

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“SELECCION DE UN POZO PRODUCTOR PARA
CONVERTIRLO A REINYECTOR EN EL BLOQUE PACA”**

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETROLEO

Presentado por:

CARLOS XAVIER GONZALEZ ROMERO

PAOLA MANUELA QUIROZ ZAMBRANO

GUAYAQUIL – ECUADOR

2014

AGRADECIMIENTO

En primer lugar, mi agradecimiento más profundo a **mi familia**, en especial a **mis padres**, por ser el apoyo constante e incondicional en toda mi vida.

Al **Ing. Alberto Galarza**, por haber aportado en mi desarrollo académico y principalmente por haber orientado éste trabajo, como nuestro director de tesis.

A todos mis profesores y directivos: **Ing. Luis Albán, Dra. Elizabeth Peña, Ing. Ricardo Gallegos, Ing. Kléber Malavé, Ing. Kenny Escobar**, entre otros; quienes formaron parte en mi formación académica, profesional y personal, incluso convirtiéndose en mis amigos.

A todos **mis amigos**, en especial a **mi compañera de tesis**.

Carlos González Romero

AGRADECIMIENTO

A **Dios**, por darme salud, fuerzas e inteligencia para avanzar sin desmayar, por su ayuda incondicional desde que comencé la carrera, y haberme permitido conocer a las personas indicadas en el momento indicado.

A mis **padres** y a mis **hermanos**, por su apoyo moral, emocional y económico.

A mi **mamita Manuela** por enseñarme que debo apreciar cada día como si fuera el último.

A **Lewis**, por ser mi compañero, mi mejor amigo, mi persona especial.

Al **Ing. Alberto Galarza**, por su buena disposición y colaboración en el desarrollo de la tesis.

Con cariño,

Paola Quiroz Zambrano

DEDICATORIA

Este logro va única y exclusivamente dedicado a mi familia, ya que para ellos este logro lo hemos alcanzado juntos.

Carlos González Romero

DEDICATORIA

Este trabajo se lo dedico a:

Dios,

Mis ***padres:*** Ángel Quiroz Intriago

Celinda Zambrano Bravo

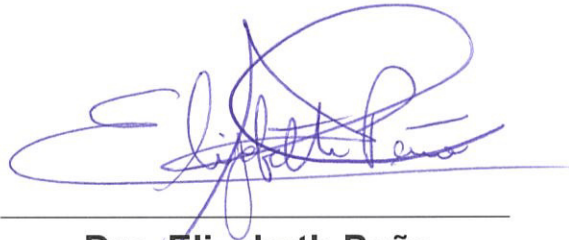
Mi ***compañero de tesis.***

“El temor del Señor es la sabiduría,
y el apartarse del mal, la inteligencia.”

Job 28:28

Paola Quiroz Zambrano

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



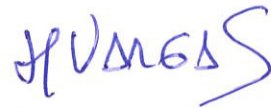
Dra. Elizabeth Peña

PRESIDENTA



Ing. Alberto Galarza

DIRECTOR

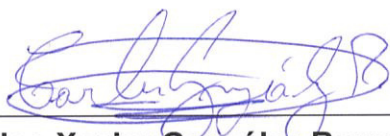


Ing. Xavier Vargas

VOCAL SUPLENTE

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la Escuela Superior Politécnica del Litoral".



Carlos Xavier González Romero



Paola Manuela Quiroz Zambrano

RESUMEN

El presente trabajo de tesis se fundamenta en el problema presentado en toda producción de petróleo. El cual siempre viene asociado con agua de formación; dicha producción de agua, según las regulaciones del país (Ecuador), no puede ser vertida directamente en el ambiente como son: ríos, vertientes, mar, etc. Una opción para solucionar este problema, es reinyectar el agua a una formación porosa y permeable que no contenga agua dulce.

El bloque PACA tiene una producción diaria de 2200 Bls de petróleo y 4300 Bls de agua de formación, esto nos indica que únicamente el 34 % de producción de total de fluido es petróleo. Actualmente en el bloque existen 2 pozos reinyectores de los cuales uno de ellos se encuentra cerrado debido a que el yacimiento se saturó debido a la reinyección acumulada de agua; quedando sólo uno disponible y funcionando, que satisface hasta el momento las necesidades del bloque. Las predicciones de producción de agua de formación del bloque, en el siguiente año, muestran aumentos considerables de la misma, por lo que es necesario realizar: "LA SELECCIÓN DE UN POZO PRODUCTOR PARA CONVERTIRLO A REINYECTOR EN EL BLOQUE PACA".

El estudio se hará en torno a los pozos que se encuentran cerrados o con baja producción. Una vez planteado el grupo de pozos a analizar, se tomará en cuenta parámetros técnicos y económicos para obtener la mejor selección del pozo. Así como cumplir también con todas las regulaciones estipuladas para el manejo y tratamiento de descargas líquidas en el país.

INDICE GENERAL

RESUMEN	
INDICE GENERAL	
ABREVIATURAS	xvii
INDICE DE FIGURAS	
INDICE DE TABLAS	
INDICE DE MAPAS	
INTRODUCCION	xxiv
CAPÍTULO I.....	26
1. GENERALIDADES Y JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA.....	26
1.1. Antecedentes.....	26
1.2. Objetivo General.....	28
1.3. Objetivos Específicos.....	28
1.4. Generalidades De La Cuenca Oriente.....	29
1.4.1. Ubicación	29
1.4.2. Descripción Estructural.....	31
1.4.2.1. Zona Subandina.....	32
1.4.2.1.1. Levantamiento Napo.....	33
1.4.2.1.2. Depresión Pastaza	34

1.4.2.1.3.Levantamiento del Cutucú	34
1.4.2.2.Corredor Sacha – Shushufindi	35
1.4.2.3.Corredor Capirón – Tiputini	35
1.4.3.Descripción Estratigráfica	36
1.4.3.1.Formaciones Jurásicas	38
1.4.3.1.1.Fm. Santiago	38
1.4.3.1.2.Fm. Chapiza	39
1.4.3.1.3.Fm. Misahuallí	39
1.4.3.2.Formaciones Cretácicas.....	40
1.4.3.2.1.Fm. Hollín	40
1.4.3.2.1.1.Hollín Inferior.....	41
1.4.3.2.1.2.Hollín Superior	41
1.4.3.2.2.Fm. Napo.....	42
1.4.3.2.3.Fm. Tena	42
1.4.3.2.3.1.Tena Basal.....	43
1.4.3.2.3.2.Tena Inferior.....	43
1.4.3.2.3.3.Tena Superior	43
1.4.3.3.Formaciones Paleógenas.....	44
1.4.3.3.1.Fm. Tiyuyacu	44

1.4.3.3.2.Fm. Orteguzza.....	45
1.4.3.3.3.Fm. Chalcana	46
CAPITULO II.....	47
2. ANALISIS GEOLOGICO Y PETROFISICO DEL BLOQUE PACA.....	47
2.1.Descripción Estructural.....	49
2.2.Descripción Estratigráfica	52
2.2.1.Arenisca Hollín Inferior.....	53
2.2.2.Arenisca Hollín Superior	53
2.2.3.Arenisca T Inferior.....	54
2.2.4.Arenisca T Superior	54
2.2.5.Arenisca U Inferior	54
2.2.6.Arenisca U Superior.....	55
2.2.7.Arenisca Basal Tena.....	55
2.3. Características Del Reservorio Hollín.....	56
2.3.1.Modelo Estratigráfico	56
2.3.1.1.Arenisca Hollín Superior.....	57
2.3.1.2.Arenisca Hollín Inferior	57
2.3.2.Análisis De Continuidad Estratigráfica.....	60

