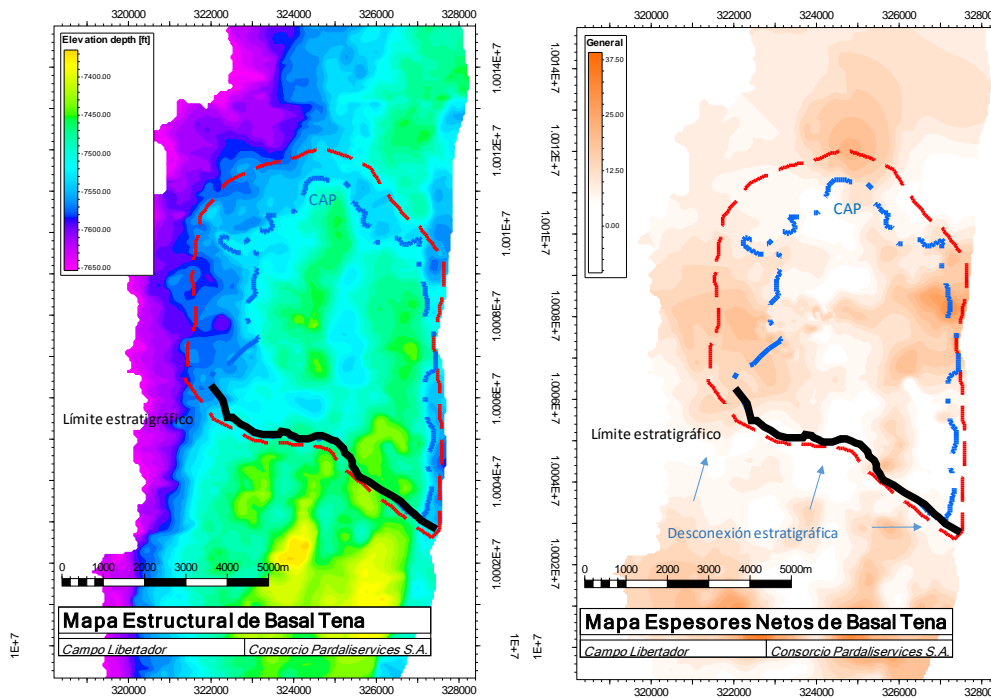


Figura 3. Límite del área de estudio en estructura donde se remarca la desconexión estratigráfica (Pardaliservices, 2019).

Los rasgos estructurales como fallas no fueron determinantes para la delimitación, pues la tectónica responsable de la generación de trampas en Napo, no incide en Basal Tena. El resto del polígono límite se generó por medio del Contacto Agua Petróleo (CAP), identificado en el pozo SHH-011 a 7548 pies en Profundidad Vertical Medida Bajo el Nivel del mar (PVMBNM) (Figura 4).

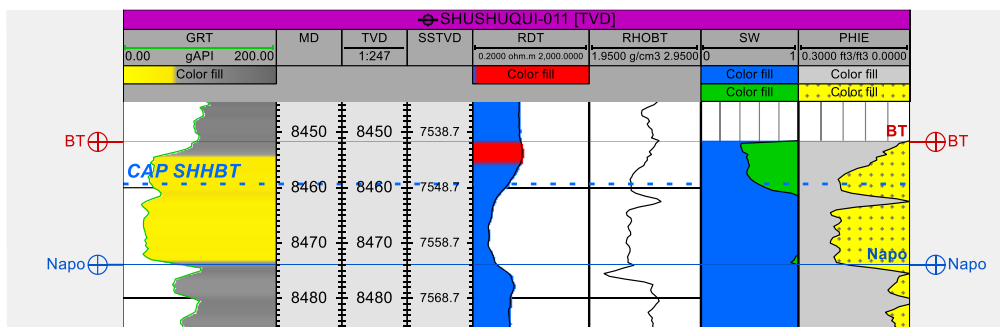


Figura 4. Perfiles eléctricos e interpretación petrofísica del pozo SHH-011 (Pardaliservices, 2019).

3.2.2 CÁLCULO VOLUMÉTRICO

El volumen de petróleo se obtuvo mediante dos enfoques, con el fin de validar los resultados obtenidos.

3.2.3 MODELO ESTÁTICO

La construcción de un modelo geo-celular permitió mantener los detalles geológicos, como la presencia de intercalaciones pelíticas dentro de las areniscas. Es importante mencionar que el presente documento no define un ambiente específico de depositación, pues este tema no corresponde a los objetivos planteados.

Las superficies de techo y base del yacimiento se obtuvieron de la última reinterpretación sísmica realizada por el Consorcio Pardaliservices S.A. en el año 2015 (Figura 5).

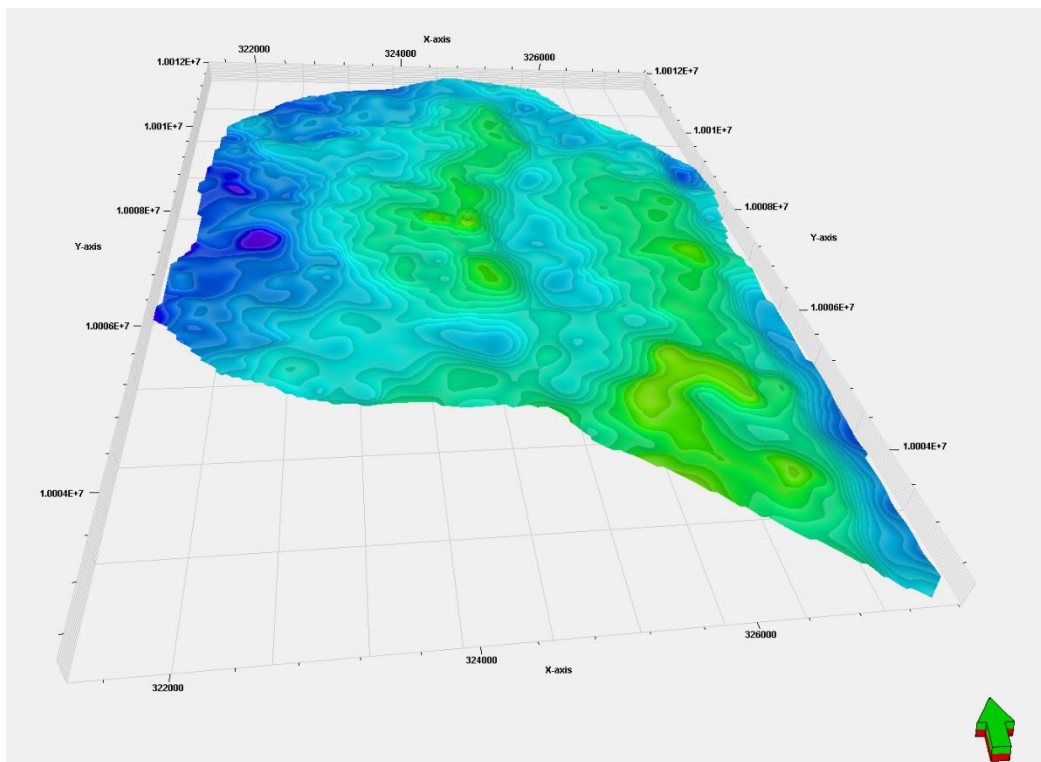


Figura 5. Superficie estructural del Techo de Basal Tena proveniente de la reinterpretación sísmica.

(Pardaliservices, 2019).

La definición de tipo de roca se hizo mediante el estudio de Coronas de la Compañía LCV (2012), en donde se describen cuatro tipos de roca para Basal Tena, dos de las cuales poseen las características de reservorio y se definen como R1 y R2 (Tabla 1).

Tabla 1. Tipos de roca provenientes del análisis de coronas en Basal Tena en el Campo Libertador

Litología	Código	Descripción	Interpretación	Calidad de Reservoirio
Areniscas Bioturbadas	AB-2	Pelitas y areniscas bioturbadas con glauconita	Depósitos silicoclásticos de baja a moderada energía	NR
Areniscas Cuarzosas	AC-2	Capas de areniscas con estratificación cruzada de mediana a gran escala intercaladas con niveles carbonosos y heterolíticos	Cuerpos arenosos proximales modificados por mareas	R1
	AC-1	Areniscas con estratificación cruzada planar	Cuerpos arenosos proximales sin evidencias de mareas	
Areniscas >Pelitas	A/P	Capas de areniscas <2', en ocasiones con clasto pelíticos intercalados con pelitas	Sedimentación episódica. Cuerpos arenosos distales modificados por mareas	R2
	AM	Areniscas arcillosas muy finas con cemento calcítico		NR

(Pardaliservices, 2012).

Las rocas reservorio corresponden a la facies AC-2, AC-1 y A/P, mientras que AM y AB-2 son facies limosas con alto contenido pelítico, por ende, no tienen características de reservorio. Mediante la relación de las propiedades petrofísicas y las facies descritas, se establecieron los valores de *cut off* en la porosidad efectiva (PHIE), con respecto a los diferentes tipos de roca (Figura 6).

La Tabla 2 muestra los valores de PHIE y su relación con los tipos de roca establecidos como reservorio (R1, R2) y “no reservorio” (NR).

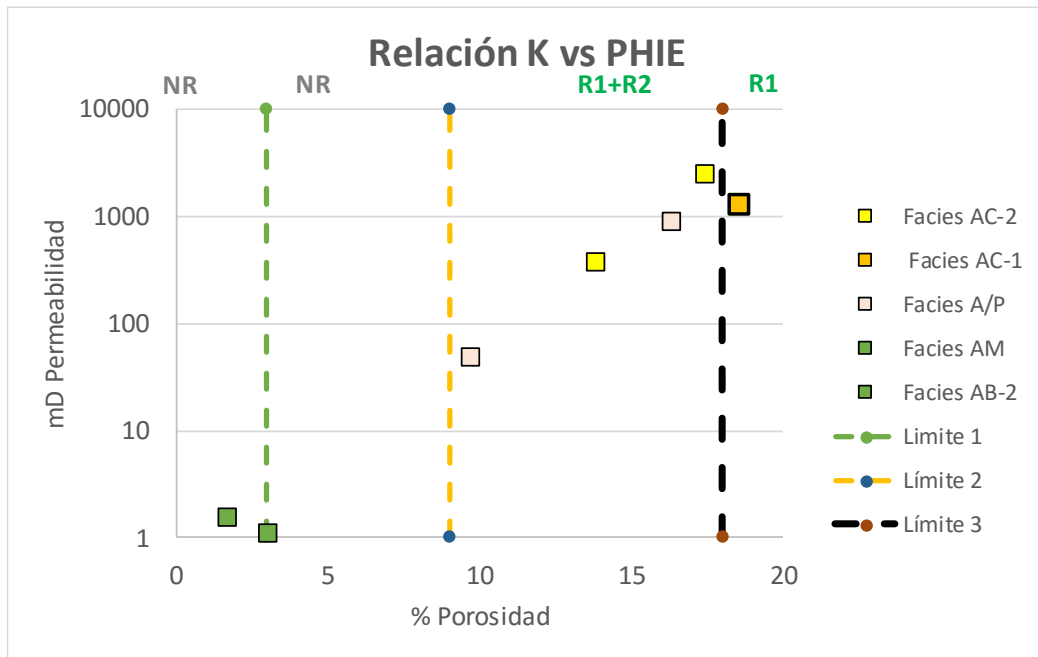


Figura 6. Relación PHI con los tipos de roca en Basal Tena (Pardaliservices, 2019).

Tabla 2. Facies, tipo de roca y porosidad efectiva

Facies	Tipo de roca	Cut off PHIE (%)	
		min	max
AC-1	R1	>0.18	
AC-2, A/P	R2	0.09	0.18
AM	NR	0.03	0.09
AB-2		<0.03	

(Pardaliservices, 2012).

La población del tipo de roca se realizó con ayuda de geoestadística y los valores de tendencia de depositación regional del pozo ATCB-011B, el cual cuenta con información de orientaciones en el proceso de sedimentación.

La porosidad efectiva (PHIE) obtenida de los análisis petrofísicos se poblaron siguiendo la misma tendencia del tipo de roca (Figura 7).

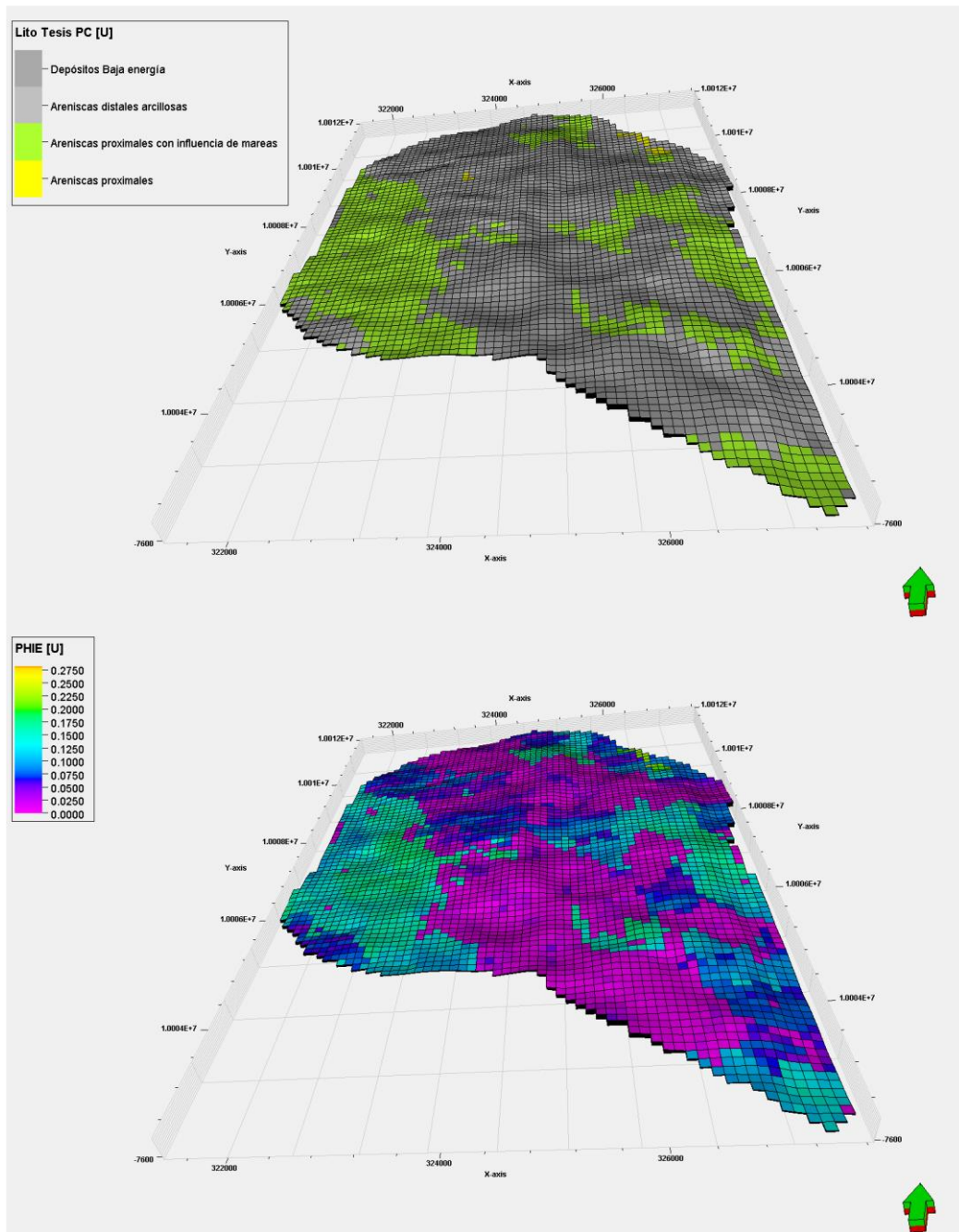


Figura 7. Modelos de tipo de roca (arriba) y de porosidad efectiva (abajo) donde se nota la tendencia de depositación (Pardaliservices, 2012).

3.2.3.1 Cálculo del Petróleo Original en Sitio (POES) del área de estudio

Por facilidad de cálculo se utilizó un solo valor promedio de 21% de saturación de agua (S_w) por encima del contacto de agua petróleo. Este valor se obtuvo del promedio de los pozos que se encuentran sobre el contacto agua-petróleo, el cual se estableció anteriormente.

La Tabla 3 muestra los valores obtenidos de POES a partir del modelo geocelular.

Tabla 3. Valores volumétricos del Área de estudio calculados en el modelo estático.

POES (MMBIs)	Volumen de roca (MMBIs)	Volumen poroso (MMBIs)
72.7	1096.85	103

3.2.3.2 Cálculo del POES del Área de inundación

El área de inundación difiere del área total de estudio, ya que se focaliza en los radios de drenaje de los pozos productores de Basal Tena en el norte de Libertador.

El cálculo del radio de drenaje se obtuvo por medio de la interferencia entre los pozos productores aledaños de Basal Tena. Debido a la falta de información de presión de fondo fluyente, se usó el caudal bruto para definir cambios en la tendencia de producción considerando las intervenciones (WO) realizadas en los pozos.

En la Figura 8 se observa que en el momento del cambio de zona a otro nivel productivo en el PYA-004, el pozo PYAA-006 experimentó un incremento de fluido y un cambio en la tendencia de la curva de producción, lo que definiría la interferencia a un radio de drenaje menor a 500 metros. De forma análoga, en la comparación de los pozos PYAA-006 y SHA-009, distanciados a 1656 metros, no se observa interferencia cuando ambos producían de forma contemporánea de Basal Tena (Figura 9).

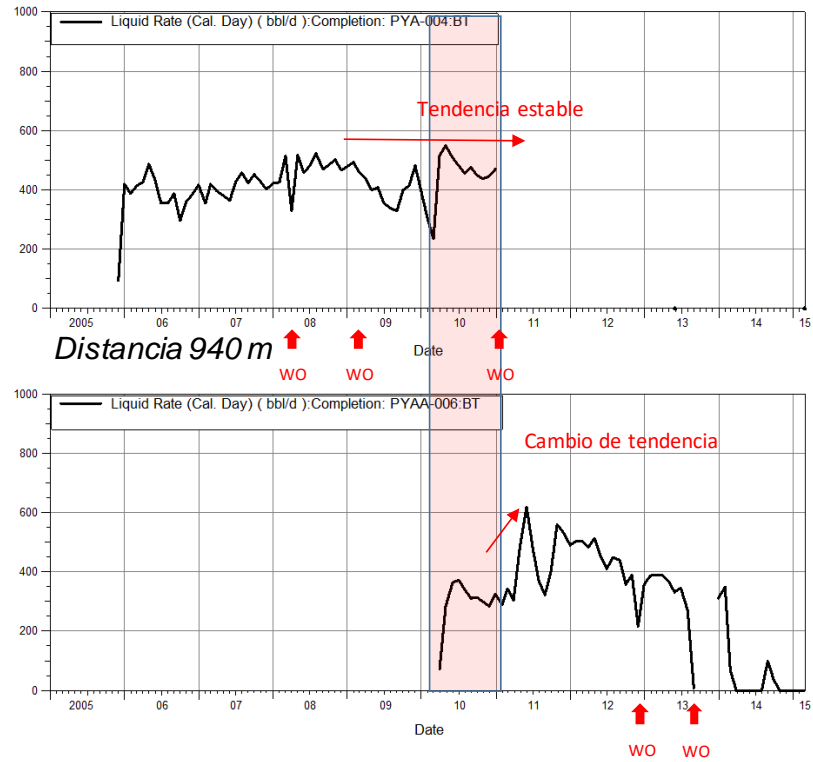


Figura 8. Historial de caudal bruto para comprobar interferencia entre pozos con distanciamientos menores a 1000 metros.
(Pardaliservices, 2019)

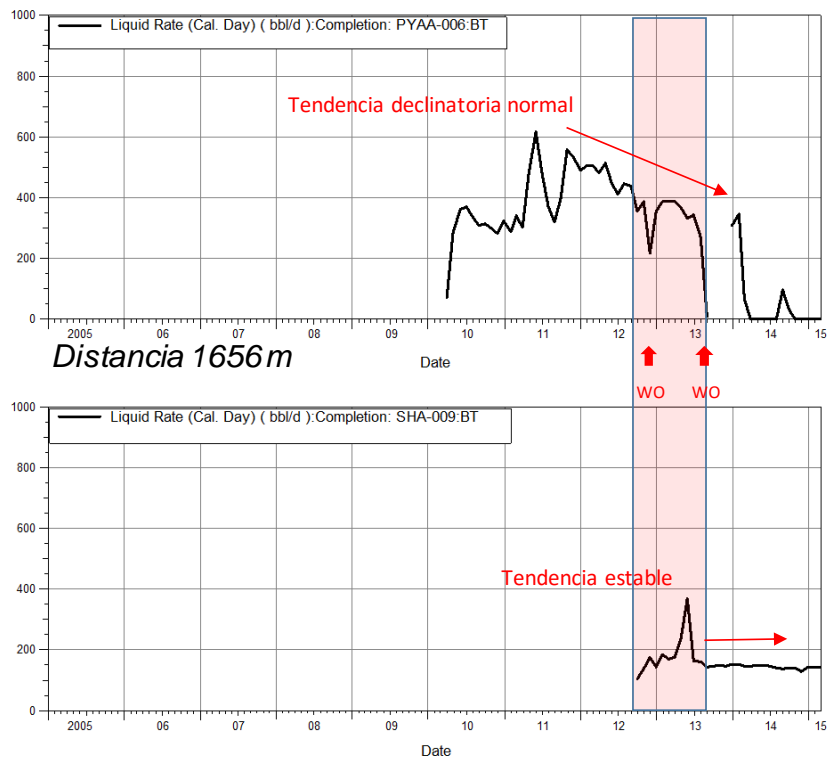


Figura 9. Historial de caudal bruto para comprobar interferencia entre pozos con inter-distancia menor a 1700 metros.
(Pardaliservices, 2019).