2.4. Análisis Del Contacto Agua Petróleo.....	64
2.5. Resumen De Parámetros Petrofísicos.	67
2.5.1. Características Del Fluido.....	68
2.5.2. Correlación Con Los Campos Vecinos	69
2.5.3. Parámetros Petrofísicos Del Posible Pozo Propuesto.....	70
2.6. Capacidad De Recepción En El Reservorio.....	71
CAPÍTULO III	73
3. ANALISIS DEL ARTÍCULO 29 LITERAL C, DEL REGLAMENTO AMBIENTAL DE ACTIVIDADES HIDROCARBURIFERAS PARA EL POZO REINYECTOR.....	73
3.1. Capas Impermeables.....	75
3.2. Calidad Del Agua Del Reservorio Receptor.....	77
3.3. Calidad Del Agua De Reinyección.....	78
3.4. Tratamiento Del Agua De Reinyección.....	79
3.4.1. Facilidades De Superficie Para La Reinyección:	81
3.5. Monitoreo Y Evaluación De La Inyección.....	83
CAPÍTULO IV	84
4. CARACTERISTICAS TECNICAS DEL POZO REINYECTOR.....	84

5.1.2.Costos Variables.....	95
5.1.3.Costo Total	96
5.2. Costos De La Perforación De Un Pozo Reinyector.	98
5.2.1.Costos Fijos	98
5.2.2.Costos Variables.....	99
5.2.3.Costo Total	100
5.3. Comparación Entre Reacondicionar O Perforar Un Pozo Reinyector	101

CAPÍTULO VI

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. Conclusiones

6.2. Recomendaciones

ANEXOS

ANEXO 1: Características de los campos petrolíferos en el Ecuador.

ANEXO 2: Esquema básico de producción “Estación Paquisha”.

ANEXO 3: Completación propuesta del pozo PSH-20

ANEXO 4: Esquema de ubicación de plataformas de producción.

ANEXO 5: Completación actual del pozo PSH-12

ANEXO 6: Completación actual del pozo PSH-13

ANEXO 7: Completación actual del pozo PSH-20

ANEXO 8: Completación actual del pozo PSH-24

ANEXO 9: Completación actual del pozo PSH-25

BIBLIOGRAFIA

ABREVIATURAS

API	Instituto Americano del Petróleo
BAPD	Barriles de agua por día
Bls	Barriles
BFPD	Barriles de fluidos por día
BHA	Ensamblaje de fondo
BOP	Preventor de reventones
BPM	Barriles por minuto
BPPD	Barriles de petróleo por día
BSW	Porcentaje de agua y sedimentos
Bo	Factor volumétrico del petróleo
CAP	Contacto Agua- Petróleo
CCA	Cauca
cm ³	Centímetro cúbico

cp	centipoise
E	Este
°F	Grados Fahrenheit
ft	Pies
Fm	Formaciones
GR	Rayos Gamma
HI	Hollín Inferior
HS	Hollín Superior
HPS	Sistema de bombas horizontales
Km	Kilómetros
lb	Libra
m	Metro
MD	Profundidad medida
N	Norte
NaCl	Cloruro de Sodio
PhiE	Porosidad efectiva
ppm	Parte por millón
PVT	Pruebas de laboratorio de Presión, Volumen y Temperatura
PSH	Paquisha
RAOHE	Reglamento Ambiental de Operaciones Hidrocarburíferas del Ecuador

S	Sur
SEPETSA	Servicios Petroleros S.A.
SRTM	Misión topográfica Shuttle Radar
SwE	Saturación de agua efectiva
T	Arena Napo T
TVDss	Profundidad vertical verdadera al nivel del mar
U	Arena Napo U
Vsh	Volumen de arcilla
W	Oeste

INDICE DE FIGURAS

Figura 1:	Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente.....	37
Figura 2:	Registro tipo del bloque PACA	52
Figura 3:	Correlación N-S de Hollín.....	59
Figura 4:	Correlación estructural-estratigráfica N-S	63
Figura 5:	Registro eléctrico de la zona Hollín del pozo PSH-20	64
Figura 6:	Sección Estructural indicando la posición del CAP original y el CAP “actual” en diferentes años.	66
Figura 7:	Esquema básico de funcionamiento del sistema de reinyección de agua.....	82
Figura 8:	Costos Totales – Reacondicionamiento	97
Figura 9:	Costos totales- Perforación	101
Figura 10:	Comparación entre reacondicionamiento- perforación.....	102

INDICE DE TABLAS

Tabla I:	Resumen petrofísico promedio de Hollín en el bloque PACA..	67
Tabla II:	PVT de Hollín en el campo PACA	69
Tabla III:	Correlación de pozos cercanos al campo Paquisha	70
Tabla IV:	Parámetros petrofísicos del pozo PSH-20	71
Tabla V:	Capacidad de admisión en el yacimiento HI	72
Tabla VI:	Intervalos y espesores de lutitas entre Hollín Inferior y Hollín superior	76
Tabla VII:	Intervalos y espesores de lutitas Napo Basal	76
Tabla VIII:	Análisis químico del agua de formación del yacimiento HI	78
Tabla IX:	Análisis químico del agua de Reinyección	79
Tabla X:	Productos empleados en el tratamiento químico inyección de agua de la Estación Paquisha	80
Tabla XI:	Programa de reacondicionamiento para el pozo PSH-20	92

Tabla XII:	Costos Fijos Totales – Reacondicionamiento	95
Tabla XIII:	Costos Variables – Reacondicionamiento	96
Tabla XIV:	Costos Totales – Reacondicionamiento.....	97
Tabla XV:	Costos fijos- perforación	99
Tabla XVI:	Costos Variables - Perforación	100
Tabla XVII:	Costos Totales – Perforación.....	100

INDICE DE MAPAS

Mapa I:	Ubicación de la Cuenca Oriente	30
Mapa II:	Dominios Estructurales de la Cuenca Oriente.	32
Mapa III:	Ubicación del campo PACA en dominios estructurales de la cuenca oriente.	49
Mapa IV:	Mapa estructural al tope de HI.....	51
Mapa V:	Espesores de arena de hollín inferior	61
Mapa VI:	Ubicación de pozos bloque PACA.....	86

INTRODUCCION

El proyecto “SELECCION DE UN POZO PRODUCTOR PARA CONVERTIRLO A REINYECTOR EN EL BLOQUE PACA” plantea la solución al problema futuro de incremento de producción del agua de formación en el Bloque PACA, debido al cierre de uno de los dos pozos reinyectores en operación.

En el Capítulo I, se hace un recorrido por la Geología de la cuenca Oriente, de manera general con imágenes lito-estratigráficas, y descripción de la sedimentología de las formaciones de la Amazonía ecuatoriana.

La descripción estructural del Bloque para identificar la arena a utilizarse en la reinyección se muestra en el Capítulo II, en donde se desglosa la información obtenida del campo para su interpretación, dejando escogidos los pozos a utilizar en la selección del reinyector.

El Capítulo III, verifica que la formación receptora cumpla con los requerimientos ordenados por el Reglamento Ambiental de Operaciones Hidrocarburíferas del Ecuador, específicamente en el artículo 29 literal C, para proceder a la reinyección del agua de formación sin comprometer a los yacimientos de agua dulce que existan en el campo.

Una vez seleccionado el pozo es necesario conocer el estado actual de la completación para proceder a proponer un programa de reacondicionamiento y el estado final del pozo, ésta información se encuentra en el Capítulo IV.

En el Capítulo V se finaliza con un análisis económico comparativo entre dos opciones de tener un pozo reinyector: utilizando un pozo productor o perforar un nuevo pozo diseñado para reinyectar el agua de la formación del Bloque PACA.

CAPÍTULO I

1. GENERALIDADES Y JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA.

1.1. Antecedentes.

El bloque Paca está ubicado en el corazón del corredor central de la cuenca Oriente, y está formado por 2 campos contiguos: Paquisha y Cauca.

Antes del 2003, durante la administración de SEPETSA el bloque tenía: 14 pozos perforados (9 productores), 13 en el Campo Paquisha (8 productores), y 1 en el campo Cauca (productor), el BSW era de 63% con una producción de 5000 BAPD y 3000 BPPD.

A partir de ese momento la Compañía PETROESPOL recibió a cargo las operaciones del bloque desarrollando un plan de incremento de producción con la perforación de 9 pozos: 7 pozos en el Campo Paquisha, y 2 pozos en el Campo Cauca.