En base al análisis de interferencia se definió un radio de drenaje de 500 metros, considerando además factores como la depleción del yacimiento y el tipo de hidrocarburo.

Al trazar los radios de drenaje de 500 metros de cada uno de los pozos productores, se estableció un polígono irregular que a la postre se definió como el área de inundación o *floodable area* para la inyección de agua.

La Figura 10 exhibe tanto los radios de drenaje, como los límites del área de inundación. Es evidente que el radio de drenaje del pozo SHH-013 es más grande que el resto de pozos debido a su gran acumulado (2.3 MMBIs). Este particular podría deberse a que el pozo produjo en conjunto, ya que la mayoría de los pozos productores en Shushuqui se encuentran completados con sistema hidráulico, bajo un esquema de instalaciones con camisas y empacaduras con varios reservorios “abiertos”.

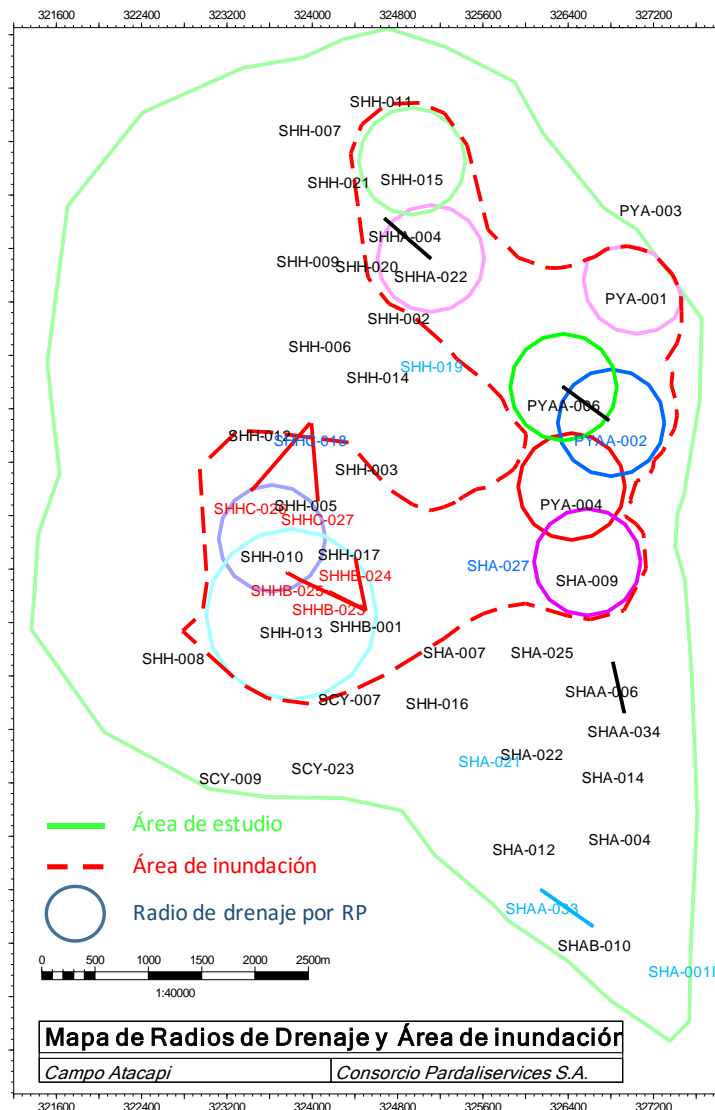


Figura 10. Mapa de Radios de drenaje por Recuperación Primaria (RP) y Área de inundación. (Pardaliservices, 2012).

El volumen de POES del área de inundación se muestra en la Tabla 4.

Tabla 4. Valores volumétricos del Área de inundación calculados en el modelo estático.

POES (MMBls)	Volumen de roca (MMBls)	Volumen poroso (MMBls)
36.08	466.1	51.11

3.2.4 CÁLCULO VOLUMÉTRICO CONVENCIONAL

3.2.4.1 Cálculo del POES del Área de estudio

El cálculo convencional utilizó la fórmula del POES, con parámetros promedio de los pozos del área de estudio. En esta etapa se utilizó el Net to Gross (NTG), pues la capa no tiene la misma distribución a lo largo del área de estudio.

Los datos utilizados para el cálculo se muestran en la Tabla 5.

Tabla 5. Parámetros de cálculo volumétrico

Área (acres)	h (pies)	Sw (%)	Phi (%)	NTG (%)	Boi
6861	15	21	17	70	1.1192

$$POES = \frac{7758 * 6861 * 15 * 0.17 * 0.70 * (1 - 0.21)}{1.1192}$$

$$POES = 67.06 [MMBls]$$

Por ende, calculando el error o desviación con respecto al del modelo estático:

$$\% \text{Error}_{\text{área de inundación}} = \left(1 - \left(\frac{72.7}{67.06}\right)\right) * 100$$

$$\% \text{Error}_{\text{área de inundación}} = 8\%$$

3.2.4.2 Volumen del área de inundación por cálculo convencional

Usando la misma fórmula, con los parámetros de cálculo promedio, se obtuvo el POES de Basal Tena en el área de inundación (Tabla 6).

Tabla 6. Parámetros de cálculo volumétrico del Área de inundación

Área (acres)	h (pies)	Sw (%)	Phi (%)	NTG (%)	Boi
2877	20	21	15	70	1.1192

De la misma ecuación del POES:

$$POES = \frac{7758 * 2877 * 18 * 0.17 * 0.70 * (1 - 0.21)}{1.1192}$$
$$POES = 35.96 \text{ [MMbls]}$$

Análogamente, calculando el error o desviación con respecto al del modelo estático:

$$\%Error_{\text{área de inundación}} = \left(1 - \left(\frac{35.96}{67.06}\right)\right) * 100$$
$$\%Error_{\text{área de inundación}} = 0.3\%$$

3.2.5 PRODUCCIÓN POR RECUPERACIÓN PRIMARIA

La explotación por recuperación primaria de Basal Tena, arrancó en septiembre de 1990 con el pozo SHH-015. El volumen acumulado de petróleo o N_p es de 4.7 [MMbls], proveniente de 11 pozos. Como se mencionó anteriormente, la producción del SHH-013 es sumamente alta, de hecho a este pozo se le atribuye el 50% del acumulado total del yacimiento. El Anexo 2 muestra los perfiles de producción de cada uno de los pozos del área.

3.2.5.1 Reservas calculadas por producción primaria

La Recuperación Secundaria mejoró de manera ostensible la producción del Norte de Libertador, no obstante parte del petróleo extraído post-inyección corresponde a Recuperación Primaria.

Para discriminar los volúmenes de Primaria y Secundaria, se usó una curva de declinación de tipo exponencial, asumiendo un límite de producción de 0.1 [BPPD] hasta febrero de 2030 (fecha de finalización del contrato del Consorcio Pardaliseservices S.A.).

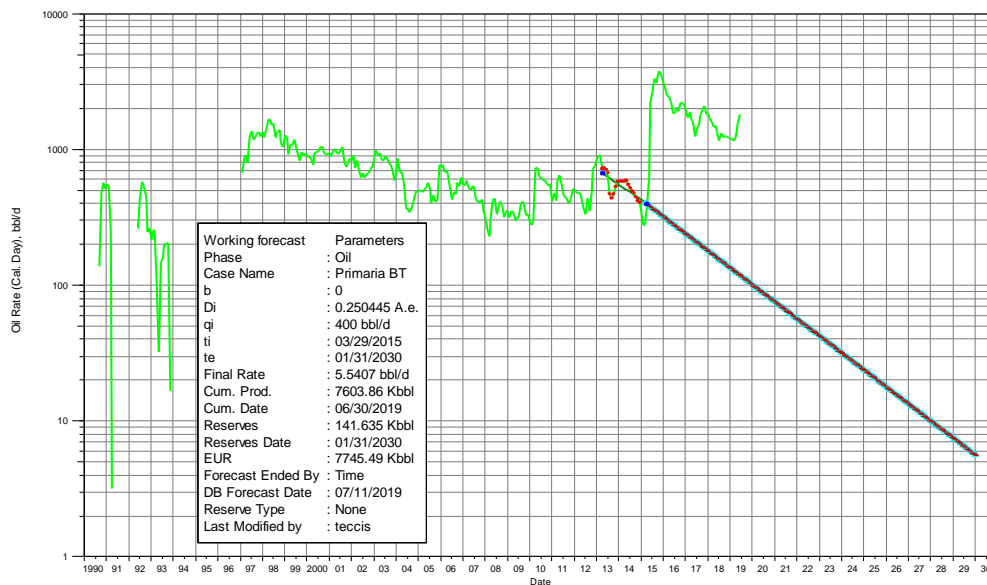


Figura 11. Cálculo de reservas por primaria usando el método de declinación del yacimiento Basal Tena.

En definitiva, el volumen de reservas remanentes por concepto de recuperación primaria se calculó en 0.141 [MMbbls]. El EUR (Estimated Ultimate Recovery) o el volumen final de petróleo por recuperación primaria hasta febrero del 2030 es de 4.8 [MMbbls].

3.2.5.2 Declinación de la presión del yacimiento

La presión original del yacimiento Basal Tena fue de 3500 [PSI]. Este valor se registró en el año 1990, al inicio de la explotación del reservorio en el pozo SHH-015. Hasta el año 2014, la presión había descendido hasta aproximadamente 700 [PSI], lo que significa que el reservorio declinó en un 80% del valor inicial.

La depleción provocó que varios pozos fueran cerrados, y como resultado se abandonaran reservas.

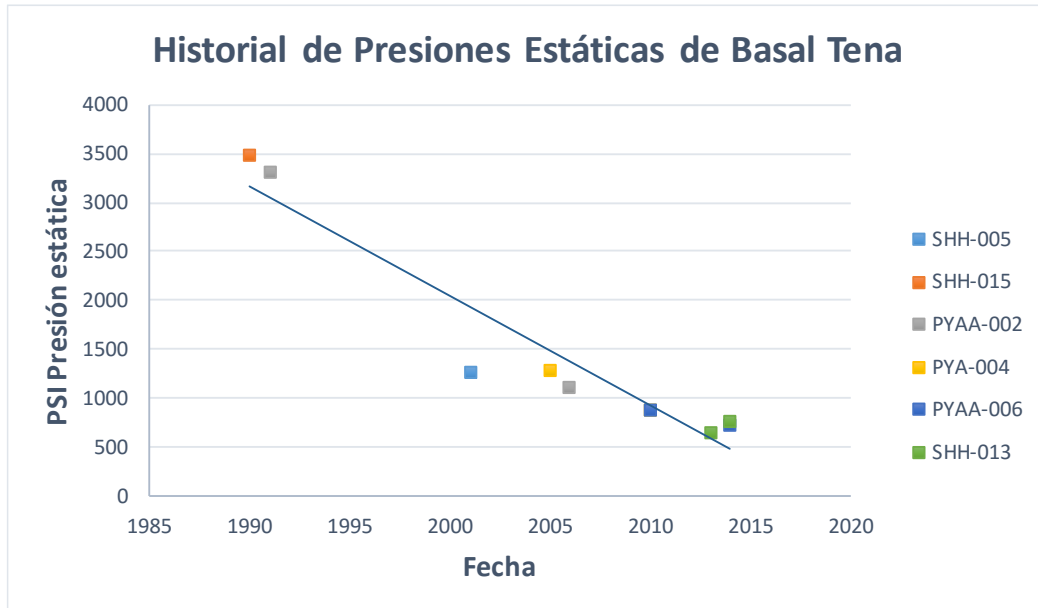


Figura 12. Historial de Presiones estáticas en el yacimiento Basal Tena del norte de Libertador.

3.2.5.3 Factor de recobro por primaria

A partir del volumen de producción previo al inicio de la inyección de agua, el Factor de Recobro (FR) por concepto de recuperación primaria se calculó en 13%. En este caso se reemplazó el valor de la producción total (N_p) del área, en este caso de 4.7 [MMBls].

El acumulado de petróleo de Basal Tena se obtuvo mediante la suma de todos los pozos involucrados en el área de estudio, antes del inicio de la inyección de agua.

$$FR_{\text{antes de la RS}} = \frac{4.7 \text{ [MMBls]}}{36 \text{ [MMBls]}} \times 100\%$$

$$FR_{\text{antes de la RS}} = 13\%$$

3.2.5.4 Factor de recobro final por Recuperación Primaria

Para calcular el Factor de Recobro final por recuperación primaria se usó el EUR en lugar del N_p , por lo tanto:

El valor de EUR comprende las reservas calculadas por recuperación primaria y el valor del acumulado de petróleo antes de la inyección.

Por lo tanto:

$$FR_{RP} = \frac{0.141 \text{ [MMBls]} + 4.7 \text{ [MMBls]}}{36 \text{ [MMBls]}} \times 100\%$$

$$FR_{RP} = 13.4\%$$

Finalmente, el valor del Factor de Recobro es del 13.4%, es decir que, si no se hubiese inyectado agua en el reservorio, el valor máximo teórico explotable de Basal Tena hubiera sido 4.85 [MMBIs].

3.2.6 PRODUCCIÓN POR RECUPERACIÓN SECUNDARIA

La inyección de agua en Libertador, arrancó en el 2014 con un proyecto piloto en el yacimiento US. Ante los excelentes resultados se empezaron a estudiar otras zonas, y sobre todo otros yacimientos. Es así como se seleccionó Basal Tena en el norte del campo, bajo un esquema piloto similar al implementado en Secoya.

La interrogante del proyecto estaba en la calidad del hidrocarburo a desplazar, pues en el proyecto de US la relación de movilidad (M) era de 3, mientras que en Basal Tena esta relación era superior a 5.

A pesar de aquello el proyecto de inyección se puso en marcha, y por el tamaño del área, se estableció que debería tener 2 inyectores para realizar un barrido efectivo.

3.2.6.1 Interconexión de pozos

El factor clave para la conformación de la malla o arreglo de secundaria, era comprobar la interconexión entre pozo inyector y pozo productor. La falta de resolución sísmica, ya que Basal Tena posee un espesor promedio de 15 pie en el área, impidió definir la distribución espacial del reservorio por este método. Por tal razón, se recurrió a la presión del reservorio como método para probar la interconexión entre pozos. La delinación en el yacimiento era uniforme en toda el área, por lo que se asumió que a pesar de su carácter estratigráfico, el reservorio Basal Tena en el norte de Libertador era una sola unidad hidráulica.

Para corroborar la existencia de un reservorio homogéneo y comunicado, se usaron correlaciones geológicas y datos de producción, como el grado °API del hidrocarburo y la salinidad del agua de formación (45000 [ppm Cl⁻]).

El mapa de la Figura 13 muestra la continuidad del reservorio Basal Tena a partir del espesor neto obtenido del modelo estático.

El Anexo 3, muestra los valores de presión en el tiempo de los pozos que produjeron de Basal Tena en el norte de Libertador.

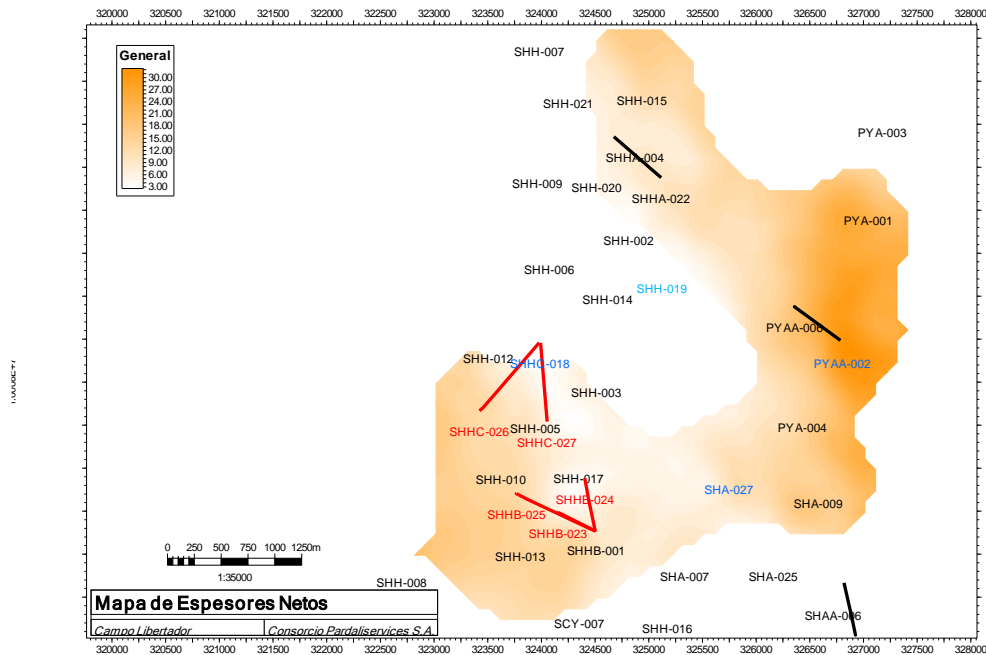


Figura 13. Mapa de espesores netos del Área de inundación

3.2.6.2 Petróleo en sitio antes de la inyección (POES_{ai})

El valor del volumen de petróleo en sitio antes de la inyección (POES_{ai}), se obtuvo mediante la diferencia entre el petróleo original (POES) y la producción acumulada (N_p).

$$POES_{ai} = 36.08 - 4.71$$

$$POAS_{ai} = 31.37 \text{ [MMBlS]}$$

Hasta el año 2015 el valor calculado de POES_{ai} era de 31.37 [MMBo].

3.2.6.3 Selección de pozos inyectoros

Con el área delimitada y el cálculo de petróleo en sitio antes de la inyección, se procedió a definir la mejor posición de los pozos inyectoros. La amplia distribución areal del yacimiento abría un abanico de posibilidades desde el punto de vista técnico:

- Inyección periférica desde zonas estructurales más bajas: Las estructuras de Libertador tienen un relieve muy bajo, de hecho, el buzamiento de las capas no supera los 2°, por lo que no existe un impedimento para la implementación de un inyector por su posición estructural, sin embargo, era necesario colocar los inyectoros de forma tal que se obtenga la mayor área de barrido.