Actualmente hay un total de 23 pozos perforados: 20 pozos en el campo Paquisha (13 productores de petróleo, 2 reinyectores de agua y 5 pozos cerrados) y 3 en el campo Cauca todos productores.

El bloque cuenta con una producción diaria de 2200 BPPD con un API de 26°, siendo los yacimientos productores las Areniscas U, T y Hollín Superior e Inferior, éste último contribuye con un 80% de la producción total; y una producción de agua de formación de 4300 BAPD, la cual estaba siendo reinyectada a la arena Tiyuyacu por el pozo PSH-12, pozo reinjector actualmente cerrado y en la base de Hollín inferior al PSH-16, que se encuentra activo y satisface el requerimiento de la reinyección actual.

Sin embargo, como las predicciones de producción del campo muestran que en los siguientes años se va a producir mayores cantidades de agua, es necesario disponer de un nuevo pozo reinyector, para de esta manera garantizar la disponibilidad permanente de capacidad de reinyección.

1.2. Objetivo General.

- Seleccionar un pozo del bloque PACA, que antiguamente era productor de crudo, para reacondicionarlo y dejarlo en condiciones óptimas para reinyectar el agua de formación de dicho bloque.

1.3. Objetivos Específicos.

- Determinar a partir de la descripción geológica y petrofísica del bloque PACA, el yacimiento que tiene la mejor capacidad de recepción.
- Satisfacer la demanda presente y futura en la reinyección del agua de formación en el bloque PACA.

- Cumplir con los estatutos ambientales vigentes que se han establecidos para “El Manejo y tratamiento de descargas líquidas” (RAOHE).
- Diseñar el programa de reacondicionamiento para dejar el pozo operativo como reinyector.
- Analizar los costos requeridos en el desarrollo del reacondicionamiento en comparación a los costos de perforar un nuevo pozo reinyector.

1.4. Generalidades De La Cuenca Oriente

1.4.1. Ubicación

La cuenca amazónica ecuatoriana, conocida como "Oriente", es una de las cuencas ante-país, tiene un área aproximada de 100000 km², y corresponde a la mitad oriental de la superficie del Ecuador; Como se puede observar en el Mapa de ubicación de la cuenca oriente (**Mapa I**), ésta se encuentra localizada al éste de la región interandina ecuatoriana, en medio de los Andes centrales y los Andes septentrionales.

En unión con las cuencas vecinas, forman un conjunto de cuencas subandinas, las mismas que se extienden desde Venezuela (Norte) hasta Argentina (Sur).



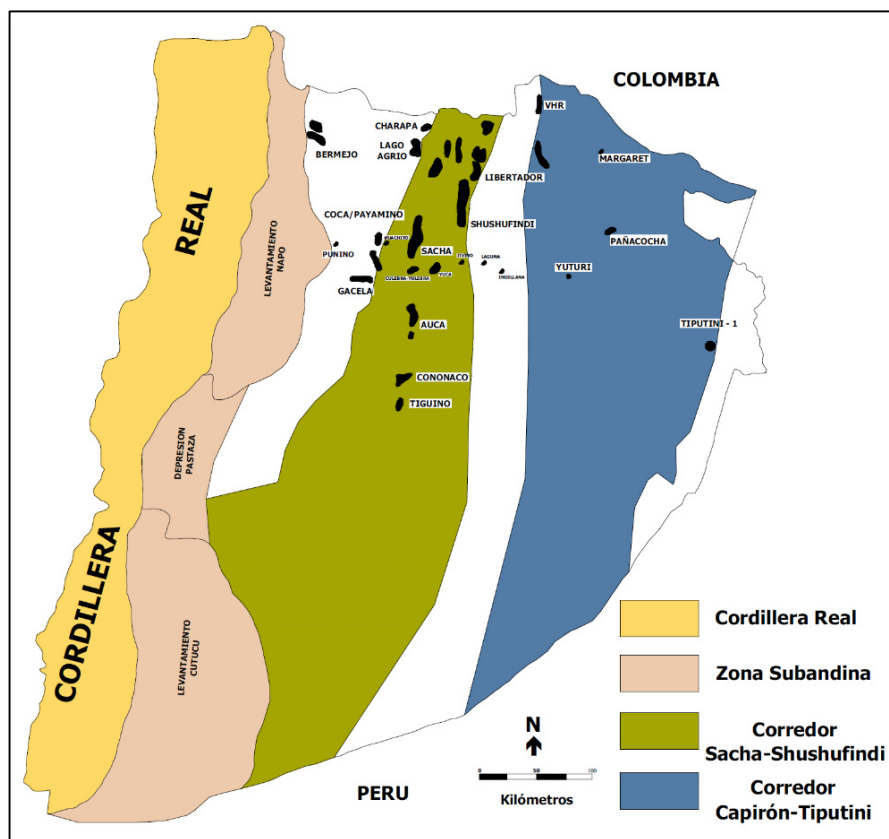
Mapa I: Ubicación de la Cuenca Oriente

Fuente: Shuttle Radar Topography Mission, 2004

1.4.2. Descripción Estructural.

La estructuración de la actual Cuenca Oriente comienza a desarrollarse desde el Cretácico terminal como resultado de un cambio en la geodinámica global que instaura un régimen tectónico transpresivo dextral, provocando el inicio del levantamiento andino y la formación de una cuenca de antepaís.

Rivadeneira & Baby (1999), dividen a la cuenca actual en tres dominios estructurales-petrolíferos independientes (**Mapa II**): Zona Subandina, Corredor Sacha-Shushufindi y Corredor Capirón – Tiputini; Cada uno con características definidas, limitados por mega-fallas de rumbo de orientación NNE-SSW o NW-SE, que para los dominios occidental y central se verticalizan en profundidad y probablemente son de escala cortical.



Mapa II: Dominios Estructurales de la Cuenca Oriente.

Fuente: Modificado de Rivadeneira & Baby, 1999

1.4.2.1. Zona Subandina

A lo largo de este dominio afloran las series sedimentarias cretácicas, terciarias y recientes de la cuenca oriental, así como también, estructuras que evidencian una tectónica transpresiva dextral (fallas inversas de alto y bajo ángulo, y marcadores cinemáticos). La zona Subandina se ha

levantado y deformado principalmente durante el Plioceno – Cuaternario.

Al Sistema Subandino se lo ha dividido en tres zonas morfoestructurales en función de la morfología y de las series sedimentarias involucradas en la deformación, de norte a sur: Levantamiento Napo, Depresión Pastaza, y Levantamiento del Cutucú.

1.4.2.1.1. Levantamiento Napo

Ubicado en la parte norte del Sistema Subandino, constituye un gran domo limitado por fallas de rumbo al este y al oeste; aquí afloran principalmente las series cretácicas y terciarias de la cuenca. El basamento está formado por el granito de Abitagua al occidente y por la formación Misahuallí en la parte central. Estructuras en flor positivas (compresivas) constituyen el frente Subandino, una primera fase de deformación de este frente durante el Cretácico terminal estaría evidenciada por la depositación syn-

tectónica de la formación Tena Inferior, observada en secciones sísmicas a través del campo Bermejo.

1.4.2.1.2. Depresión Pastaza

Constituye la zona de transición entre el Levantamiento Napo y el Levantamiento del Cutucú; aquí afloran particularmente sedimentos Neógenos y Cuaternarios. Las fallas presentan un mayor cabalgamiento en el borde con la Cordillera Real, mostrando una variación en su geometría con respecto a las zonas levantadas.

1.4.2.1.3. Levantamiento del Cutucú

En esta zona localizada al sur del sistema subandino afloran básicamente las series pre-cretácicas. Estructuralmente se ensancha y se bifurca hacia el sur, donde se interpreta como una estructura en flor hacia el occidente, mientras que en el frente Subandino se tiene un sistema de retrocorrimientos.

Hacia la parte norte del levantamiento el sistema de retrocorrimientos cabalga el flanco oriental de la estructura en flor.

1.4.2.2. Corredor Sacha – Shushufindi

La deformación está controlada por mega-fallas de rumbo con dirección NNE-SSW que se verticalizan en profundidad, y que probablemente son de escala cortical, pudiendo evolucionar a estructuras en flor positivas hacia la superficie.

Estas mega-fallas parecen haber funcionado en el pre-cretácico limitando semi-grabens durante la extensión del Triásico superior – Jurásico. Posteriormente fueron reactivadas e invertidas debido a un régimen de transpresión dextral a partir del Turoniano medio.

1.4.2.3. Corredor Capirón – Tiputini

La deformación dentro de este dominio corresponde a la inversión de una cuenca extensiva pre-cretácica,

estructurada por fallas lítricas (Permo – Triásico) que se conectan a una superficie de despegue horizontal. La geometría de las estructuras encontradas en este dominio (estructuras oblicuas “en echelon” con fallas verticales en superficie) evidencian que esta zona fue también deformada bajo un régimen de transpresión dextral.

1.4.3. Descripción Estratigráfica

“La sección sedimentaria, Hollín – Napo – Basal Tena, exhibe características bien definidas dentro de un modelo de estratigrafía secuencial. Dichas formaciones testifican variaciones bruscas de la línea de costa en la plataforma marina-somera de la Cuenca Oriente en el Cretácico, mostrando cambios verticales y laterales de facies a lo largo de la cuenca que interrumpen la imperante sedimentación marina de baja energía. Dentro de un modelo de estratigrafía secuencial, variaciones relativas del nivel del mar controlan el espacio disponible para la acomodación de sedimentos, y por lo tanto ejercen un control regional sobre la distribución de facies sedimentarias en la cuenca” (PATRICE BABY, 2004).

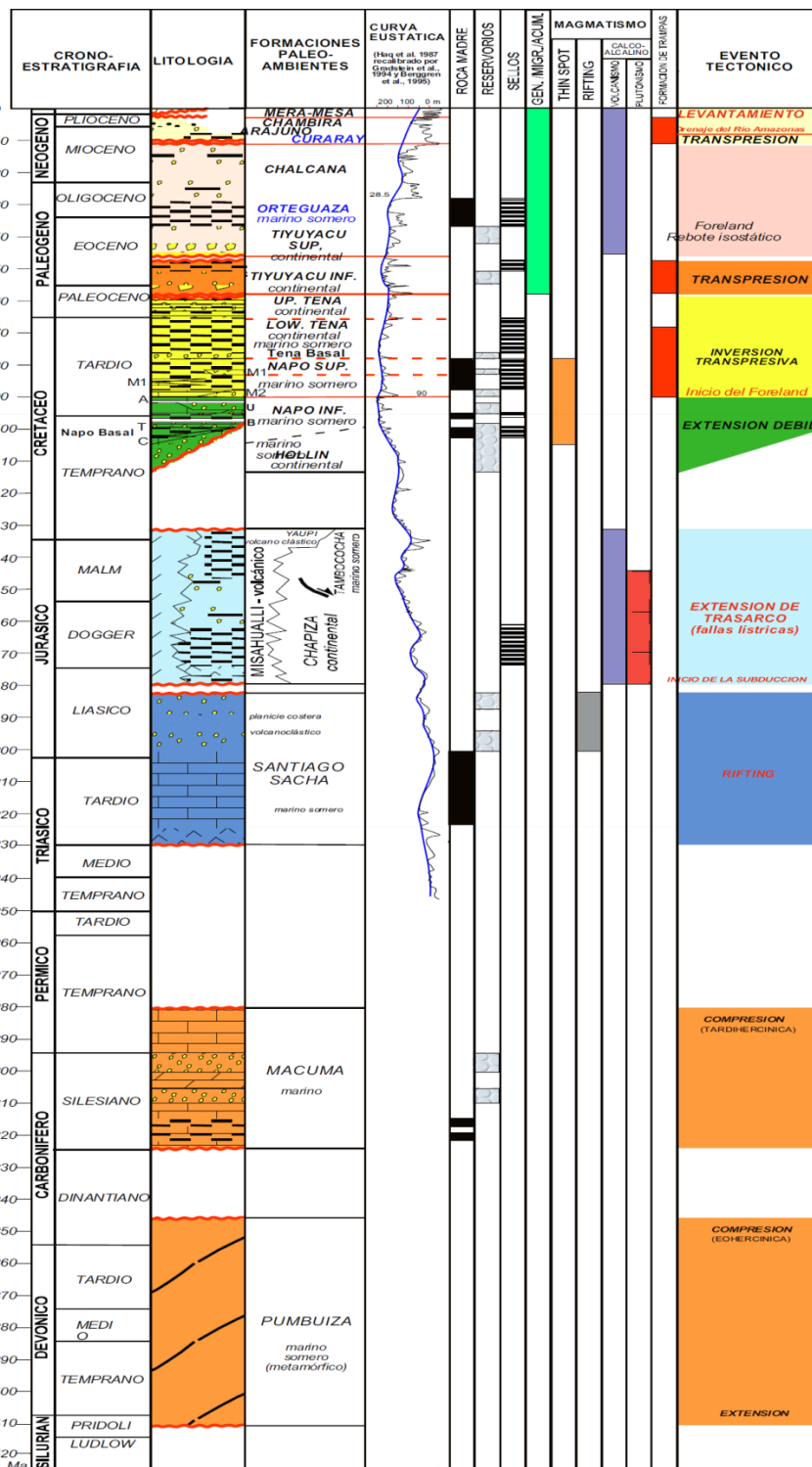


Figura 1: Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente.

Fuente: PATRICE BABY, 2004

1.4.3.1. Formaciones Jurásicas

1.4.3.1.1. Fm. Santiago

Nombrada por Goldschmid (1941), aflora únicamente en la Cordillera de Cutucú. Según Rivadeneira (1986), está constituida por sedimentos marinos ricos en materia orgánica y volcano-sedimentos hacia la parte superior.

La formación es considerada una potencial y excelente roca madre que pudo haber generado grandes cantidades de petróleo en la cuenca oriente, su variación y desarrollo lateral de las facies aún no han sido definidas.

Por correlación con la Fm Pucará del Perú (roca madre probada según PERUPETRO), presenta niveles de lutitas negras con buenas características cuantitativas y cualitativas de roca madre.

1.4.3.1.2. Fm. Chapiza

Comprende una sucesión de sedimentos detríticos continentales, sobrepuestos con depósitos clásticos y piroclásticos del miembro Misahuallí. El espesor varía de 600 a 4500 metros, siendo la facie volcánica, la que predomina hacia el norte. Núñez del Arco (2003), la divide en tres unidades: Chapiza Inferior, Chapiza Inferior media y Chapiza Superior o Unidad Misahuallí.

1.4.3.1.3. Fm. Misahuallí

Descrita por Nuñez del Arco (2003), como unidad Misahuallí “se caracteriza por presentar coladas de lava de bajo buzamiento y rocas piroclásticas, con un espesor calculado de 2000 metros, en su localidad tipo, el río Misahuallí.

Lutitas rojas, areniscas, conglomerados interestratificados con tobas violáceas grises y verdes, brechas tobáceas y basaltos, forman la litología típica de ésta unidad”.

“Por sus características litológicas, no constituyen de ninguna manera rocas madres, pero las posibilidades de roca reservorio no se descartan” (PATRICE BABY, 2004).

1.4.3.2. Formaciones Cretácicas

1.4.3.2.1. Fm. Hollín

Aflora a lo largo del Río Hollín que desemboca en el Misahuallí, 8 km al este de Tena. Es una arenisca de grano medio a grueso, maciza o con estratificación cruzada, con intercalaciones escasas de lutitas arenosas, localmente micáceas o carbonatadas; son relativamente comunes las impregnaciones de asfalto y es parte de los yacimientos petrolíferos principales del Oriente.