- Generación de arreglos, patrones o mallas: El posicionamiento de un inyector en una posición periférica, podría afectar la influencia hacia pozos lejanos, por ende, la ubicación de los inyectores en forma de arreglo con productores alrededor, resultaba la mejor alternativa para barrer la mayor cantidad de reservas.
- Legislación local: este aspecto es quizá el más importante y uno de los más difíciles de entender. El Reglamento Ambiental de Operaciones Hidrocarburíferas (RAOHE) en el Artículo 27 literal “e”, señala que los pozos seleccionados para convertirse en inyectores deben estar abandonados o carecer de reservas, y solamente podrán perforarse para este fin, si son estrictamente justificables. Los aspectos ambientales son primordiales en el desarrollo de las actividades vinculadas a la explotación petrolera, pero en este caso no deberían interferir en los aspectos técnicos.

La selección o *screening* se realizó mediante la construcción de una matriz con los siguientes factores: desarrollo arenoso, posición estructural, estado mecánico, las facilidades en superficie que fueran favorables para la conversión y el modelo de simulación (Tabla 7).

Tabla 7. Screening del pozo inyector

Pozo	Desarrollo arenoso	Posición estructural	Estado mecánico	Facilidades	Simulación	Total
SHH-015	3	4	4	1	4	16
SHHA-004	2	4	4	1	4	15
SHHB-022	3	4	4	1	4	16
PYAA-001	2	4	4	1	2	13
PYYA-002	5	5	4	3	4	19
PYAA-006	5	5	4	3	4	19
PYAB-004	4	3	4	3	2	16
SHA-027	3	3	4	3	4	17
SHA-009	4	4	4	3	4	19
SHHB-001	3	2	1	5	2	13
SHHB-023	3	2	4	5	2	16
SHHB-024	1	2	4	5	2	14
SHHB-025	3	2	4	5	2	16
SHH-013	4	2	4	2	2	14
SHH-010	4	2	4	2	2	14
SHH-017	1	2	1	1	2	7
SHH-005	3	2	4	1	2	12
SHH-018	2	2	4	3	2	13

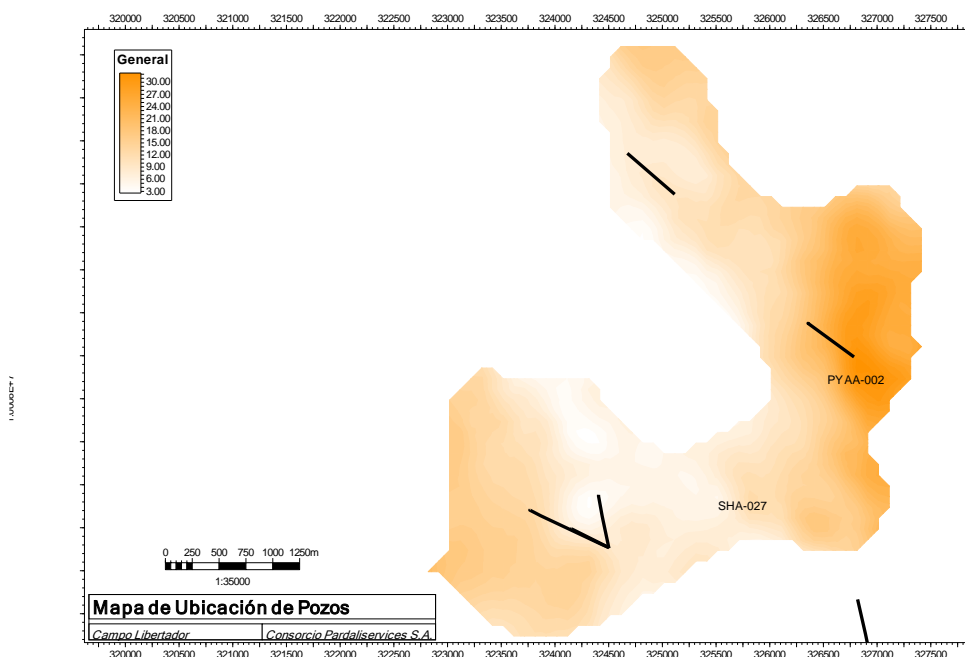
Cada factor de evaluación: en escala del 1 al 5, donde 1 es muy malo y 5 es muy bueno. El valor >15 en el total es candidato para convertirse a inyector.

Los pozos que se encontraban en producción en el año 2014, se descartaron de forma automática, por ende, la lista se restringió a 6 candidatos. De este grupo, los pozos SHHB-001 y el SHH-017 mostraban problemas en los revestimientos, por lo que se eliminaron por motivos de integridad mecánica.

De los tres pozos finales, el pozo SHHA-004 carecía de facilidades en superficie, por lo que también fue descartado.

Como resultado del screening, con los valores más altos en la matriz se eligieron los pozos SHA-027 y PYAA-002. Con la posición de los inyectores, se pretendía generar un arreglo similar al de inyectores rodeados por productores (*seven spot inverted*). Al tratarse de un proyecto piloto, Petroamazonas aprobó la conversión a inyectores de estos pozos porque al momento del estudio, tanto el SHA-027 como el PYAA-002, se encontraban cerrados. Los pozos finalmente se ubicaron en la zona central del área de inundación como lo muestra la Figura 14. La fase piloto del proyecto no usó el PYAA-006 o el SHA-009, como inyectores a pesar de tener una evaluación muy alta en el screening, debido a su producción.

Figura 14. Mapa de ubicación de pozos donde se remarca la localización en azul de los pozos inyectores.



3.2.6.4 Conformación de la malla de Recuperación Secundaria

Una vez seleccionados los inyectores, era primordial monitorear los pozos productores completados en Basal Tena. La conformación de la malla dependía de la respuesta que tuvieran los pozos productores cercanos en presión.

Es necesario explicar que, para ese entonces, solamente los pozos de Pacayacu y Shuara tenían energía eléctrica, por lo tanto, eran los únicos equipados con Bombeo Electro-Sumergible (BES) y sensores que podían monitorear la incidencia del agua inyectada.

Los cambios en la producción de fluidos de los pozos completados con bombeo hidráulico, fueron la clave para definir la influencia de la inyección, al carecer de sensores para medir la presión de fondo.

Inicialmente la malla estaba conformada por los inyectores SHA-027 y PYAA-002, y los productores PYAA-006, PYA-004 y SHA-009. A medida que se fue constatando la influencia de la inyección, la malla fue expandiéndose hacia el norte y hacia el oeste. El SHA-009 estaba completado con bombeo mecánico, por lo que luego de constatarse la influencia en los pozos de la vecindad, se realizó un cambio de equipo de levantamiento a BES. Con el aumento de la producción, se adicionó el Pacayacu-001. Luego de varios meses se comprobó la incidencia de la inyección de agua en los pozos completados con bombeo hidráulico, SHHA-022 y SHH-013. En septiembre de 2017 se realizó una intervención en el pozo SHH-010 para completarlo en Basal Tena, pues hasta el momento producía de U inferior. Finalmente la malla quedó conformada por dos pozos inyectores y siete puntos de drenaje asociados (Figura 15).

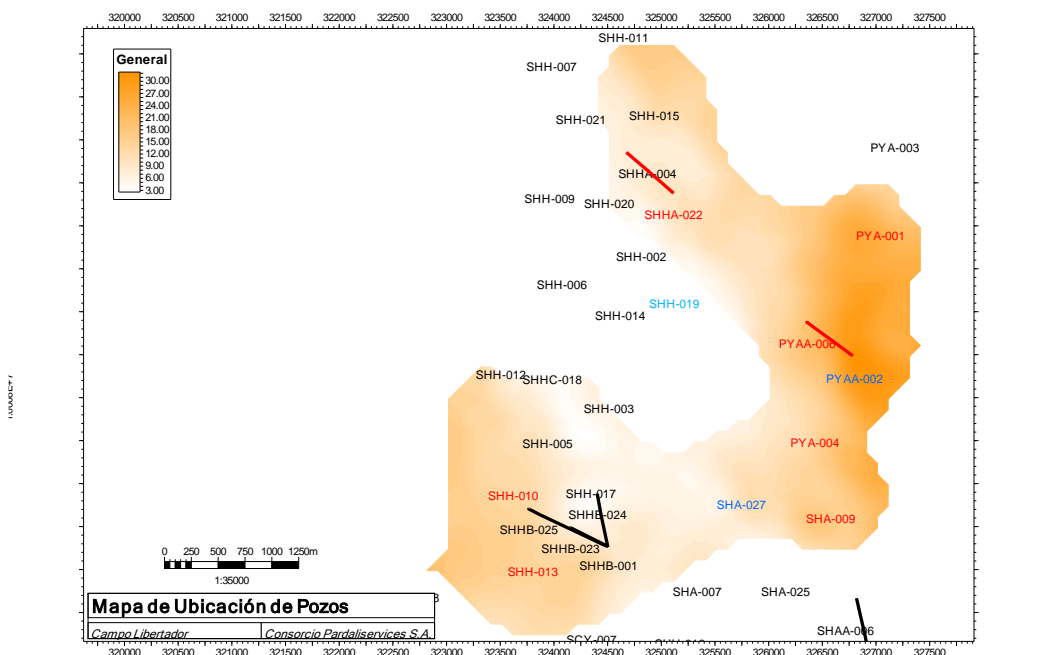


Figura 15. Mapa de ubicación de pozo que conforman la malla de recuperación secundaria: en azul inyectores y en rojo los productores.

3.2.6.5 Respuesta a la inyección de agua

La inyección de agua comenzó en enero del 2015 en el PYAA-002, y un mes posterior en el SHA-027.

El porcentaje de agua de Basal Tena al inicio de la inyección era de alrededor del 45% en los pozos de estudio, lo que indicaba que había cierta influencia de un acuífero durante la recuperación primaria.

Las condiciones de los inyectores en cuanto a petrofísica y presión de inyección, permitieron que la admisión al inicio del proyecto fuera de 9000 [BAPD] entre los dos pozos. Tras ocho meses de operación, la inyección incrementó hasta 12000 [BAPD].

La Figura 16 muestra la respuesta en presión de fondo de los pozos completados con BES. De acuerdo a lo estimado, los primeros pozos en constatar la influencia de la inyección fueron PYA-004 y PYAA-006, los cuales se encontraban en la periferia de los inyectores (primera línea). Apenas se cambió el sistema de levantamiento del SHA-009, se pudo conocer que la presión estática había incrementado, por lo que se lo optimizó para extraer mayor cantidad de fluido.

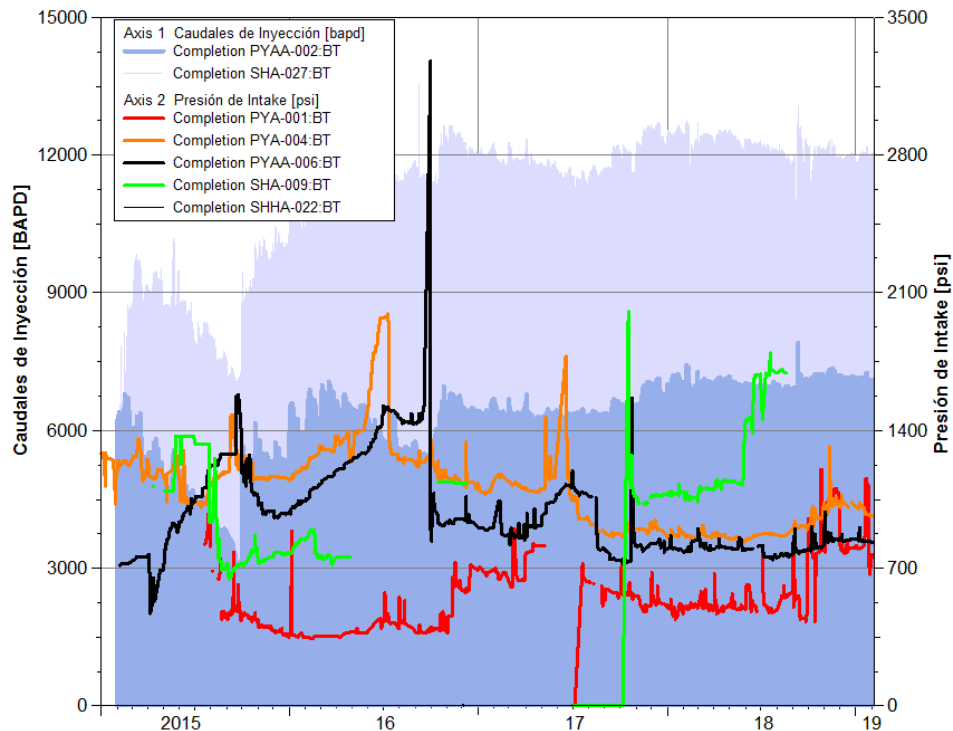


Figura 16. Historial de inyección y presiones de fondo fluyente.

Análogamente, se realizó la optimización del PYA-001 por medio de incrementos de frecuencia del equipo BES.

En general, los incrementos de presión de fondo fluyente de los pozos productores completados con BES, fueron compensados con frecuencia.

Para evitar cualquier inconveniente con los equipos de levantamiento, se usó la presión de burbuja de Basal Tena como límite de optimización (360 [PSI], tomado del PVT del pozo SHH-015).

3.2.6.6 Tiempo de ruptura (breakthrough)

Los tiempos de ruptura fueron distintos de acuerdo a la distancia productor-inyector.

La Tabla 8 muestra el período en el que se produjo la ruptura del agua de inyección en cada uno de los pozos productores asociados:

Tabla 8. Distancias inyector-productor y tiempo de ruptura

Pozo	Inyector (es) asociado (s)	Distancia al inyector (PYAA-002/SHA-027) (m)	Tiempo de ruptura del agua (días)
PYA-001	PYAA-002	1330	359
PYAA-006	PYAA-002	545	193
PYA-004	PYAA-002/SHA-027	700/900	279
SHA-009	SHA-027	838	223
SHH-013	SHA-027	2030	ND
SHHA-022	PYAA-002	2274	ND

*ND= No determinado.

Además de la distancia, el tiempo de ruptura depende de las tasas de inyección y producción. Otro factor sumamente importante es el grado de anisotropía del reservorio, que en el caso del área de influencia no era tan variable.

En los pozos más lejanos como el SHH-013 y el SHHA-022, el tiempo de ruptura no se definió con claridad. En el caso del primero, parece que la llegada del agua se produjo en abril del 2017, con un incremento del porcentaje de agua desde 22% a 49%. Posterior a esa fecha el porcentaje no ha cambiado, así como tampoco la salinidad de agua que se mantiene en cerca de 45000 ppm Cl⁻. Este valor corresponde al promedio del agua de formación de la capa, mientras que la salinidad del agua de inyección es de 20000 ppm Cl⁻. El escenario del SHHA-022 es distinto, pues el porcentaje de agua ha incrementado constantemente desde su completación en el 2012, y la salinidad del agua de formación, ha permanecido relativamente constante en 45000 ppm Cl⁻, hasta el presente.

3.2.6.7 Comportamiento de la presión

Los datos de presión entre 2015 y 2017, a pesar de ser escasos, mostraban que en la cercanía de los inyectores existía una mayor presurización, mientras que en las zonas más alejadas, las presiones no superaban el valor de 1000

[PSI] (Figura 17). El sur de Shushuqui mostraba una evidente depleción, por lo que se asumía que en las cercanías del SHA-027, un límite de tipo litológico podría interrumpir la conectividad entre inyectores y esta zona en particular.

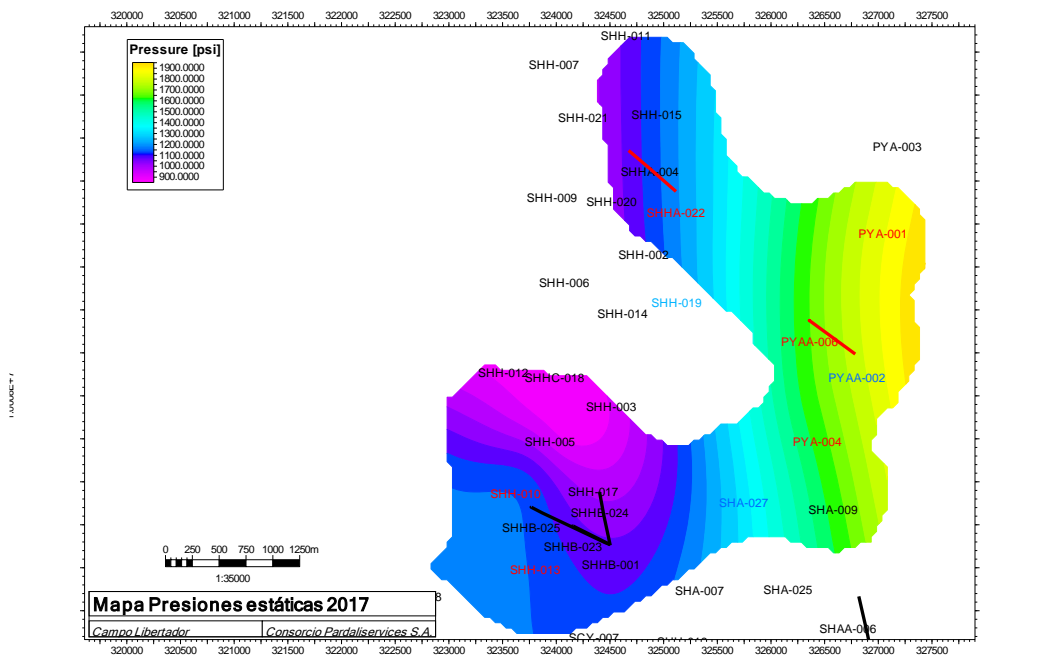


Figura 17. Mapa isobárico del norte de Libertador en Basal Tena.

3.2.6.8 Porcentaje de agua en los pozos influenciados

La cantidad de agua en los pozos del suroeste del área de estudio, no mostraba datos elevados, lo que era un claro indicativo de una buena saturación de petróleo y ratificaba la escasa influencia de la inyección de agua desde el Este. Por el contrario, hacia el norte del área, el SHHA-022 tenía una alta saturación de agua, a pesar de su gran distancia al inyector (Figura 18).

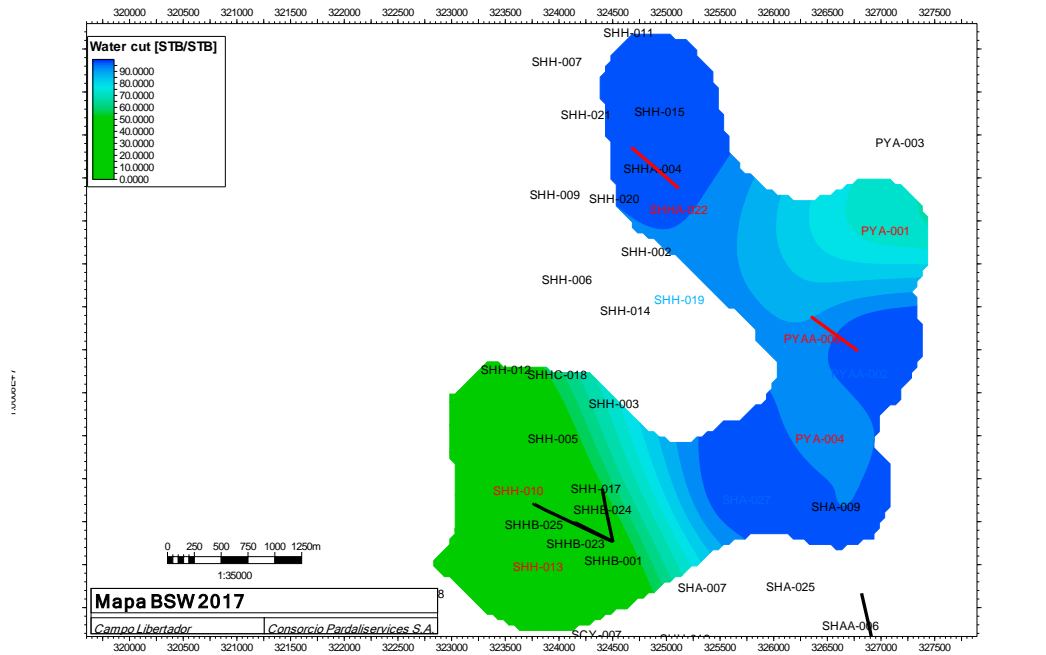


Figura 18. Mapa de porcentajes de agua (BSW) del norte de Libertador en Basal Tena.