Se la encuentra acompañando generalmente a la Fm Napo suprayacente, sobre la Fm. Chapiza descansa en discordancia angular en el flanco este de la Sierra

Cutucú, en el oeste de la misma sierra yace sobre la Formación Santiago y en varios ríos aparece encima de la Fm. Misahuallí, alcanzando hasta 200m de espesor. Se dividen en 2 miembros:

1.4.3.2.1.1. Hollín Inferior

Consiste en una arenisca cuarzosa, de grano medio a grueso (fino en menor proporción) con porosidad de alrededor del 18 % en promedio, con ocasionales intercalaciones de niveles limosos y arcillosos. Además es el principal yacimiento de este campo, aportando con el 80% de la producción actual de crudo.

1.4.3.2.1.2. Hollín Superior

Corresponde a una arenisca cuarzosa glauconítica, calcárea, de grano fino a medio, con presencia de interestratificaciones de lutita; su porosidad promedio es de 14 %

1.4.3.2.2. Fm. Napo

Es parte del relleno cretácico y se subdivide en Napo Inferior y Napo Superior; Napo inferior, es la roca madre principal de la Cuenca Oriente (Rivadeneira, 1986; Jaillard, 1997), y corresponde a lutitas y calizas marinas ricas en materia orgánica. Tschopp(1953) reconoció las características de la formación Napo debido a la presencia de yacimientos cretácicos y de una potencial roca madre: "La Napo, es una formación bituminosa, la cual se extiende a través de todo el Oriente. Los numerosos indicios de petróleo en el área aflorante testifican el carácter de roca madre de la Napo".

1.4.3.2.3. Fm. Tena

Alcanza una potencia de más de 1000 m la parte central y disminuye hasta 270 m hacia los bordes. La localidad tipo corresponde a los afloramientos de los alrededores de Tena. Sus capas rojas constituyen la cubierta normal y ubicua de la Fm. Napo en todo el

Oriente” (Duque, pág. 82). La formación Tena está dividida en tres miembros (Jaillard, 1997):

1.4.3.2.3.1. Tena Basal

Constituida de limolitas y areniscas; se trata de una arenisca cuarzosa redondeada, de grano medio a grueso, en donde, se describen rellenos de canal con clastos gruesos, conglomeráticos a la base, posiblemente de origen fluvial y en partes se observa influencia mareal.

1.4.3.2.3.2. Tena Inferior

Formada por limolitas y areniscas rojas continentales de grano fino.

1.4.3.2.3.3. Tena Superior

Compuesta por limolitas y areniscas de grano más grueso que el miembro inferior.

El promedio de porosidad es del 19%, y el rango de gravedad API varía desde 23°-29° en algunos campos petroleros del país (PATRICE BABY, 2004), teniendo características de crudo mediano dependiendo la ubicación del campo en donde se produzca.

1.4.3.3. Formaciones Paleógenas

1.4.3.3.1. Fm. Tiyuyacu

La formación Tiyuyacu consiste de una sucesión de capas rojas, comprendiendo conglomerados basales gruesos sobreyacidos por areniscas con intercalaciones de lutitas rojas, verdes y grises, de espesores métricos (Baldock, 1982). Tiene un espesor aproximado entre 500 y 3000 pies (Canfield et al, 1982).

Rivadeneira & Baby (1999), plantean la división de esta formación en dos formaciones: ***Tiyuyacu Inferior*** y ***Tiyuyacu Superior***.

El miembro inferior con apariciones escasas en la cuenca, está constituido en su mayoría de conglomerados y en menor proporción: areniscas gruesas y de lutitas. El espesor de la formación varía desde el sur (250 m) al norte (700 m) del levantamiento Napo, y aumenta así mismo desde el este al oeste. (Almeida 1992). El miembro superior aflora igualmente en la zona subandina, la sección está formada en su mayoría por conglomerados y en menor proporción por areniscas y lutitas.

1.4.3.3.2. Fm. Orteguzza

“La formación Orteguzza se compone de lutitas, en parte arenosas, verdosas, endurecidas, intercaladas con bancos de areniscas medias a gruesas y areniscas conglomeráticas al tope de la misma y tiene un aproximado de 40 metros de altura. La base está representada por areniscas gruesas glauconíticas sin estructuras sedimentarias, sobre las cuales se desarrollan unos 10 metros de lutitas compactadas, a

veces arenosas, sobreyacidas por unos 5 metros de intercalaciones de lutitas verdes con capas de areniscas.” (Marco Rivadeneira, 2004)

1.4.3.3.3. Fm. Chalcana

“La localidad tipo se encuentra en el río arroyo Chalcana, afluente del río Tiyuyacu. Está formada por capas rojas de lutitas abigarradas con yesos e intercalaciones de areniscas ocasionalmente calcáreas. El ambiente de depositación es continental de aguas dulces” (Núñez del Arco, 2003). El espesor de la formación va desde 650 m hasta 1100 m dependiendo la ubicación en la cuenca.

CAPITULO II

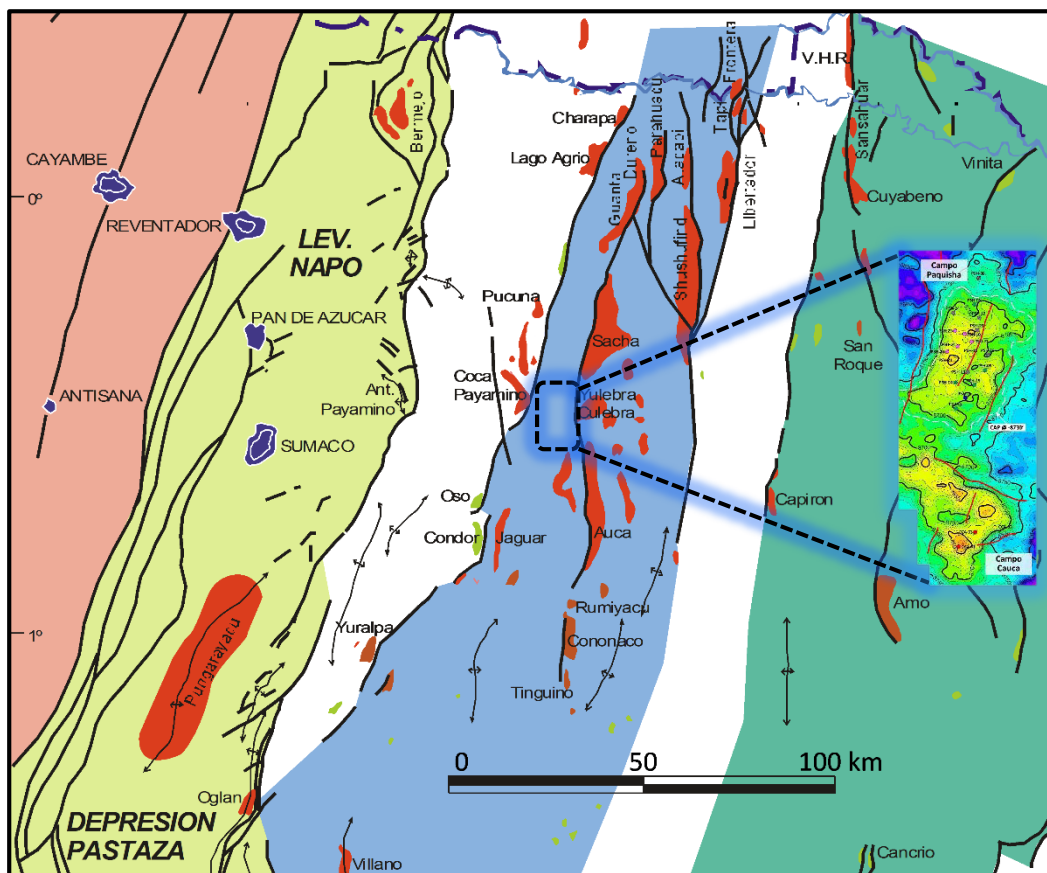
2. ANALISIS GEOLOGICO Y PETROFISICO DEL BLOQUE PACA.