3.2.6.9 Salinidad de agua en los pozos influenciados

Al cabo de dos años de inyección, la salinidad de los pozos productores más cercanos a los inyectoras, mostraba un valor similar al del agua de inyección (20000 ppm Cl⁻). Como se mencionó anteriormente, los productores más alejados presentaban salinidades diferentes, similares a los del agua de formación de la capa (45000 ppm Cl⁻). La salinidad del agua de producción y su comparación con la del agua inyectada, se convirtió en un buen índice de la madurez del proyecto (Figura 19).

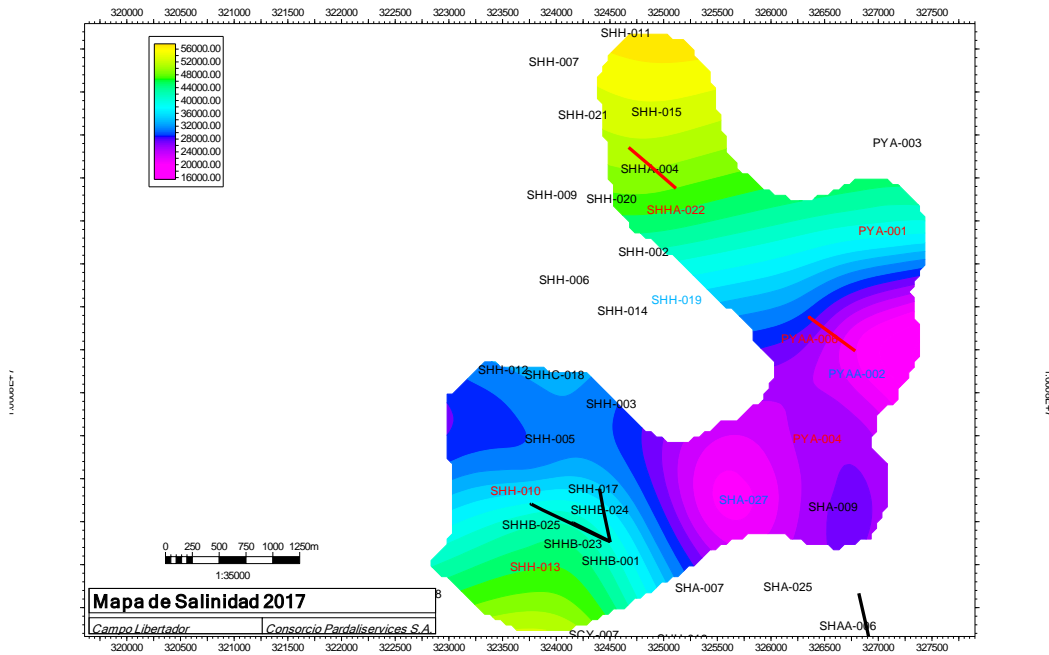


Figura 19. Mapa de salinidades del norte de Libertador en Basal Tena.

El conjunto de datos de salinidad, presión y porcentaje de agua, indicaban que hacia los pozos SHH-013 y SHH-010 existía un potencial hidrocarburífero remanente, pues se constató que la inyección no fue tan eficiente hacia esta zona. Hacia el norte, el SHHA-022 mostraba un alto porcentaje de agua, presión baja y una salinidad cercana al del agua de formación. Este hecho pudo deberse a que durante la explotación primaria, el agua de formación de Basal Tena invadió la zona entre inyector y productor. En el momento en que el barrido del agua de inyección movió fluidos desde el sur, también desplazó el agua presente en el bajo estructural (Figura 20).

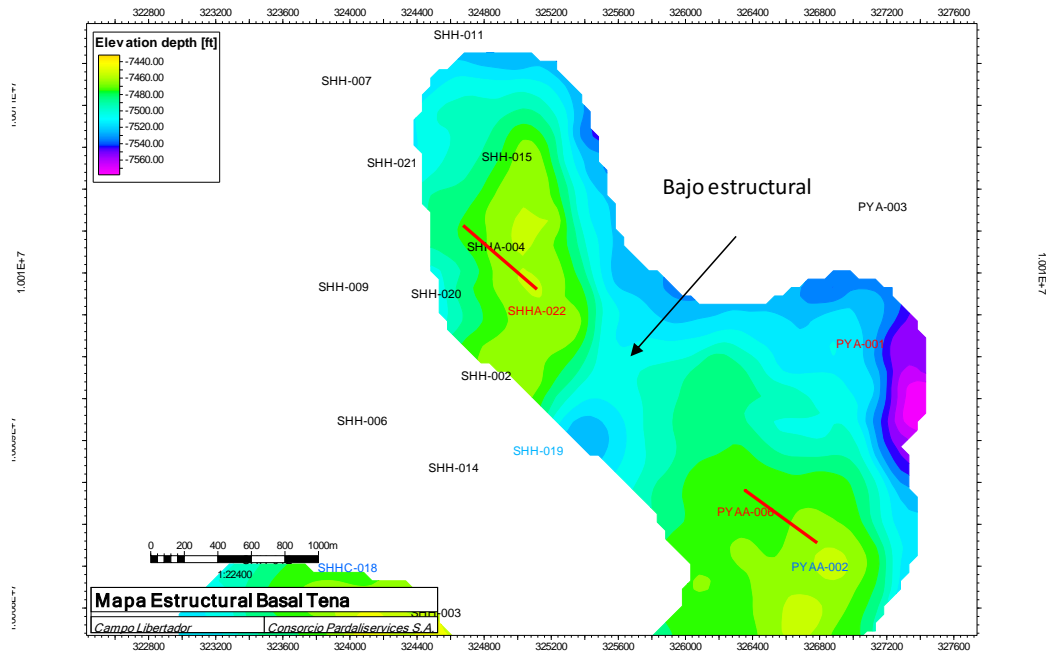


Figura 20. Zona estructural baja que pudo albergar agua de formación por recuperación primaria.

3.2.6.10 Estrategia de desarrollo del campo

En base al análisis anterior, se definió un área de drenaje adicional en el sur de Shushuqui. El área permitía la ubicación de dos pozos productores, en donde el desarrollo arenoso de Basal Tena, parecía más propicio.

Efectivamente, SHHC-026 y SHHC-027 se perforaron en el 2018, con el objetivo Basal Tena. Ambos mostraron un excelente desarrollo en cuanto a roca y fluidos. Durante la completación de Basal Tena en el SHHC-026, el pozo arrancó con 150 [BPPD] y mostró problemas de extracción debido a la depleción. Parte de la planificación del desarrollo del área, incluía la conversión del pozo SHHC-018 a inyector de agua en Basal Tena. De esta forma se barrerían reservas desde el oeste hacia el centro del área de estudio. La Figura 21 muestra el historial de producción del SHHC-026, desde su completación hasta el período de inyección en el SHHC-018. Una vez constatada la influencia de la inyección, se procedió a completar el SHHC-027 en Basal Tena para barrer de mejor forma el área.

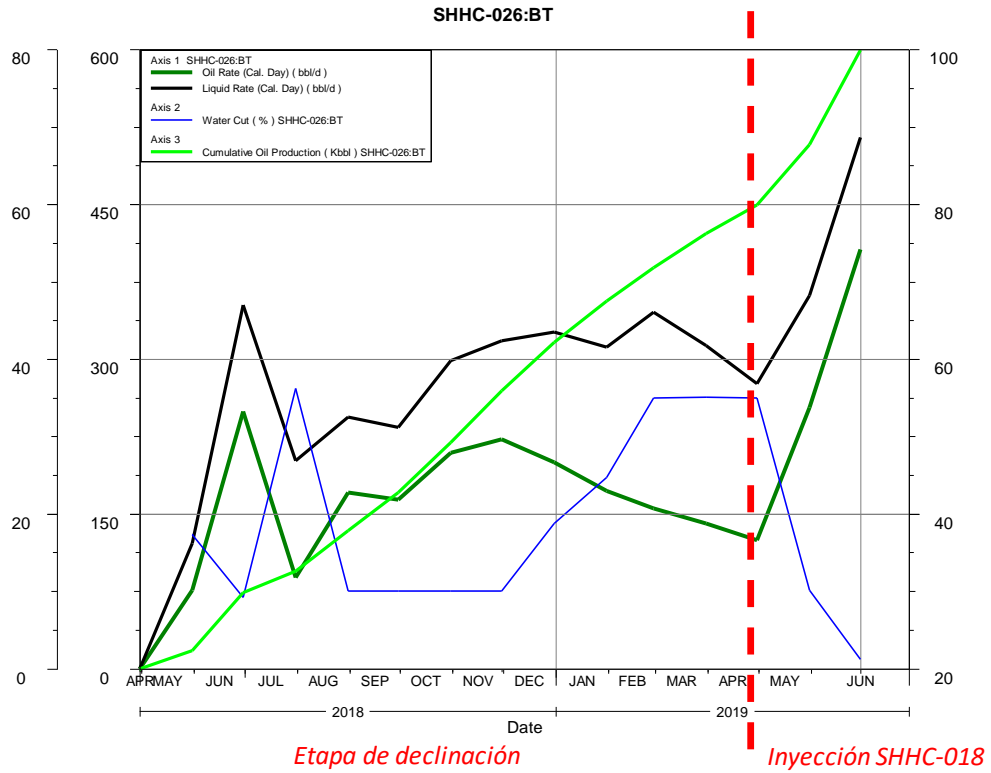


Figura 21. Historial de producción del pozo Shushuqui-C026.

La malla del inyector SHHC-018 se muestra en la Figura 22, en donde se aprecia la primera línea de productores con los mencionados Shushuqui-C026 y Shushuqui-C027, y una segunda línea con Shushuqui-010 y Shushuqui-013.

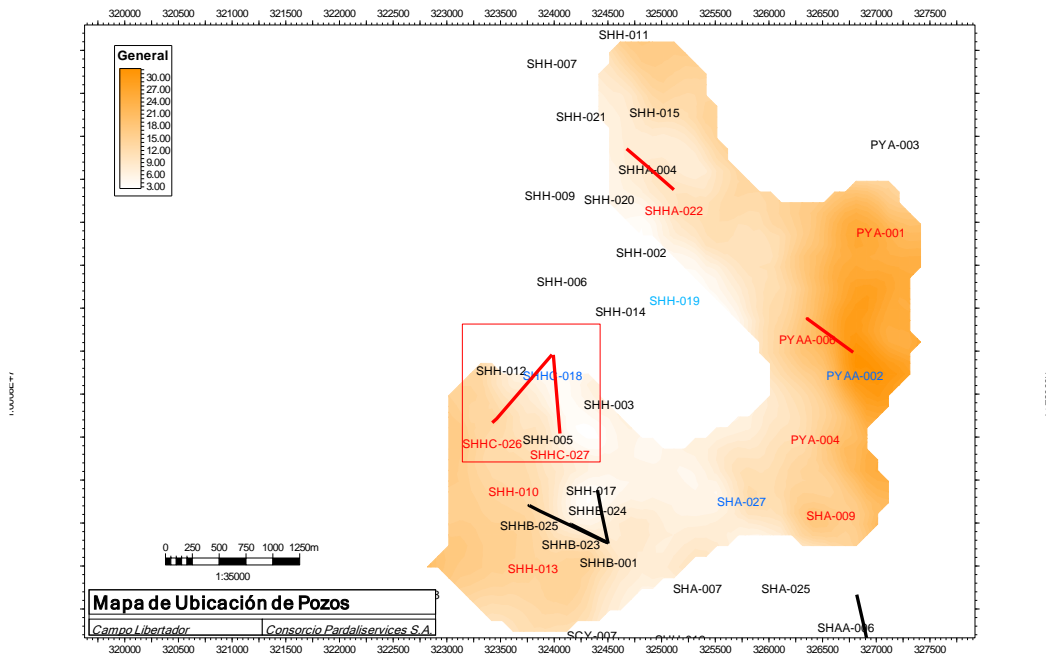


Figura 22. Área de inundación donde se muestra la zona de perforación de los pozos 26 y 27.

El área aún podría ser optimizada con inyección de agua desde el sur, mediante la conversión a inyector del pozo SHH-013. De esta forma, se constituiría un arreglo de tipo periférico con productores en la parte central (Figura 23).

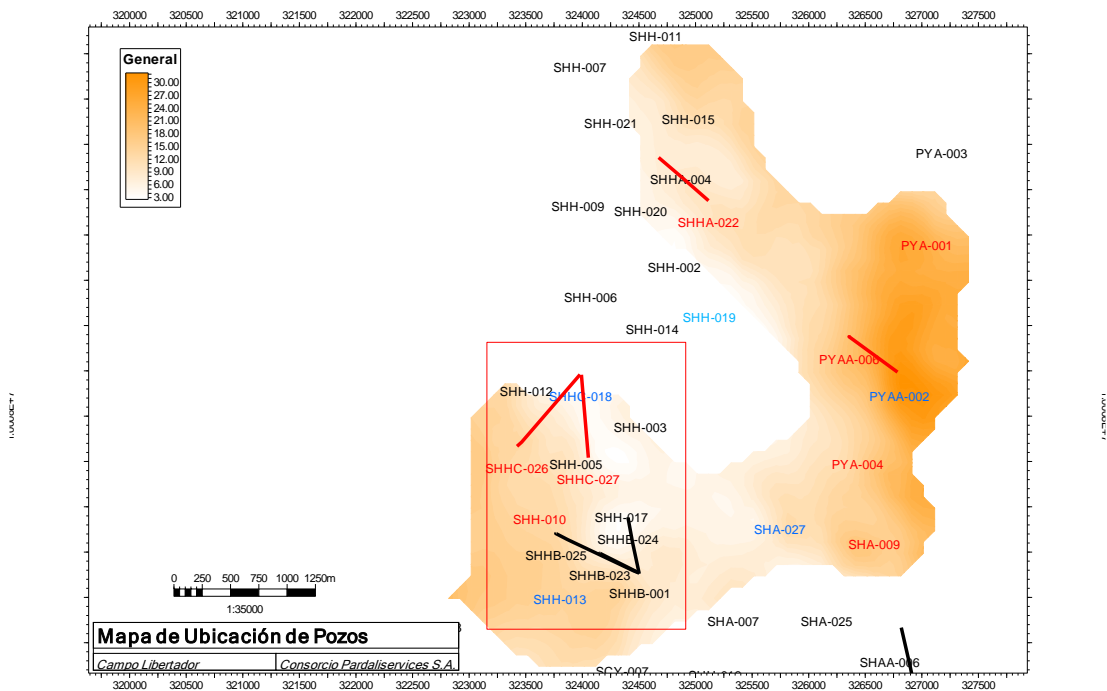


Figura 23. Área de inundación con la propuesta de conversión a inyector del SHH-013.

3.2.6.11 Reservas calculadas por producción secundaria

El estimado de reservas por recuperación secundaria, se obtuvo mediante el análisis de declinación, en este caso de tipo hiperbólico, debido a la presencia artificial de agua (Figura 24).

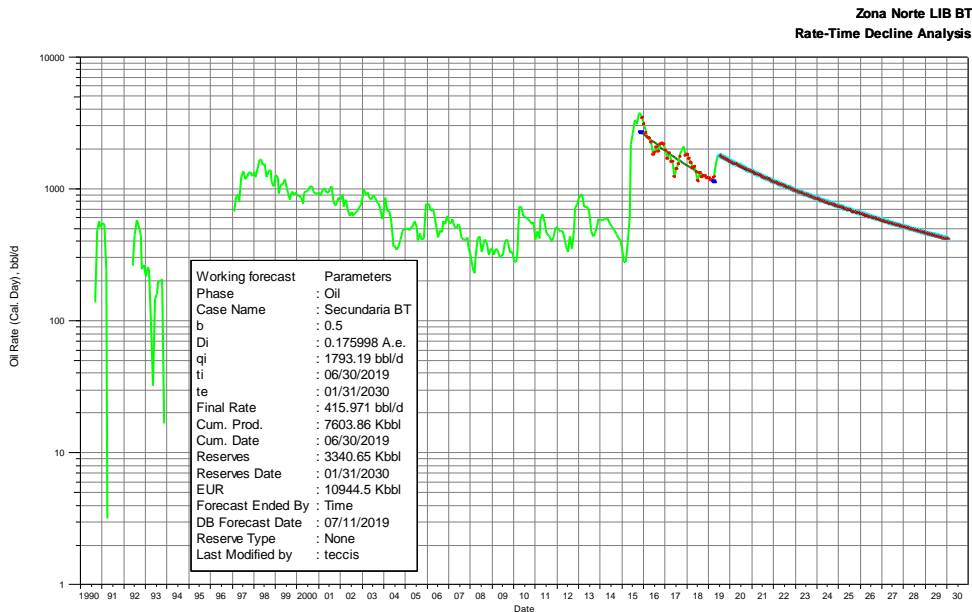


Figura 24. Cálculo de reservas por secundaria usando el método hiperbólico.

Hasta el año 2030 existe un volumen remanente de petróleo de 3.3 [MMBls], con las condiciones actuales del norte de Libertador.

3.2.6.12 Factor de recobro total del área.

Hasta junio del 2019, se han producido cerca de 7.6 [MMBls] de Basal Tena en el norte de Libertador, lo que significa que el incremental por recuperación secundaria hasta la fecha de elaboración de este documento es de 2.9 [MMBls]. A pesar de la incertidumbre que tenía el proyecto por la calidad del crudo, se ha demostrado mediante la producción, que el agua inyectada es un buen método de recuperación secundaria.

El factor de recobro hasta junio de 2019 se obtuvo mediante la siguiente fórmula:

$$FR = \frac{7.6}{36} \times 100\%$$

$$FR = 21\%$$

Hasta junio del 2019 el factor de recobro del área ha incrementado en un 8%, con respecto al calculado antes de la inyección.

Para la definición del Factor de Recobro total, se usó el análisis de EUR y el pronóstico de producción, incluyendo la recuperación secundaria, hasta el año 2030.

El valor de EUR comprende las reservas calculadas por recuperación primaria y el valor del acumulado de petróleo antes de la inyección. Por lo tanto:

$$FR_{RP} = \frac{10.9}{36} \times 100\%$$

$$FR_{RP} = 30\%$$

Como resultado, el norte de Libertador tendrá un factor de recobro del 30% hasta la finalización del Consorcio, este valor incluye el incremental por recuperación secundaria.

Sin la existencia de la inyección de agua, probablemente Basal Tena hubiera sido abandonado en el corto plazo y por ende el área de Pacayacu y varios pozos de Shushuqui. Sin duda alguna, la inyección de agua en el norte de Libertador “rejuveneció” el área.

3.3 CONVERSIÓN DEL POZO SHUSHUQUI-013 A INYECTOR DE AGUA CON FINES DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA

El plan de conversión a inyector del pozo SHH-013, conformaría una malla de tipo periférica con dos inyectores (incluye al SHHC-018 en el norte) y los pozos productores SHH-010, SHH-C027 y SHHC-026. Este último se vería influenciado únicamente por el SHHC-018, ya que el SHH-010 se interpone en su comunicación con el SHH-013 (Figura 25).

Para estimar el impacto teórico de la inyección de agua sobre el crudo pesado de Basal Tena, se construyó un modelo de simulación con parámetros PVT y petrofísicos promedio. Los datos ingresados se muestran en la Tabla 9.

Tabla 9. Datos del yacimiento Basal Tena en el norte de Libertador.

Reservorio	Temperatura (°F)	Presión inicial (PSI)	Porosidad (%)	Sat de agua connata (%)	POES (MMBIs)
BT	218	3500	21	10	11

(ARCH,2010)

3.3.1 ANÁLISIS DE RESERVAS REMANENTES EN EL ÁREA

Al tener poca incidencia de la inyección de los pozos SHA-027 y PYA-002, el sur de Shushuqui se separó del área de inyección del Este de Libertador. Como consecuencia, la nueva área de estudio tenía un POES de 11 [MBIs] (Figura 25).

El cálculo del remanente del área se obtuvo mediante la diferencia del volumen original y el acumulado de los 3 pozos involucrados en el análisis. Es importante mencionar nuevamente el gran acumulado del pozo SHH-013, que generó dudas en el factor de recobro del área. Por esta razón se realizó un balance de materiales en el simulador, para definir el petróleo en sitio que debería reflejar el acumulado del área del sur de Shushuqui.

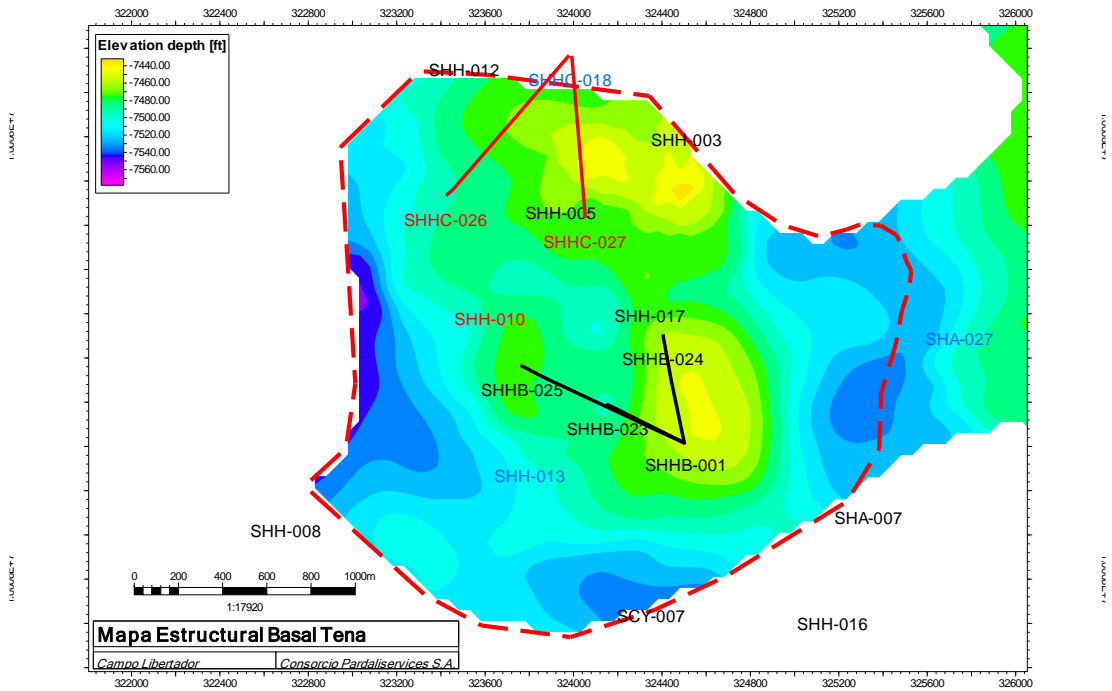


Figura 25. Malla planteada en el sur de Shushuqui con dos inyectores y tres productores.

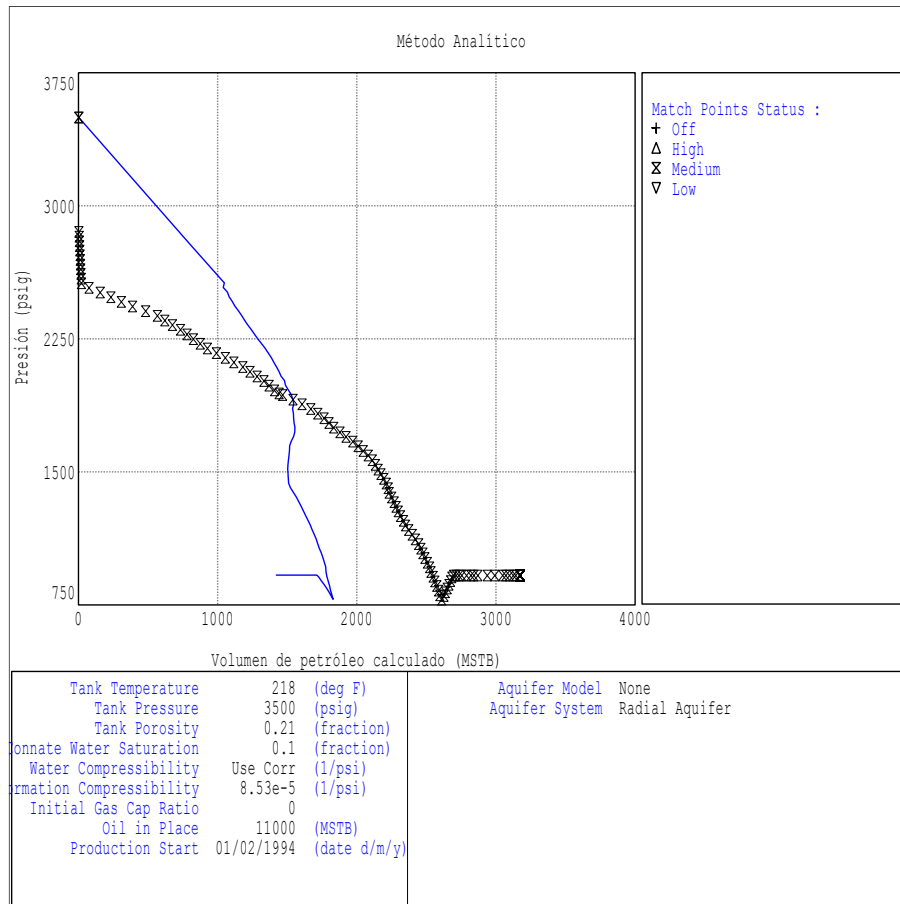


Figura 26. Modelo preliminar de balance de materiales en el área sur de Shushuqui sin ajuste de presión.

Debido a la falta de ajuste de la presión (Figura 26), se recalculó el POES original que debió tener el área afectada por la producción, en especial del SHH-013.

El POES involucrado para que el área tenga la capacidad de producir un volumen de petróleo de 3.2 [MMbbls], corresponde a 14 [MMbbls], lo que implica un factor de recobro del área de 23%. La Figura 27 muestra el ajuste de la presión con respecto al volumen de acuerdo al simulador.

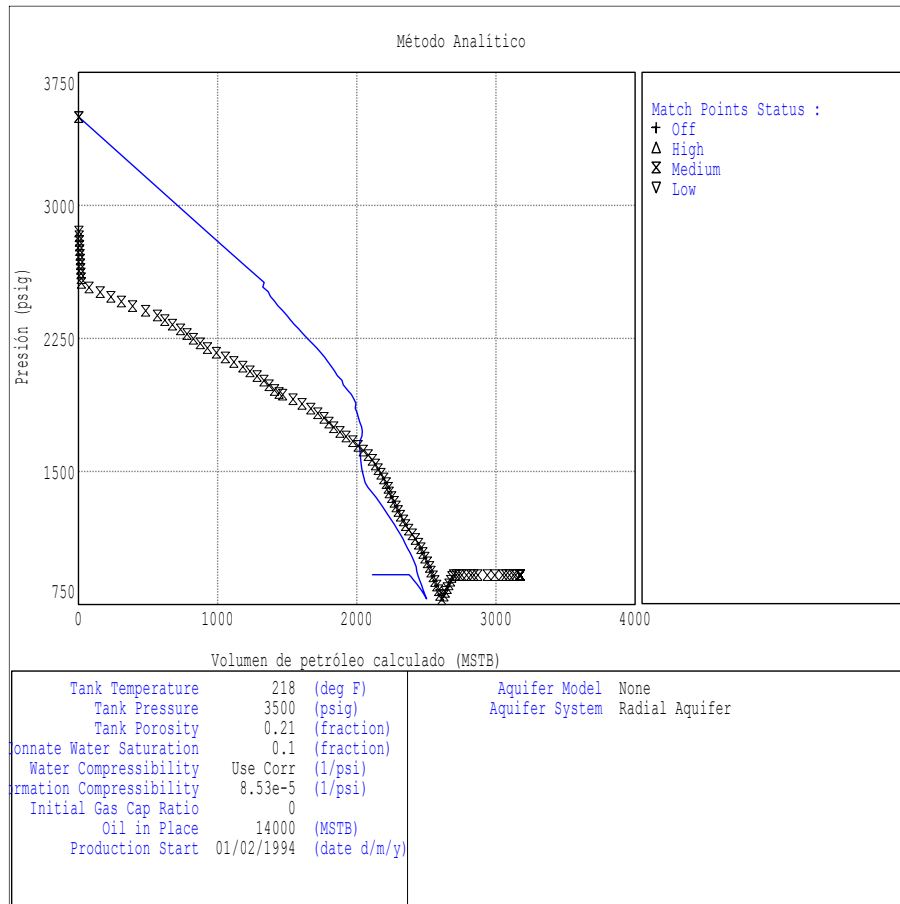


Figura 27. Modelo de balance de materiales en el área sur de Shushuqui sin ajuste de presión.

El volumen remanente de crudo en el área que involucra el SHH-013, se obtuvo mediante la diferencia entre el petróleo ajustado en el simulador y la producción de los 4 pozos involucrados hasta junio del 2019.

El valor calculado de petróleo antes de la inyección es de 10.7 [MMBls].

3.3.2 INYECCIÓN DE AGUA EN EL POZO SHUSHUQUI-013

3.3.2.1 Relación de movilidad en Basal Tena

En base a los datos de PVT del pozo SHH-015 en Basal Tena, se determinó la relación de movilidad del agua inyectada y el petróleo pesado.

Los Tabla 10 muestra los valores usados para el cálculo:

Tabla 10. Parámetros del fluido para el cálculo de la movilidad del crudo de Basal Tena en el Norte de Libertador

Permeabilidad relativa al agua (k_w)	Permeabilidad relativa al petróleo (k_o)	Viscosidad del agua (μ_w)	Viscosidad del petróleo (μ_o)
0.133	0.875	0.4	23.62

El valor obtenido de la movilidad es de 9, lo que de acuerdo a varios autores no favorece para un buen barrido de petróleo por inyección de agua.

3.3.2.2 Simulación de la inyección e incidencia en los puntos de drenaje

Para la simulación se usaron datos petrofísicos promedio del área, en un modelo de tipo isotrópico. El caudal de inyección utilizado fue una variable junto a la movilidad para evaluar el impacto del crudo pesado y el volumen de inyección.

Los parámetros del modelo se muestran en la Tabla 11.

Tabla 11. Parámetros de la simulación de la inyección usados en el modelo para SHH-013.

Caso	Relación de movilidad	FR (%)	Cum (MBIs)	Inyección (BAPD)	Ev (%)
1	3	15	2150	1000	22
2	6	14.5	2000	1000	23
3	9	14	1900	1000	24.5
4	15	13	1800	1000	20
5	3	19	2600	1500	18
6	6	18	2400	1500	19
7	9	16	2300	1500	20
8	15	15	2100	1500	17
9	3	27	3700	3000	31
10	6	25	3500	3000	33
11	9	23.6	3300	3000	35
12	15	22	3000	3000	29

Finalmente, se graficaron las curvas para un volumen de inyección determinado, con diferentes movilidades del hidrocarburo. Es evidente que el factor de recobro es más alto a relaciones de movilidades más bajas, mientras que el factor de recobro es directamente proporcional a la rata de inyección (Figura 28).

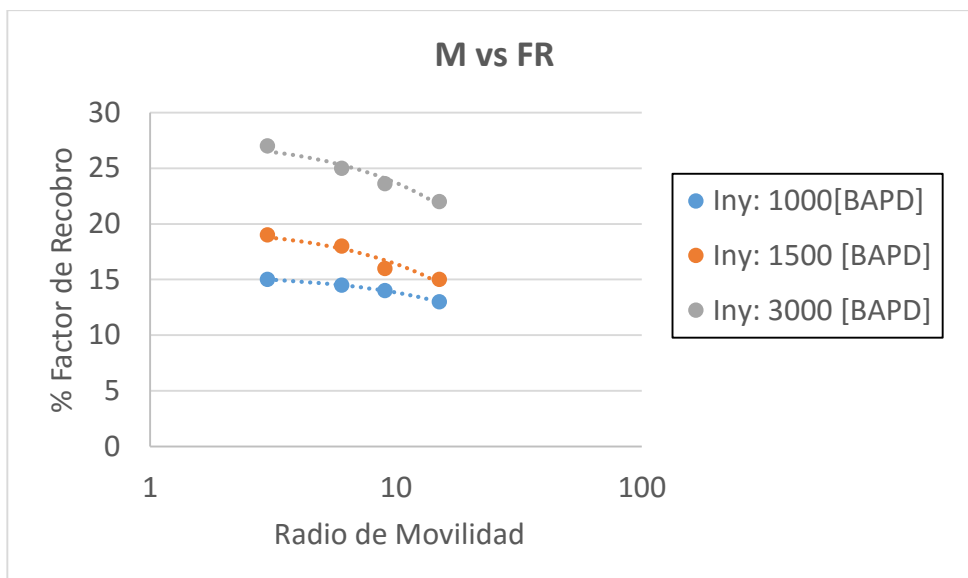


Figura 28. Radio de Movilidad vs. Factor de recobro a diferentes tasas de inyección en el modelo del SHH-013

3.4 DIFERENCIA DEL FACTOR DE RECOBRO DEL ÁREA

El factor de recobro final de 30%, difiere extensamente con el factor de recobro por recuperación primaria estimado en 13%.

El 17% obtenido por la inyección de agua, no contempla ninguna actividad adicional en el desarrollo del campo, y dependería del mantenimiento correcto y periódico de los inyectores. El inyector es vital para la vida útil de los productores, por ende es necesario que se establezca un cronograma de intervenciones, con un análisis técnico previo que permita establecer los potenciales agentes de decremento de la admisión de los reservorios: finos, crudo, formación de incrustaciones.

Es importante analizar el factor de recobro con respecto a la tasa de inyección sobre este tipo de crudos, pues el simulador muestra que ambos parámetros son directamente proporcionales, sin considerar canalizaciones del agua inyectada y como consecuencia, la existencia de zonas de hidrocarburo que pudieron ser baipaseadas (*fingering*).

3.5 PERFORACIÓN DE POZO NUEVO VS. CONVERSIÓN A INYECTOR

3.5.1 COSTO DE PERFORACIÓN DE UN POZO NUEVO

El valor de un pozo nuevo promedio de la Cuenca Oriente, perforado en la zona central, tiene un costo de 4 [MMUSD] (costo obtenido de ARCH). Este rubro incluye el equipo de levantamiento electro sumergible y facilidades en superficie.

La Tabla 12 muestra la distribución de los costos iniciales de la perforación de un pozo nuevo.

Tabla 12. Costo de perforación de un pozo nuevo a 10000 pies de profundidad

Concepto	Costo	Unidad
Facilidades de superficie	1,000	MUSD
Perforación pozo nuevo	2,500	MUSD
Completación (BES incluido)	500	MUSD
Total	4,000	MUSD

(ARCH, 2019).

3.5.2 COSTO DE PRODUCCIÓN

El costo operativo de producción incluye todos los rubros que permiten extraer un barril de petróleo hasta superficie.

Libertador es uno de los campos con mayor costo de producción de la Cuenca Oriente, debido a la gran demanda de químicos empleados para constrarrestar las características incrustantes y corrosivas de los fluidos de los reservorios. Adicionalmente, a los costos de producción se deben incluir los impuestos por Ley vigente y transporte.

La Tabla 13 muestra los costos de producción considerando lo anteriormente explicado.

Tabla 13. Costo de producción del barril de petróleo en Libertador

Concepto	Costo	Unidad
Costo de producción	10.33	USD/Bbl
Tratamiento de agua	0.14	USD/Bbl
Transporte RODA	0.68	USD/Bbl
Transporte SOTE	1.12	USD/Bbl
Ley 10	1.00	USD/Bbl
Ley 40	0.05	USD/Bbl
Costo comercialización	0.20	USD/Bbl
Ley de circunscripción	2.40	USD/Bbl
Total	15.76	USD/Bbl

(Fuente ARCH,2019)



Figura 29. Costo del WTI (western Texas Intermediate) en el último año en el mercado
(Fuente: investing.com, 2019)

3.5.3 COSTO DE CONVERSIÓN A INYECTOR

La conversión de un pozo inyector, está calculada en 3.3 [MMUSD]. De acuerdo al análisis realizado con el SHH-013 y considerando un riesgo del 50%, las reservas involucradas a la conversión del inyector son de 1.6 [MMBIs]. Dichas reservas están asociadas a un volumen de inyección de 3000 [BAPD], el cual corresponde al promedio en Basal Tena del recientemente convertido SHHC-018 (Anexo 4).

Tabla 14. Costo de conversión de la conversión a pozo inyector

Concepto	Costo	Unidad
Facilidades de superficie	1,500	MUSD
WO intervención	1,000	MUSD
Bomba de superficie	500	MUSD
Total	3,000	MUSD

(ARCH, 2019).

3.5.4 INGRESOS

Los ingresos se derivan del volumen de producción y de la venta del barril de petróleo. Para el análisis económico se utilizó el valor promedio referencial del Western Texas Intermediate (WTI). El promedio del último año del barril se observa en la Figura 29.

3.5.4.1 Perforación de un pozo productor: Flujo de caja

El detalle de los egresos de un pozo productor se muestran en la Tabla 15, donde se discretizan los costos de producción de acuerdo al perfil de producción atribuido al pozo nuevo.

El perfil de producción se obtuvo del promedio de los últimos pozos perforados por el consorcio Pardaliservices S.A. y se muestra en el Anexo 5.

Tabla 15. Flujo de caja de la perforación de un pozo productor.

Año	Costo de Producción [MUSD]	Costo de Tratamiento de agua [MUSD]	Costo de transporte RODA + SOTE [MUSD]	Ley 10 Ley 40 [MUSD]	Costo de comercialización [MUSD]	Ley Orgánica [MUSD]	Egresos [MUSD]
0							4,000.00
1	2,091.54	5.72	364.45	212.60	40.49	485.93	3,168.33
2	681.78	6.22	118.80	69.30	13.20	158.40	1,037.15
3	380.84	10.17	66.36	38.71	7.37	88.48	586.03
4	262.47	11.77	45.74	26.68	5.08	60.98	408.65
5	199.76	12.62	34.81	20.31	3.87	46.41	314.69
6	161.06	13.15	28.06	16.37	3.12	37.42	256.69
7	134.83	13.50	23.49	13.71	2.61	31.33	217.38
8	115.91	13.76	20.20	11.78	2.24	26.93	189.02
9	101.61	13.95	17.71	10.33	1.97	23.61	167.60
10	90.44	14.10	15.76	9.19	1.75	21.01	150.86
11	7.11	2.36	1.24	0.72	0.14	1.65	13.11

(ARCH, 2019).

Los ingresos relacionados a la venta del hidrocarburo, de acuerdo al perfil de producción y al precio promedio del hidrocarburo, se presentan en la Tabla 16.

Tabla 16. Ingresos por concepto de producción de un pozo nuevo.

Año	Petróleo producido	
	anual [MBIs]	Ingresos [MUSD]
0		
1	202.47	11,338.44
2	66.00	3,696.03
3	36.87	2,064.55
4	25.41	1,422.87
5	19.34	1,082.94
6	15.59	873.12
7	13.05	730.94
8	11.22	628.33
9	9.84	550.84
10	8.75	490.28

(ARCH, 2019).

La utilidad generada por el proyecto de perforación se muestra en la Tabla 17.

Tabla 17. Utilidad de un proyecto de producción de pozo nuevo.

Año	Utilidad (ingresos – egresos)
0	-4,000.00
1	8,170.11
2	2,658.87
3	1,478.52
4	1,014.22
5	768.26
6	616.44
7	513.56
8	439.32
9	383.24
10	339.42

La Figura 30 muestra que en el primer año, el flujo de caja es negativo por la inversión inicial, pero en los siguientes el proyecto se vuelve atractivo (Figura 30).



Figura 30. Diagrama de flujo de caja en función de los años para un pozo nuevo.