En Cuenca Oriente se ha venido explotando los grandes entrapamientos de tipo estructural, pero debido a la madurez de la Cuenca, y al tamaño de estructuras menores sin perforar, a las cuales se empieza a poner un mejor interés y se supone que existen entrapamientos estratigráficos. También se ha comprobado la existencia de trampas mixtas, es decir trampas estructurales con componente estratigráfico.

El período más importante de depositación para la creación y acumulación de hidrocarburos en la cuenca fue durante el Cretácico, en la cual las estructuras predominantes para el entrapamiento de los hidrocarburos constituyen anticlinales, generalmente limitados por fallas, es decir trampas estructurales combinadas.

Dentro del bloque PACA se han identificado básicamente dos sistemas de fallamiento principales, uno en sentido NNE-SSW que corresponde al sistema regional de fallas del área, y otro más local en sentido NW-SE, las cuales pueden ser identificadas en el mapa de los dominios estructurales de la cuenca oriente (**Mapa III**).

Las estructuras identificadas dentro del bloque no representan grandes entrapamientos de crudo, ya que debido a su poca extensión en área no almacenan grandes volúmenes de crudo, lo cual se puede evidenciar por el bajo número de pozos, para un campo muy maduro; así como también, a la rápida caída de presión en la mayoría de yacimientos.



Mapa III: Ubicación del campo PACA en dominios estructurales de la cuenca oriente.

Fuente: IRD-PETROPRODUCCION 2004

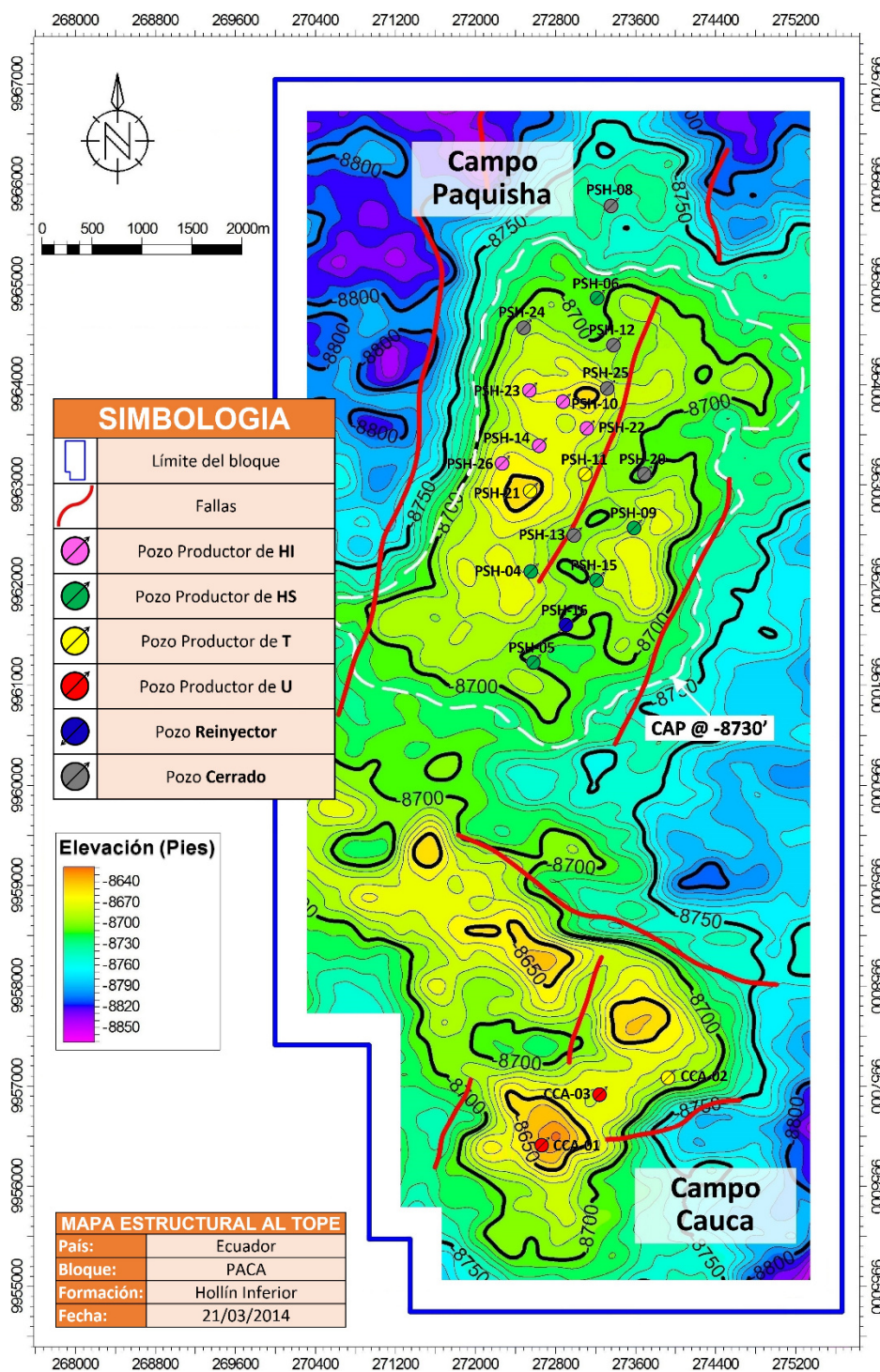
2.1. Descripción Estructural

En el mapa estructural del bloque PACA (**Mapa IV**) se puede identificar claramente una estructura principal en el centro norte, al cual llamamos “Campo Paquisha”, el cual alberga la gran mayoría de pozos del bloque; En el área sur solo se observan pequeñas

estructuras, de las cuales más al sur tenemos una estructura perforada y produciendo, a la cual llamamos “Campo Cauca”.

Los campos Paquisha y Cauca corresponden a una serie de estructuras anticlinales de suave relieve estructural, dispuestas en escalones y orientadas en sentido NNE-SSW, observables en el mapa estructural al tope de HI (**Mapa IV**), las mismas que están limitadas y asociadas a la propagación de fallas inversas en transpresión dextral a lo largo de sus flancos producto de la inversión tectónica de estructuras preexistentes extensionales pre-cretácicas que controlaron el basamento y debido a dicho sistema de fallas, sabemos que estarían estructurando los campos y compartimentalizando los yacimientos. Dicha compartimentalización es clara para Hollín, más no así para el resto de los yacimientos. Sin embargo, ésta se ha mantenido para efectos del cálculo de reservas.

El sistema de fallas principal (NNE-SSW) está cortado por un segundo sistema de fallas (NW-SE), separando la estructura Paquisha de la estructura Cauca; Por lo cual, en función de los diferentes contactos de fluidos y el cierre estructural, se ha podido establecer la independencia de cada estructura.



Mapa IV: Mapa estructural al tope de HI

Fuente: Modelo generado en PETREL, 2014

2.2. Descripción Estratigráfica

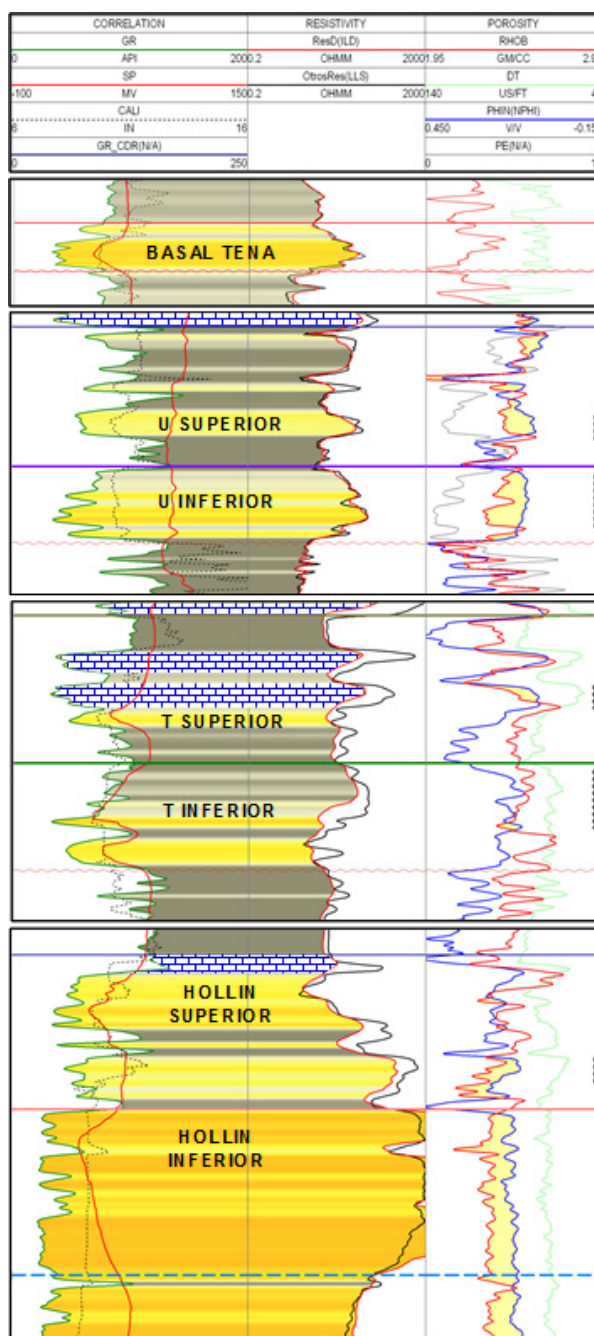


Figura 2: Registro tipo del bloque PACA

Fuente: Registros eléctricos PETROESPOL, 2005

Las estructuras Paquisha y Cauca presentan además múltiples yacimientos productores como se aprecia en el registro tipo (**Figura 2**); La producción de petróleo proviene de las areniscas Basal Tena (Formación Tena), U Superior e Inferior, T Superior e Inferior (Formación Napo) y Hollín Superior e Inferior de la Formación Hollín.

2.2.1. Arenisca Hollín Inferior

En el área presenta un espesor total comprendido entre 200 y 270 pies y una porosidad promedio del 16 %, Consiste de areniscas cuarzosas blancas, limpias de grano medio a grueso, masivas con estratificación cruzada, presenta intercalaciones delgadas de lutitas.

2.2.2. Arenisca Hollín Superior

La zona de Hollín Superior está formada por areniscas de grano fino intercaladas con limolitas y calizas hacia la parte superior. Las areniscas son cuarzosas y ocasionalmente presentan inclusiones de glauconita. HS presenta un espesor total comprendido entre 50 y 80 pies y una porosidad promedio del 15 %.

2.2.3. Arenisca T Inferior

Corresponde a areniscas cuarzosas, clara, café clara, grano muy fino a fino. En el área presenta un espesor total comprendido entre 40 y 70 pies y una porosidad promedio del 15 %.

2.2.4. Arenisca T Superior

Está formada por areniscas cuarzosas, café clara, grano muy fino, subangular a subredondeada, ocasionalmente matriz arcillosa, cemento ligeramente calcáreo, con inclusiones de glauconita. En el área presenta un espesor total comprendido entre 50 y 75 pies y una porosidad promedio del 12 %.

2.2.5. Arenisca U Inferior

La zona U inferior presenta delgados estratos lutíticos y principalmente constituye una arenisca cuarzosa, café clara, en menor cantidad café, ocasionalmente café oscura, predomina grano fino, en menor cantidad grano muy fino, matriz arcillosa, cemento silíceo, en partes cemento ligeramente calcáreo. En el

área presenta un espesor total comprendido entre 15 y 45 pies y una porosidad promedio del 14 %.

2.2.6. Arenisca U Superior

La zona U superior está conformada por estratos calcáreos y lutíticos en su mayoría con ligeros lentes no muy gruesos de areniscas cuarzosas, café clara, ocasionalmente gris blanquecino, predomina grano muy fino, matriz arcillosa, cemento ligeramente calcáreo, localmente con inclusiones de glauconita. En el área presenta un espesor total comprendido entre 30 y 55 pies y una porosidad promedio del 12 %.

2.2.7. Arenisca Basal Tena

Presenta capas delgadas de areniscas cuarzosas café claras, de grano fino a muy fino, ocasionalmente matriz arcillosa, cemento síliceo. En el área presenta un espesor total comprendido entre 12 - 30 pies y una porosidad promedio del 14 %.

Luego de haber descrito las cualidades estructurales y estratigráficas del bloque PACA, resaltan varias diferencias entre los diferentes yacimientos, ya que algunos de ellos poseen así mejores capacidades.

El yacimiento más sobresaliente, a los cuales se tiene acceso a través de los pozos existentes, es “Hollín Inferior” el cual presenta una gran capacidad de flujo gracias a su gran espesor de arena.

Gracias a todo el análisis anterior y tomando en cuenta las facilidades que este podría brindar, es fundamental y necesario establecer cuál será el yacimiento objetivo para la reinyección para el enfoque del estudio de dicho yacimiento a seleccionar. Por lo cual podemos establecer que: “El yacimiento Hollín Inferior, es el que geológicamente brindaría las mejores capacidades de recepción”.

2.3. Características Del Reservorio Hollín.

Luego de haber concluido que se tiene como objetivo, buscar un pozo idóneo para convertirlo en reinyector dentro del yacimiento Hollín, se debe profundizar más en las características de dicho yacimiento.

2.3.1. Modelo Estratigráfico

Como se mencionó anteriormente en la estratigrafía de la cuenca Oriente, la Fm Hollín ha sido subdividida en 2 miembros principales: Hollín Superior y Hollín Inferior (**Figura 3**).

2.3.1.1. Arenisca Hollín Superior

La zona de Hollín Superior está formada por areniscas de grano fino intercaladas con limolitas y calizas hacia la parte superior que están colmatando la secuencia de Hollín. Las areniscas son cuarzosas y ocasionalmente presentan inclusiones de glauconita que indican una depositación marino litoral.

En el área se han identificado dos unidades: en la parte inferior una facie de planicie costera con desarrollo de un canal estuarino y hacia el tope una facie de canal de mareas que evoluciona verticalmente hacia barras glauconíticas (F. Ramírez).

2.3.1.2. Arenisca Hollín Inferior

El medio de depositación corresponde a un ambiente continental fluvial; dicho sistema fluvial ocupó los bajos en la planicie aluvial y migró lateralmente cuando nuevas vías más eficientes eran encontradas, finalmente la planicie aluvial fue construida a partir de un complejo de corrientes ramificadas y depósitos asociados tipo sabana. Las areniscas de canal de Hollín Inferior en gran parte de la Cuenca Oriente están cubiertas por areniscas de origen costanero (delta hico), que a su vez, son suprayacidas por estratos marinos costaneros de la unidad Hollín Superior. El tope del yacimiento Hollín Inferior se encuentra a una profundidad promedio de -8685 pies TVDss (**Mapa IV**). El CAP original ha sido identificado a una profundidad aproximada de -8730 pies TVDss. Por estudios regionales y del comportamiento de producción de los campos de la Cuenca Oriente que producen de Hollín Inferior se conoce que existe un fuerte acuífero activo de fondo, a escala regional que es alimentado por aguas meteóricas desde los estribos de la Cordillera Real donde la formación Hollín se encuentra aflorante.