De acuerdo a los indicadores el proyecto es positivo, lo que implica que la perforación de un pozo es rentable (Figura 31). La perforación estima un pozo promedio donde el máximo caudal será de 1000 [BFPD], para luego declinar por falta de energía. Precisamente este es el comportamiento que exhibe un pozo nuevo en el área, sin la energía que le brinda la inyección de agua.

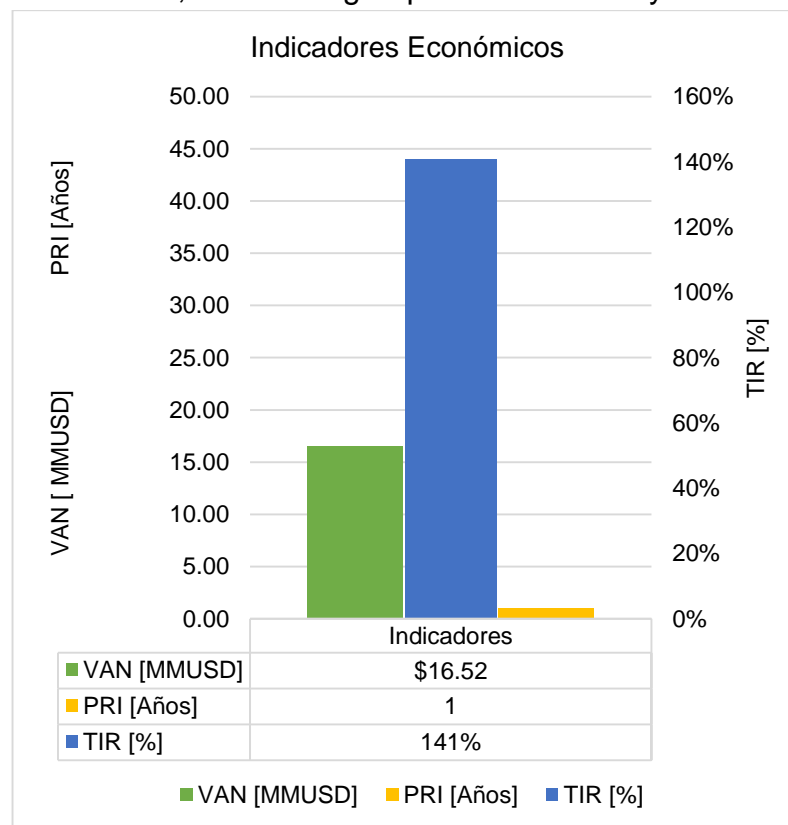


Figura 31. Indicadores económicos del pozo nuevo.

El volumen de reservas de 500 [MBIs], asume que el pozo intersecó el reservorio, ya que como se señaló anteriormente, Basal Tena tiene una distribución areal errática y existe la posibilidad de perforar una zona sin desarrollo de reservorio, por lo tanto la perforación de un pozo tiene un riesgo muy alto debido al factor estratigráfico.

3.5.4.2 Conversión de pozo a inyector: Flujo de caja

Para los pozos productores asociados en el proyecto de inyección, los egresos se muestran en la Tabla 18.

Tabla 18. Flujo de caja de la conversión del pozo SHH-013.

Año	Costo de Producción [MUSD]	Costo de Tratamiento agua [MUSD]	Costo de transporte RODA + SOTE [MUSD]	Ley 10 Ley 40 [MUSD]	Costo de comercialización [MUSD]	Ley Orgánica [MUSD]	Egresos [MUSD]
0							-3,300.00
1	4,602.38	226.15	801.96	467.81	89.11	998.00	17,764.55
2	1,500.25	278.82	261.42	152.49	29.05	325.32	5,585.66
3	838.02	290.68	146.02	85.18	16.22	181.72	2,985.14
4	577.56	295.50	100.64	58.71	11.18	125.24	1,962.16
5	439.58	298.10	76.60	44.68	8.51	95.32	1,420.20
6	354.41	299.73	61.76	36.02	6.86	76.85	1,085.66
7	296.70	300.83	51.70	30.16	5.74	64.34	858.96
8	255.05	301.63	44.44	25.92	4.94	55.31	695.35
9	223.59	302.24	38.96	22.73	4.33	48.48	571.79
10	199.01	302.71	34.68	20.23	3.85	43.15	475.21
11	15.64	25.24	2.72	1.59	0.30	3.39	35.88

Los ingresos relacionados a la venta del hidrocarburo del proyecto de inyección, se muestra en la Tabla 19. Al igual que el caso anterior, los valores del perfil de producción se encuentran en el Anexo 6.

Tabla 19. Ingresos por concepto de producción de un pozo nuevo.

Año	Petróleo producido anual [MBIs]	Ingresos [MUSD]
0		
1	445.54	24,949.97
2	145.23	8,133.02
3	81.12	4,542.99
4	55.91	3,130.99
5	42.55	2,382.99
6	34.31	1,921.29
7	28.72	1,608.42
8	24.69	1,382.64
9	21.64	1,212.12
10	19.27	1,078.84

La utilidad generada por el proyecto de perforación se muestra en la Tabla 20.

Tabla 20. Utilidad de un proyecto de producción de pozo nuevo.

Año	Utilidad (ingresos – egresos)
0	-3,300.00
1	17,764.55
2	5,585.66
3	2,985.14
4	1,962.16
5	1,420.20
6	1,085.66
7	858.96
8	695.35
9	571.79
10	475.21
11	35.88

La Figura 32 muestra que en el primer año el flujo de caja es negativo por la inversión de la conversión, sin embargo a partir del segundo año el proyecto es semamente atractivo por el volumen de producción.

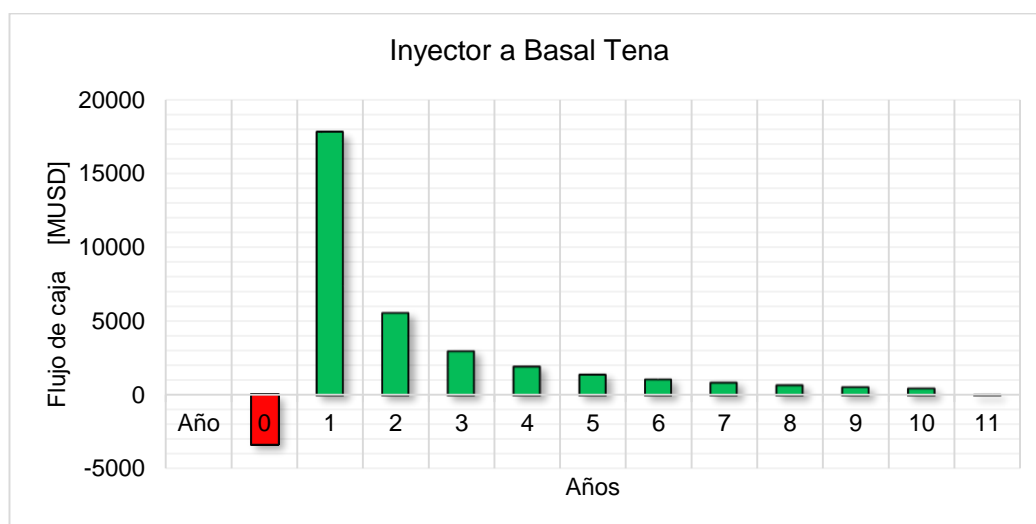


Figura 32. Diagrama de flujo de caja en función de los años para los pozos productores asociados a la conversión a inyector

Al igual que en la perforación, el proyecto de conversión a inyector es positivo bajo toda óptica. Los indicadores muestran un proyecto mucho más atractivo que el de la perforación (Figura 33).

Si bien se usó un factor de riesgo en las reservas calculadas en el modelo, el proyecto de conversión usa los pozos perforados para la conformación de las mallas, con lo cual el riesgo de tipo geológico es mucho menor que el estratigráfico.

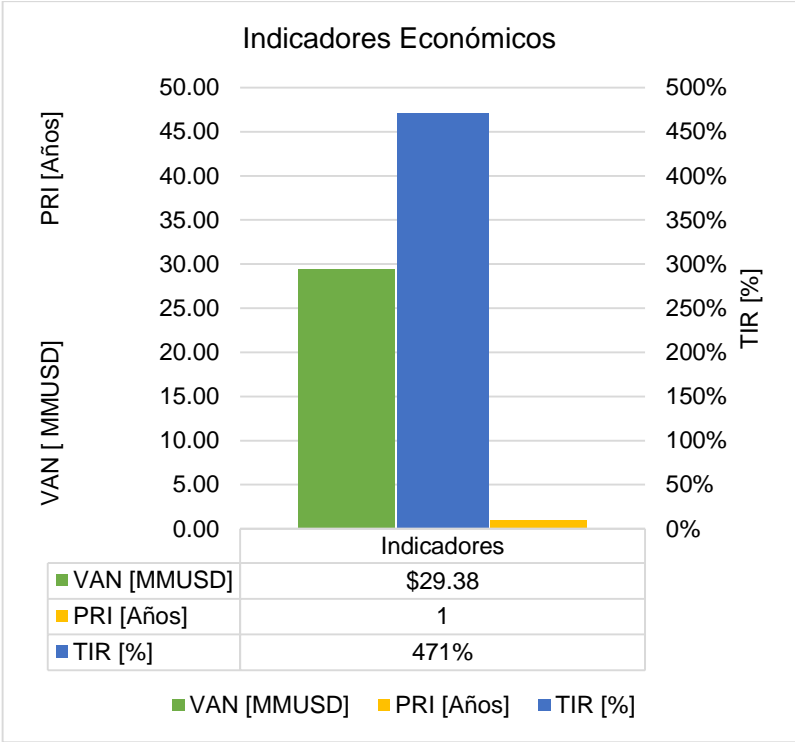


Figura 33. Indicadores económicos del proyecto de conversión a inyector.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Tras 4 años de inyección de agua en el reservorio Basal Tena, se ha producido un incremental de petróleo pesado de aproximadamente 2.8 [MMBIs].
- El POES del área de inundación del proyecto de inyección se calculó en 36 [MMBIs].
- El factor de recobro por concepto de recuperación secundaria hasta el presente es aproximadamente del 8%.
- El factor de recobro por concepto de recuperación secundaria calculado a finales del contrato del Consorcio Pardaliseservices es de 17%.
- El factor de recobro por concepto de recuperación primaria calculado a finales del contrato del Consorcio Pardaliseservices es de 13%, lo que implica que si no hubiera secundaria el campo probablemente no hubiera recuperado más petróleo que el obtenido hasta antes de la inyección de agua.
- El factor de recobro total del área a finales de contrato es de 30%. Este valor no incluye ninguna actividad adicional.
- El potencial remanente de petróleo del reservorio Basal Tena es de 3.3 [MMBIs] hasta finales de contrato.
- La implementación de un inyector adicional, implica un incremental de 1.6 [MMBIs] en el sur del área de inundación.
- La relación de Movilidad de 9 aún sigue siendo favorable para la inyección de agua, a pesar de que teóricamente no sería favorable para la inyección de agua debido a la calidad del hidrocarburo.
- El análisis técnico - económico muestra que los proyectos de perforación e inyección en el norte de Libertador, son rentables económicamente, no obstante las condiciones que ofrecen los proyectos de inyección son mejores que las de perforación.
- El desarrollo del campo maduro Libertador, está enfocado en la conformación de mallas de recuperación secundaria sobre la perforación de pozos productores.
- Se calcularon aproximadamente 70 [MMBIs] de petróleo original en sitio en el yacimiento Basal Tena, por lo que existen un potencial remanente importante en el norte de Libertador o área de estudio.

- La inyección de agua rejuveneció el norte de Libertador, en áreas que probablemente pudieron cerrarse, gracias al cambio de estrategia de desarrollo.
- Es importante investigar acerca de alguna herramienta geofísica que permita definir la distribución espacial del reservorio Basal Tena, y así disminuir el riesgo de la perforación para este reservorio.
- A pesar del éxito de la inyección de agua, es recomendable indagar en algún otro proyecto para incrementar el factor de recobro en el campo Libertador, pues el factor de recobro podría incrementarse mediante otro tipo de técnica adicional.
- Basal Tena a pesar de su comportamiento declinatorio, muestra cierta influencia de un acuífero débil, por lo que es importante investigar al respecto y descartar que se relacione a algún flujo cruzado de otros yacimientos.
- La mayoría de los pozos de Shushuqui, poseen sistema de levantamiento hidráulico, por lo que debería considerar la realización de ensayos periódicos de presión o en su defecto buscar una alternativa de obtener datos de la explotación del reservorio en el fondo.
- Debido a la incertidumbre de pozos con instalaciones de fondo como el SHH-013 y el SHH-010, se sugiere realizar intervenciones periódicas sin torre para comprobar el estado de las camisas de los niveles reservorios.
- Los reglamentos ambientales interfieren en demasía con los aspectos técnicos de la inyección de agua, es primordial realizar una revisión de la legislación ambiental vigente, para que definir el alcance que tiene el ente de control ambiental en las operaciones hidrocarburíferas.
- Los permisos solicitados por parte del Ministerio del Ambiente del Ecuador (MAE) para la conversión de pozos a inyectores, exigen justificaciones técnicas fuera de ámbito, por lo que se sugiere revisar el alcance de los formatos para establecer sus alcances.
- Se recomienda usar geoquímica de superficie para realizar mapas de anomalías y obtener un patrón que permita tener un mejor entendimiento de la depositación de Basal Tena.
- Los inyectores requieren de un mantenimiento periódico que impida que la declinación de la admisión sea muy pronunciada, por lo que es mandatorio generar un esquema periódico de intervención.
- Las mallas de secundaria deben ser optimizadas con maniobras que incluyen cambios de zona e inclusive cierres de pozos, por ende es

necesario tener un modelo de simulación con un buen ajuste a historia que permita mantener un buen control de la producción.

- El agua de inyección puede servir como un excelente trazador para definir la mejor estrategia de desarrollo de la malla de inyección, pero no se descarta el uso de trazadores que puedan cumplir con este mismo fin.
- El recurso de petróleo extra pesado en el sur de Libertador, constituye un tema de estudio adicional. Su evaluación, así como su explotación constituyen un tema de investigación.
- Se recomienda realizar un estudio de screening de IOR con el fin de aumentar aún más el factor de recobro de Basal Tena.

BIBLIOGRAFÍA

BIBLIOGRAFÍA

- Alvarez, J., Sawatzky, R. P., & Moreno, R. (2014). Heavy-Oil Waterflooding: Back to the Future. *SPE Heavy and Extra Heavy Oil Conference: Latin America*. <https://doi.org/10.2118/171090-MS>
- Amyx, J. W., Bass, D. M. (Daniel M.), & Whiting, R. L. (1960). *Petroleum reservoir engineering*. Recuperado de http://93.174.95.29/_ads/1F5E077FBEC29AA9D573508B4A6B14AA
- Buckley, S. E., & Leverett, M. C. (1942). Mechanism of Fluid Displacement in Sands. *Transactions of the AIME*, 146(01), 107–116. <https://doi.org/10.2118/942107-G>
- Chopra, S., Lines, L. R., Schmitt, D. R., & Batzle, M. L. (2010). *Heavy Oils: Reservoir Characterization and Production Monitoring*. <https://doi.org/10.1190/1.9781560802235>
- Cobb, W. M., & Smith, J. T. (2012). *WATERFLOODING*. Recuperado de <http://docshare02.docshare.tips/files/29510/295108553.pdf>
- Forth, R., Slevinsky, B., Lee, D., & Fedenczuk, L. (1997). Application of Statistical Analysis to Optimize Reservoir Performance. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 36(09). <https://doi.org/10.2118/97-09-04>
- Gupta, V. P., Al-Saadi, F. S., & Al-Belushi, A. H. (2009). Active WF (Pattern) Management Through Modern Online Production Data Base Systems Using Classical Techniques : A Case Study On Heavy Oil Fields In South Oman. *International Petroleum Technology Conference*. <https://doi.org/10.2523/IPTC-13569-MS>
- Hanafy, H. H., & Mansy, A. M. (1999). Waterflooding of A Heavy Oil Marginal Reservoir. *Middle East Oil Show and Conference*. <https://doi.org/10.2118/53133-MS>
- MAE. (2015). *REGLAMENTO AMBIENTAL DE ACTIVIDADES HIDROCARBURIFERAS*. Recuperado de www.lexis.com.ec
- Mai, A., & Kantzas, A. (2010). Mechanisms of Heavy Oil Recovery by Low Rate Waterflooding. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 49(03), 44–50. <https://doi.org/10.2118/134247-PA>
- Sapag Chain, N., & Sapag Chain, R. (1989). *Preparación y evaluación de*

proyectos. Recuperado de

http://93.174.95.29/_ads/7431D7ECE116BF0FB764B8E3A2835AA3

Satter, A., & Iqbal, G. M. (2016). *Reservoir engineering : the fundamentals, simulation, and management of conventional and unconventional recoveries* (Elsevier, Ed.). Recuperado de

Recuperado de

http://93.174.95.29/_ads/D97F5E11CC374DFFE3DC4216B5BF1F59

Thakur, G. C., & Satter, A. (1998). *Integrated waterflood asset management*.

Recuperado de

<https://libgen.is/book/index.php?md5=F5C088F025935EAC6134E56C806AA0AB>

Willhite, G. P., & Society of Petroleum Engineers of AIME. (1986).

Waterflooding. Recuperado de

http://93.174.95.29/_ads/8E4B28EDED0B7A709560F60F86C2DD1D

Willhite, P. G. (1986). *G. Paul Willhite - Waterflooding (Spe Textbook Series) (1986, Society of Petroleum).pdf* (p. 324). p. 324. Texas.

ANEXOS

ANEXO 1

POZOS UTILIZADOS EN EL ANÁLISIS VOLUMÉTRICO

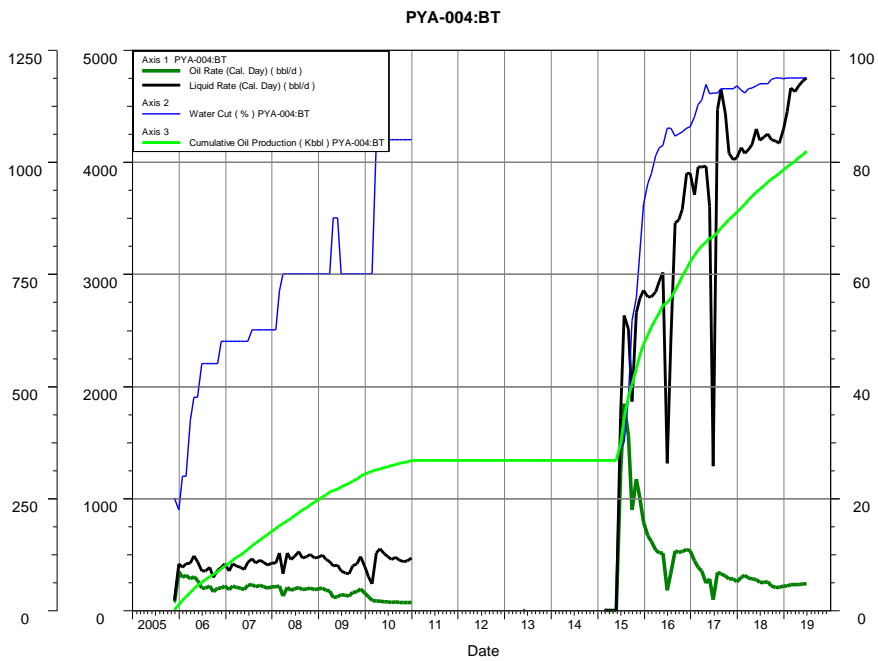
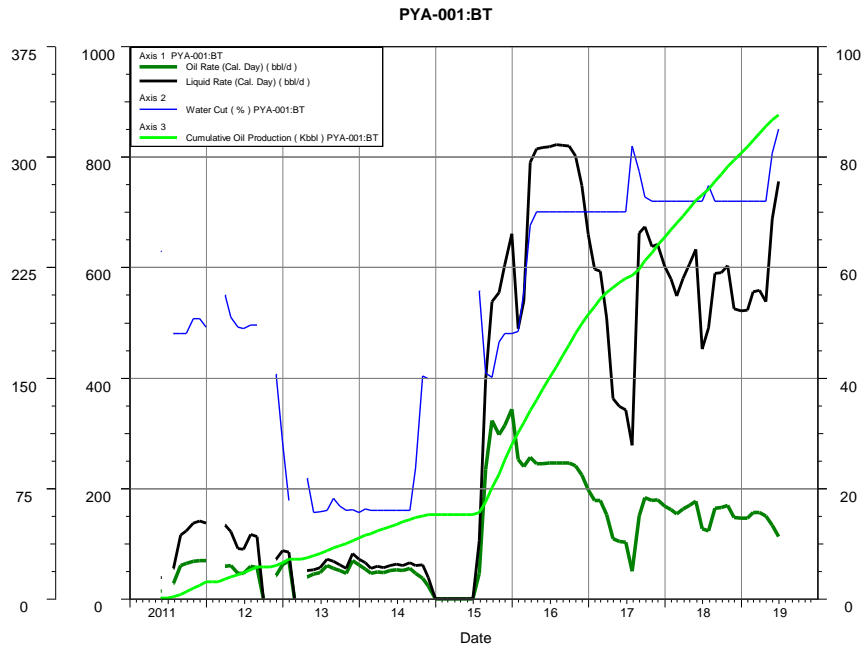
Nombre del pozo	Nombre corto	Tipo según trayectoria
Shushuqui-B001	SHHB-001	Vertical
Shushuqui-002	SHH-002	Vertical
Shushuqui-003	SHH-003	Vertical
Shushuqui-A004	SHHA-004	Vertical
Shushuqui-005B	SHH-005B	Vertical
Shushuqui-006	SHH-006	Vertical
Shushuqui-007	SHH-007	Vertical
Shushuqui-008	SHH-008	Vertical
Shushuqui-009	SHH-009	Vertical
Shushuqui-010	SHH-010	Vertical
Shushuqui-011	SHH-011	Vertical
Shushuqui-012	SHH-012	Vertical
Shushuqui-013	SHH-013	Desviado
Shushuqui-014	SHH-014	Vertical
Shushuqui-015	SHH-015	Vertical
Shushuqui-016	SHH-016	Vertical
Shushuqui-017	SHH-017	Vertical
Shushuqui-018	SHH-018	Vertical
Shushuqui-019	SHH-019	Vertical
Shushuqui-020	SHH-020	Vertical
Shushuqui-021	SHH-021	Vertical
Shushuqui-A022	SHHA-022	Desviado
Shushuqui-023	SHHB-023	Desviado
Shushuqui-024	SHHB-024	Desviado
Shushuqui-025	SHHB-025	Desviado
Shushuqui-C026	SHHC-026	Desviado
Shushuqui-C027	SHHC-027	Desviado
Pacayacu-001	PYA-001	Vertical
Pacayacu-A002	PYAA-002	Vertical
Pacayacu-003	PYA-003	Vertical
Pacayacu-004	PYA-004	Vertical
Pacayacu-B005	PYAB-005	Vertical
Pacayacu-A006	PYAA-002	Desviado
Pacayacu-B009	PYAB-009	Desviado
Shuara-001	SHA-001	Vertical
Shuara-0011	SHA-0011	Vertical
Shuara-002	SHA-002	Vertical
Shuara-003	SHA-003	Vertical
Shuara-004	SHA-004	Vertical
Shuara-005	SHA-005	Vertical
Shuara-A006	SHAA-006	Vertical
Shuara-007	SHA-007	Vertical
Shuara-008	SHA-008	Vertical
Shuara-009	SHA-009	Vertical
Shuara-B010	SHAB-010	Vertical
Shuara-011	SHA-011	Vertical
Shuara-012	SHA-012	Vertical
Shuara-C013	SHAC-013	Vertical
Shuara-014	SHA-014B	Desviado
Shuara-015	SHA-015	Vertical
Shuara-016	SHA-016	Vertical
Shuara-017	SHA-017	Vertical
Shuara-018	SHA-018	Vertical

Shuara-019	SHA-019	Vertical
Shuara-020	SHA-020	Vertical
Shuara-021	SHA-021	Vertical
Shuara-022	SHA-022	Vertical
Shuara-023	SHA-023	Vertical
Shuara-025	SHA-025	Vertical
Shuara-026	SHA-026	Vertical
Shuara-027	SHA-027	Vertical
Shuara-B033	SHAB-033	Desviado
Shuara-034	SHAA-034	Desviado
Shuara-C036	SHAC-36	Desviado
Shuara-D037	SHAD-037	Desviado
Shuara-D038ST	SHAD-038ST	Desviado
Secoya-001	SCY-001	Vertical
Secoya-0011	SCY-0011	Vertical
Secoya-D002	SCYD-002	Vertical
Secoya-A003	SCYA-003	Vertical
Secoya-004	SCYA-004	Vertical
Secoya-005	SCY-005	Vertical
Secoya-B006	SCYB-006	Vertical
Secoya-007	SCY-007	Vertical
Secoya-008	SCY-008	Vertical
Secoya-009	SCY-009	Vertical
Secoya-010	SCY-010	Vertical
Secoya-011	SCY-011	Vertical
Secoya-012	SCY-012	Vertical
Secoya-013	SCY-013	Vertical
Secoya-014	SCY-014	Vertical
Secoya-015	SCY-015	Vertical
Secoya-016	SCY-016	Vertical
Secoya-017	SCY-017	Vertical
Secoya-018	SCY-018	Vertical
Secoya-019	SCY-019	Vertical
Secoya-020	SCY-020	Vertical
Secoya-020R1	SCY-020R1	Desviado
Secoya-021	SCY-021	Vertical
Secoya-022	SCY-022	Vertical
Secoya-023	SCY-023	Vertical
Secoya-024	SCY-024	Vertical
Secoya-025	SCY-025	Vertical
Secoya-026	SCY-026	Vertical
Secoya-027	SCY-027	Vertical
Secoya-C028	SCYC-028	Vertical
Secoya-029	SCYC-029	Vertical
Secoya-030	SCYC-030	Vertical
Secoya-031	SCYC-031	Vertical
Secoya-032	SCYC-032	Vertical
Secoya-033	SCYC-033	Vertical
Secoya-033B	SCYC-033B	Vertical
Secoya-034	SCYC-034	Vertical
Secoya-035	SCYC-035	Vertical
Secoya-036R	SCYC-036R	Desviado
Secoya-A037	SCYA-037	Desviado
Secoya-A038	SCYA-038	Desviado
Secoya-B039	SCYB-039	Desviado
Secoya-B040	SCYB-040	Desviado
Secoya-A042	SCYA-042	Desviado
Secoya-C043	SCYC-043	Desviado
Secoya-A044	SCYA-044	Desviado
Secoya-B045	SCYB-045	Desviado

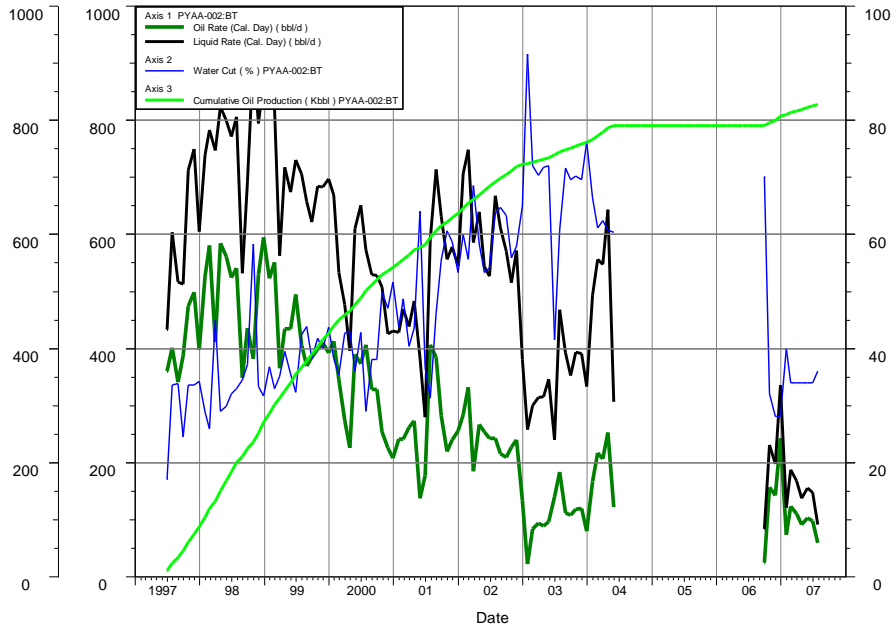
Secoya-D046	SCYD-046	Desviado
Secoya-A047	SCYA-047	Desviado
Secoya-D048	SCYD-048	Desviado
Secoya-C049	SCYC-049	Desviado
Secoya-B050	SCYB-050	Desviado
Secoya Oeste-A001	SCOA-001	Desviado
Pichincha-0011	PCH-0011	Vertical
Pichincha-001	PCH-001	Vertical
Pichincha-A010	PCHA-010	Vertical
Pichincha-011	PCH-011	Vertical
Pichincha-012	PCH-012	Vertical
Pichincha-A013	PCHA-013	Desviado
Pichincha-B014	PCHB-014	Desviado
Pichincha-002	PCH-002	Vertical
Pichincha-003	PCH-003	Vertical
Pichincha-005	PCH-005	Vertical
Pichincha-006	PCH-006	Vertical
Pichincha-007	PCH-007	Vertical
Pichincha-B008	PCHB-008	Vertical
Pichincha-009	PCH-009	Vertical
Atacapi-B11B	ATCB-011B	Desviado

ANEXO 2

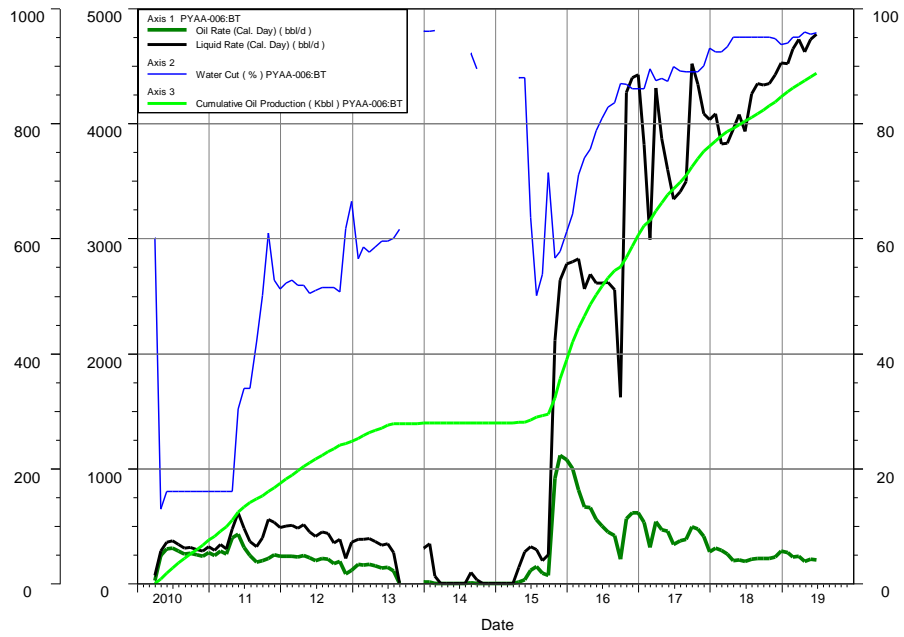
HISTORIALES DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS PRODUCTORES DE BASAL TENA EN EL NORTE DE LIBERTADOR



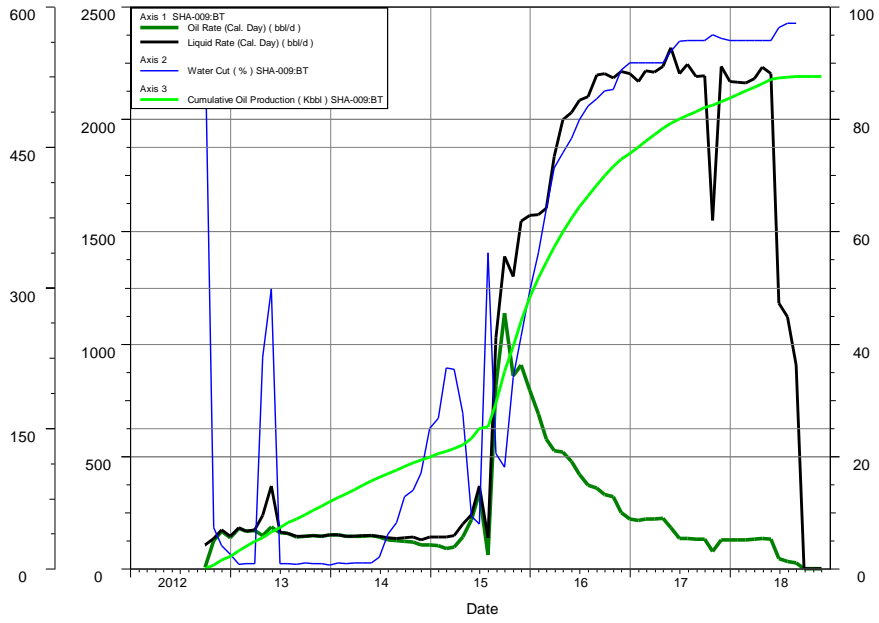
PYAA-002:BT



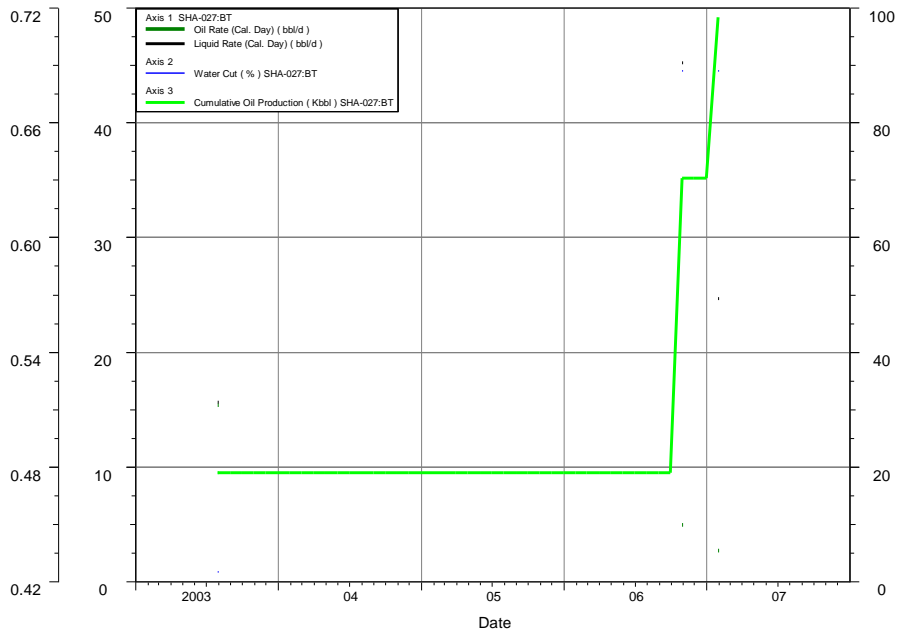
PYAA-006:BT



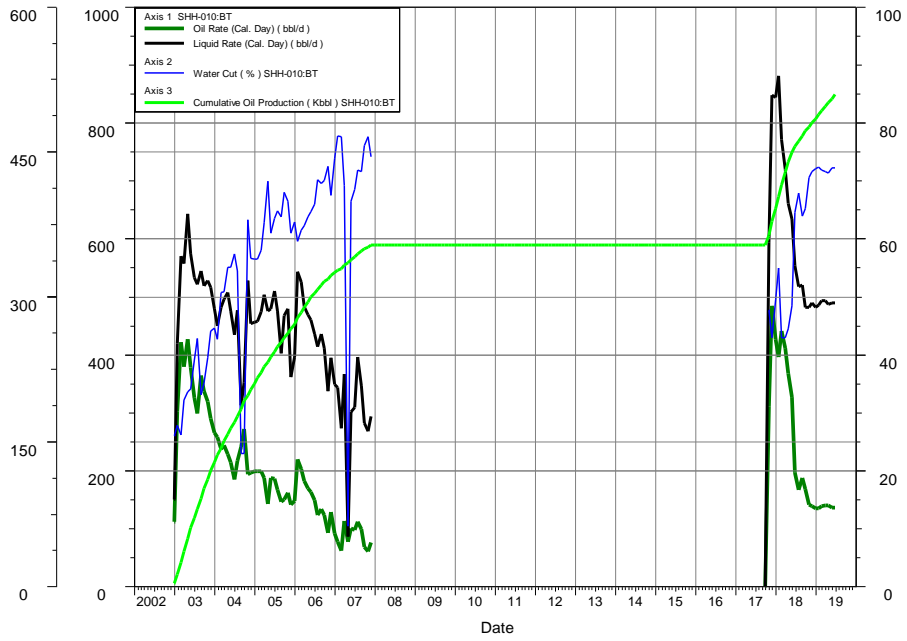
SHA-009:BT



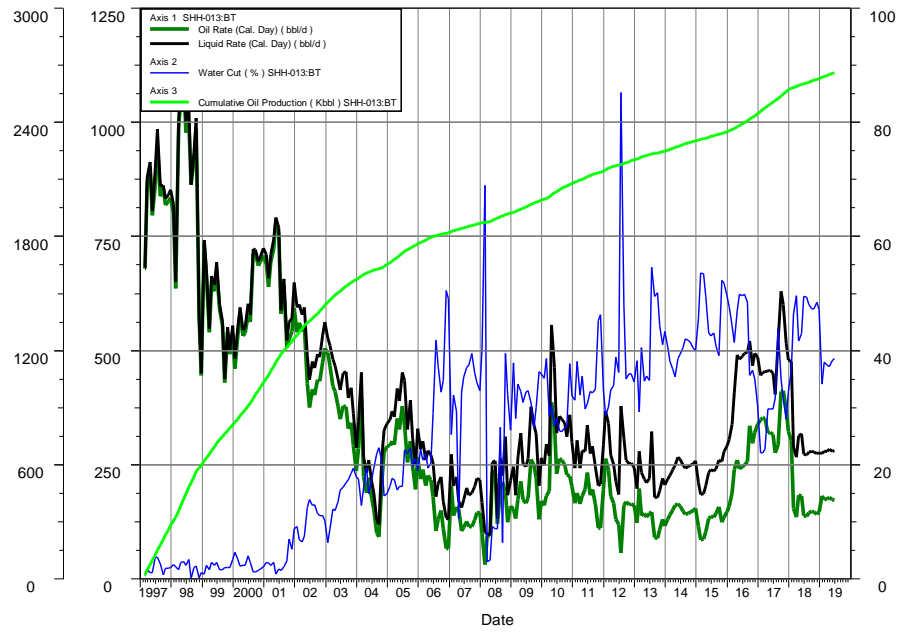
SHA-027:BT



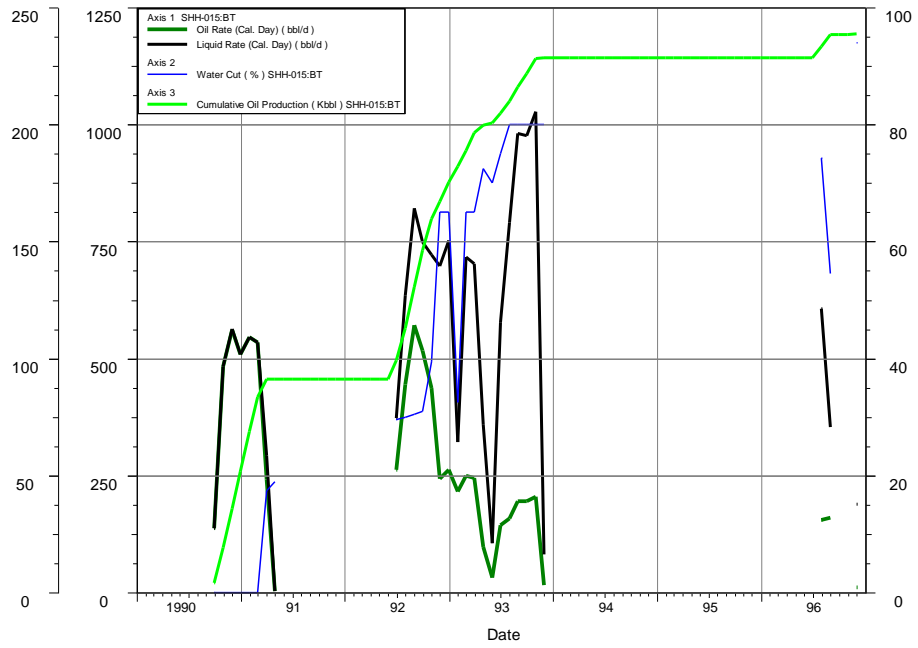
SHH-010:BT



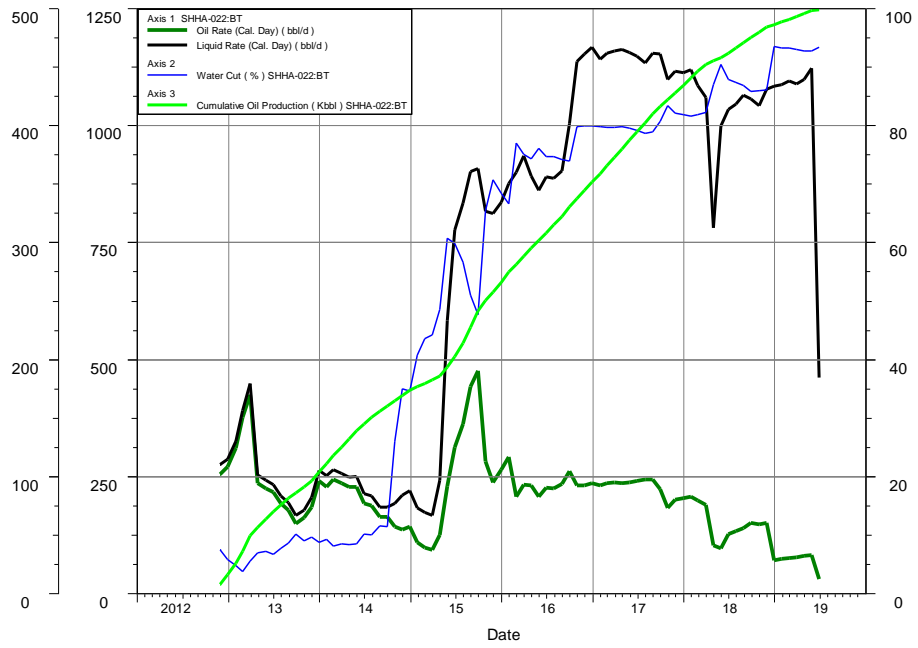
SHH-013:BT



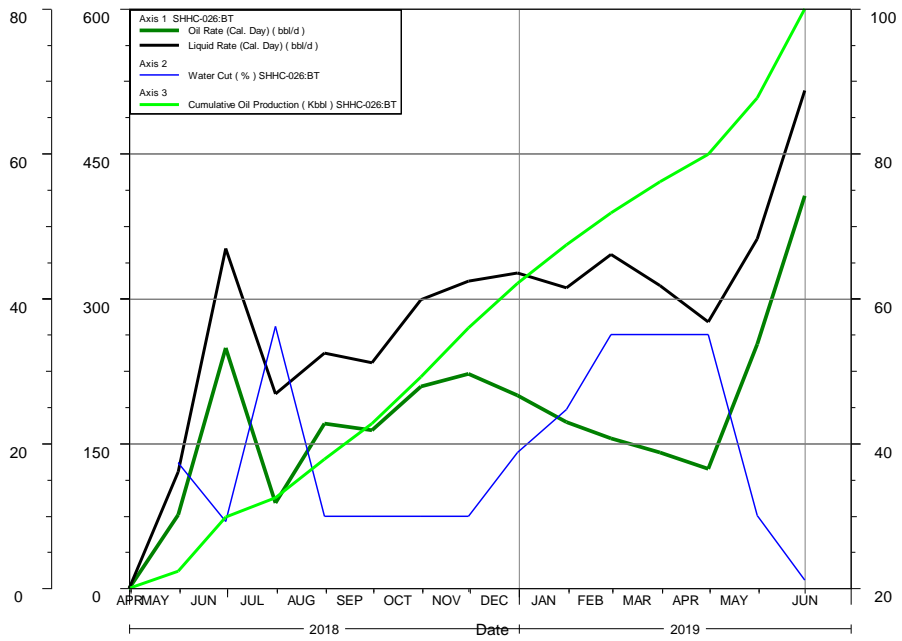
SHH-015:BT



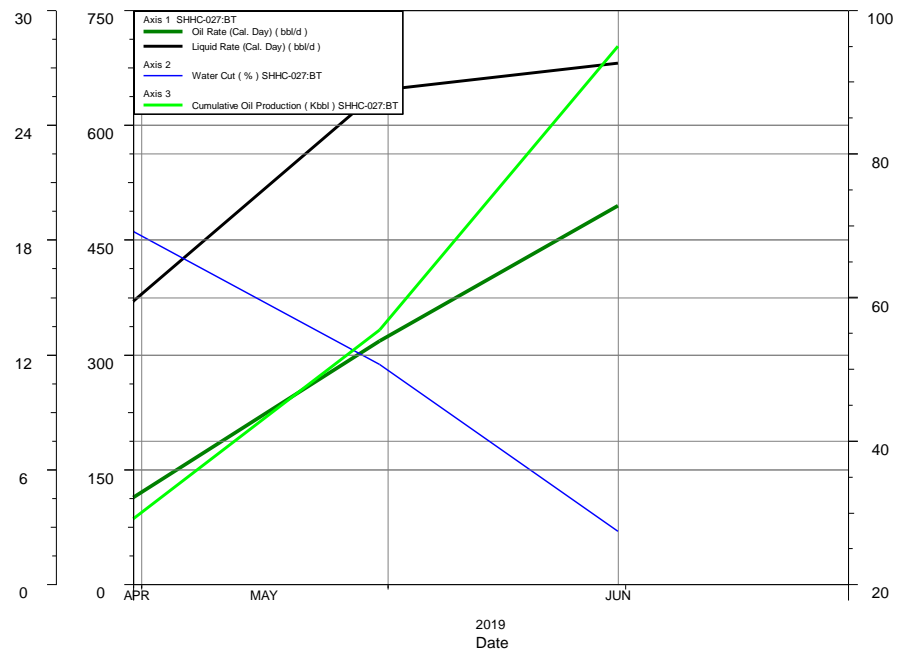
SHHA-022:BT



SHHC-026:BT



SHHC-027:BT



ANEXO 3

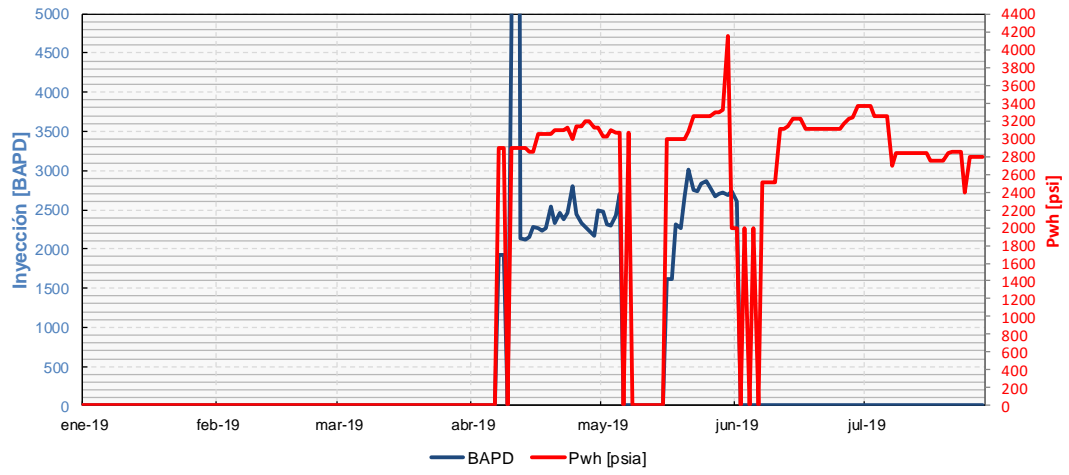
HISTORIALES DE PRESIONES DE LOS POZOS PRODUCTORES DE BASAL TENA EN EL NORTE DE LIBERTADOR

Pozo	Año	Presión de reservorio (PSI)	Tipo de Recuperación
Shushuqui-015	1990	3500	Primaria
Pacayacu-A002	1991	3321	Primaria
Shushuqui-013	1991	2866	Primaria
Shushuqui-015	1992	3009	Primaria
Pacayacu-A002	1994	2767	Primaria
Shushuqui-005	2001	1275	Primaria
Pacayacu-004	2005	1300	Primaria
Pacayacu-A002	2006	1117	Primaria
Pacayacu-004	2010	880	Primaria
Pacayacu-A006	2010	882	Primaria
Shushuqui-013	2013	662	Primaria
Pacayacu-A006	2014	728	Primaria
Shushuqui-013	2014	781	Primaria

ANEXO 4

INYECCIÓN EN EL POZO SHHC-018

SHH-18 BT



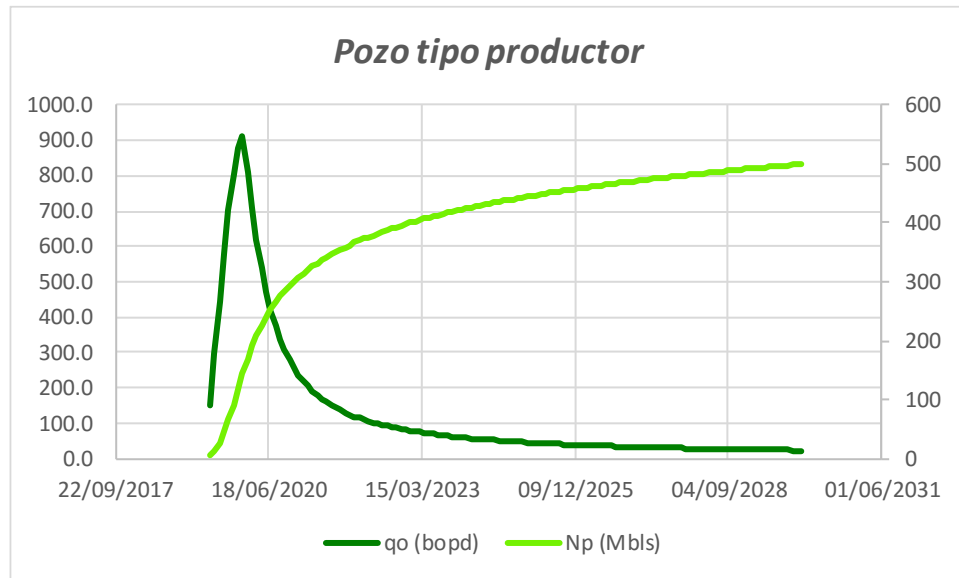
ANEXO 5

PERFIL DE PRODUCCIÓN DEL POZO NUEVO PRODUCTOR DE BASAL TENA

Mes	Caudal de petróleo	Caudal de fluido	Wc
1	150.1	165.1	9%
2	298.5	331.4	10%
3	442.6	495.7	11%
4	578.6	653.8	12%
5	701.5	799.7	12%
6	804.1	924.7	13%
7	877.8	1018.2	14%
8	914.2	1069.6	15%
9	808.5	954.1	15%
10	707.7	842.1	16%
11	617.4	740.8	17%
12	539.7	653.1	17%
13	474.5	578.9	18%
14	420.2	516.9	19%
15	375.0	465.1	19%
16	337.3	421.6	20%
17	305.6	385.0	21%
18	278.7	353.9	21%
19	255.7	327.3	22%
20	235.9	304.3	22%
21	218.7	300.0	27%
22	203.7	300.0	32%
23	190.5	300.0	37%
24	178.8	300.0	40%
25	168.3	300.0	44%
26	159.0	300.0	47%
27	150.6	300.0	50%
28	143.0	300.0	52%
29	136.1	300.0	55%
30	129.8	300.0	57%
31	124.0	300.0	59%
32	118.7	300.0	60%
33	113.8	300.0	62%
34	109.3	300.0	64%
35	105.2	300.0	65%
36	101.3	300.0	66%
37	97.7	300.0	67%
38	94.3	300.0	69%
39	91.2	300.0	70%
40	88.2	300.0	71%
41	85.4	300.0	72%
42	82.8	300.0	72%
43	80.4	300.0	73%
44	78.1	300.0	74%
45	75.9	300.0	75%
46	73.8	300.0	75%
47	71.8	300.0	76%

48	70.0	300.0	77%
49	68.2	300.0	77%
50	66.5	300.0	78%
51	64.9	300.0	78%
52	63.4	300.0	79%
53	61.9	300.0	79%
54	60.5	300.0	80%
55	59.2	300.0	80%
56	57.9	300.0	81%
57	56.7	300.0	81%
58	55.5	300.0	82%
59	54.4	300.0	82%
60	53.3	300.0	82%
61	52.2	300.0	83%
62	51.2	300.0	83%
63	50.2	300.0	83%
64	49.3	300.0	84%
65	48.4	300.0	84%
66	47.6	300.0	84%
67	46.7	300.0	84%
68	45.9	300.0	85%
69	45.1	300.0	85%
70	44.4	300.0	85%
71	43.6	300.0	85%
72	42.9	300.0	86%
73	42.2	300.0	86%
74	41.6	300.0	86%
75	40.9	300.0	86%
76	40.3	300.0	87%
77	39.7	300.0	87%
78	39.1	300.0	87%
79	38.6	300.0	87%
80	38.0	300.0	87%
81	37.5	300.0	88%
82	36.9	300.0	88%
83	36.4	300.0	88%
84	35.9	300.0	88%
85	35.4	300.0	88%
86	35.0	300.0	88%
87	34.5	300.0	88%
88	34.1	300.0	89%
89	33.6	300.0	89%
90	33.2	300.0	89%
91	32.8	300.0	89%
92	32.4	300.0	89%
93	32.0	300.0	89%
94	31.6	300.0	89%
95	31.2	300.0	90%
96	30.9	300.0	90%
97	30.5	300.0	90%
98	30.2	300.0	90%
99	29.8	300.0	90%
100	29.5	300.0	90%
101	29.2	300.0	90%
102	28.8	300.0	90%
103	28.5	300.0	90%
104	28.2	300.0	91%

105	27.9	300.0	91%
106	27.6	300.0	91%
107	27.3	300.0	91%
108	27.1	300.0	91%
109	26.8	300.0	91%
110	26.5	300.0	91%
111	26.2	300.0	91%
112	26.0	300.0	91%
113	25.7	300.0	91%
114	25.5	300.0	92%
115	25.2	300.0	92%
116	25.0	300.0	92%
117	24.8	300.0	92%
118	24.5	300.0	92%
119	24.3	300.0	92%
120	24.1	300.0	92%
121	23.9	300.0	92%
122	23.6	300.0	92%
123	23.4	300.0	92%
124	23.2	300.0	92%
125	23.0	300.0	92%
126	22.8	300.0	92%
127	22.6	300.0	92%
128	22.4	300.0	93%



ANEXO 6

PERFIL DE PRODUCCIÓN VINCULADO AL INYECTOR

SHH-013 EN BASAL TENA

Mes	Caudal de petróleo	Caudal de fluido	Wc
1	480.3	480.3	0%
2	955.4	1050.9	9%
3	1416.5	1572.3	10%
4	1851.8	2074.1	11%
5	2245.0	2536.9	12%
6	2573.5	2933.8	12%
7	2809.3	3230.7	13%
8	2925.9	3394.1	14%
9	2587.7	3027.6	15%
10	2264.9	3000.0	25%
11	1975.8	3000.0	34%
12	1727.4	3000.0	42%
13	1518.7	3000.0	49%
14	1344.9	3000.0	55%
15	1200.3	3000.0	60%
16	1079.5	3000.0	64%
17	977.9	3000.0	67%
18	891.8	3000.0	70%
19	818.3	3000.0	73%
20	754.9	3000.0	75%
21	700.0	3000.0	77%
22	651.9	3000.0	78%
23	609.6	3000.0	80%
24	572.1	3000.0	81%
25	538.7	3000.0	82%
26	508.8	3000.0	83%
27	481.9	3000.0	84%
28	457.6	3000.0	85%
29	435.5	3000.0	85%
30	415.3	3000.0	86%
31	396.9	3000.0	87%
32	380.0	3000.0	87%
33	364.4	3000.0	88%
34	349.9	3000.0	88%
35	336.6	3000.0	89%
36	324.2	3000.0	89%
37	312.6	3000.0	90%
38	301.9	3000.0	90%
39	291.8	3000.0	90%
40	282.3	3000.0	91%
41	273.5	3000.0	91%
42	265.1	3000.0	91%

43	257.3	3000.0	91%
44	249.9	3000.0	92%
45	242.8	3000.0	92%
46	236.2	3000.0	92%
47	229.9	3000.0	92%
48	223.9	3000.0	93%
49	218.3	3000.0	93%
50	212.9	3000.0	93%
51	207.7	3000.0	93%
52	202.8	3000.0	93%
53	198.1	3000.0	93%
54	193.6	3000.0	94%
55	189.4	3000.0	94%
56	185.3	3000.0	94%
57	181.3	3000.0	94%
58	177.6	3000.0	94%
59	173.9	3000.0	94%
60	170.5	3000.0	94%
61	167.1	3000.0	94%
62	163.9	3000.0	95%
63	160.8	3000.0	95%
64	157.8	3000.0	95%
65	155.0	3000.0	95%
66	152.2	3000.0	95%
67	149.5	3000.0	95%
68	146.9	3000.0	95%
69	144.4	3000.0	95%
70	142.0	3000.0	95%
71	139.7	3000.0	95%
72	137.4	3000.0	95%
73	135.2	3000.0	95%
74	133.1	3000.0	96%
75	131.0	3000.0	96%
76	129.0	3000.0	96%
77	127.1	3000.0	96%
78	125.2	3000.0	96%
79	123.4	3000.0	96%
80	121.6	3000.0	96%
81	119.9	3000.0	96%
82	118.2	3000.0	96%
83	116.6	3000.0	96%
84	115.0	3000.0	96%
85	113.4	3000.0	96%
86	111.9	3000.0	96%
87	110.5	3000.0	96%
88	109.0	3000.0	96%
89	107.6	3000.0	96%
90	106.3	3000.0	96%
91	105.0	3000.0	97%
92	103.7	3000.0	97%
93	102.4	3000.0	97%
94	101.2	3000.0	97%

95	100.0	3000.0	97%
96	98.8	3000.0	97%
97	97.7	3000.0	97%
98	96.5	3000.0	97%
99	95.4	3000.0	97%
100	94.4	3000.0	97%
101	93.3	3000.0	97%
102	92.3	3000.0	97%
103	91.3	3000.0	97%
104	90.3	3000.0	97%
105	89.4	3000.0	97%
106	88.4	3000.0	97%
107	87.5	3000.0	97%
108	86.6	3000.0	97%
109	85.7	3000.0	97%
110	84.8	3000.0	97%
111	84.0	3000.0	97%
112	83.2	3000.0	97%
113	82.3	3000.0	97%
114	81.5	3000.0	97%
115	80.8	3000.0	97%
116	80.0	3000.0	97%
117	79.2	3000.0	97%
118	78.5	3000.0	97%
119	77.8	3000.0	97%
120	77.0	3000.0	97%
121	76.3	3000.0	97%
122	75.7	3000.0	97%
123	75.0	3000.0	98%
124	74.3	3000.0	98%
125	73.7	3000.0	98%
126	73.0	3000.0	98%
127	72.4	3000.0	98%
128	71.8	3000.0	98%