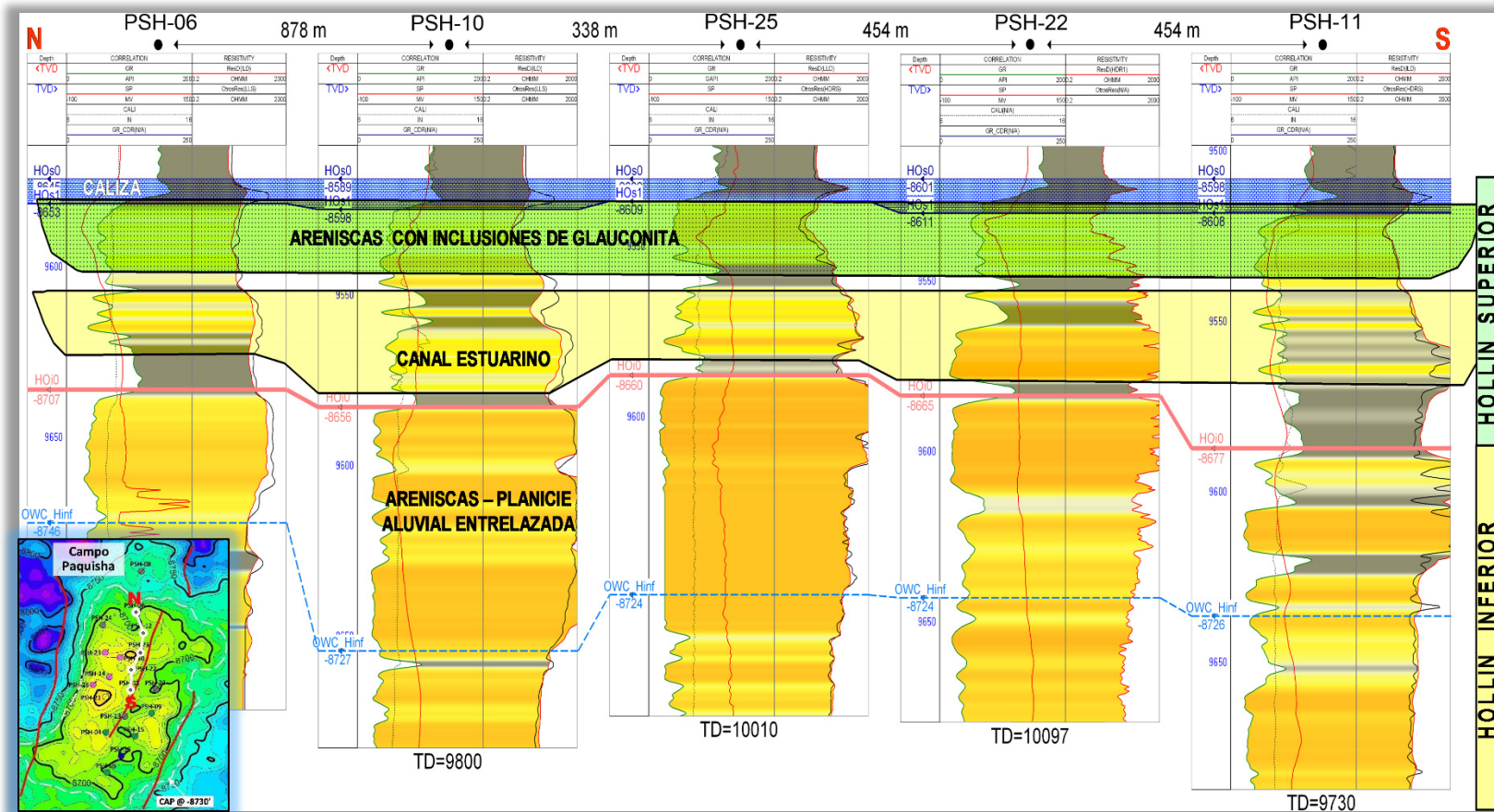


Figura 3: Correlación N-S de Hollín

Fuente: Registros eléctricos PETROESPOL, 2005

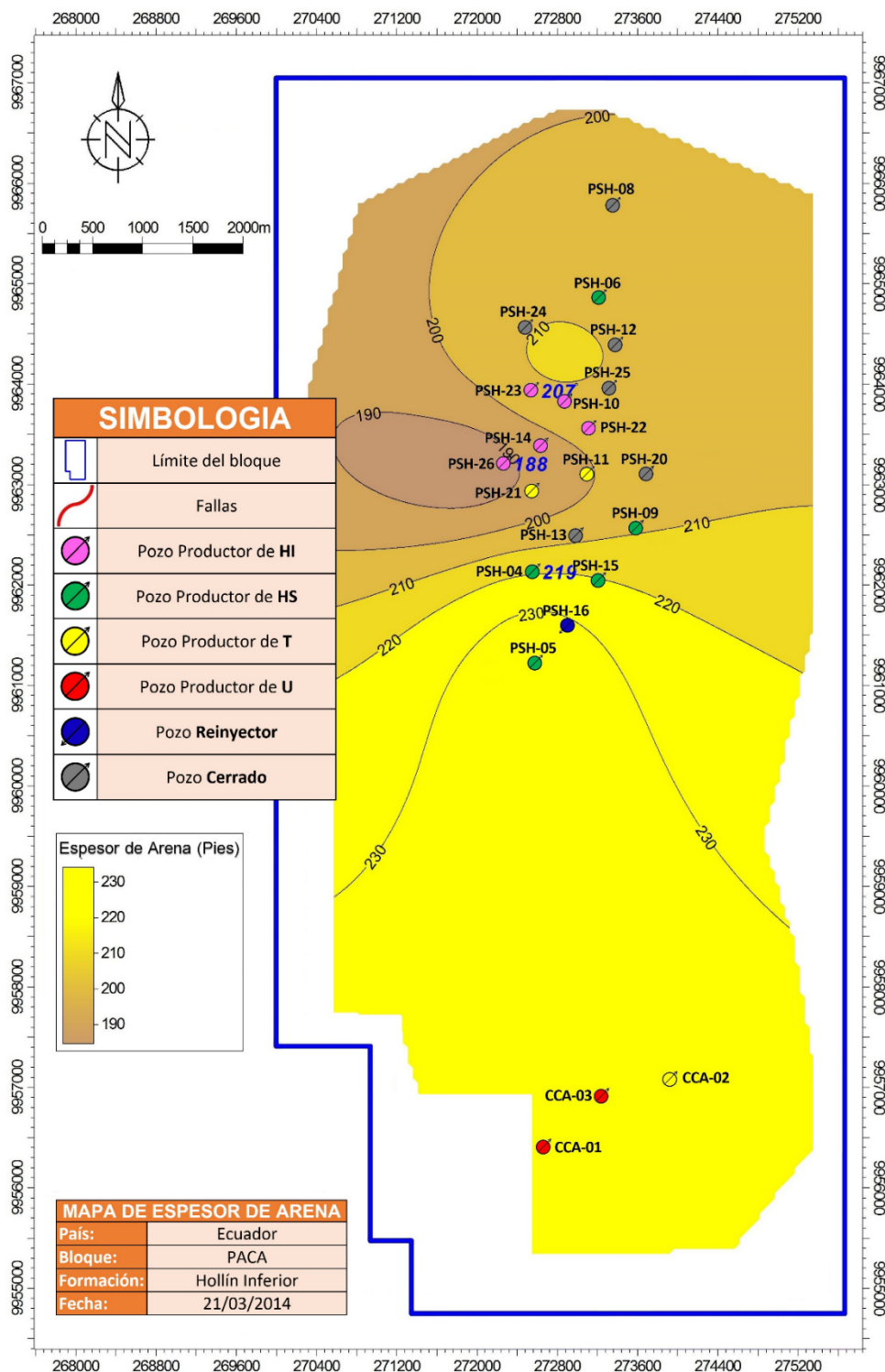
2.3.2. Análisis De Continuidad Estratigráfica

Las características regionales de depositación de este miembro hacen que esté presente de forma continua en toda el área de estudio con un espesor total comprendido entre 214 y 240 pies (registrados en los pozos PSH-23, PSH-26, PSH-04, CCA-01) y una porosidad promedio del 16%.

Su composición consiste básicamente en areniscas cuarzosas blancas, limpias de grano medio a grueso, masivas con estratificación cruzada, presentando intercalaciones delgadas de lutitas.

Con base en el modelo geológico del campo Paquisha se ha definido la continuidad de las areniscas de Hollín Inferior en todo el bloque PACA, teniendo un espesor aproximado de 238 pies según los pozos que han atravesado toda la sección Hollín Inferior: PSH-23, PSH-26, PSH-04, CCA-01.

En el **Mapa V** se presenta un mapa de espesor de arena para el yacimiento Hollín Inferior en el bloque PACA.



Mapa V: Espesores de arena de hollín inferior

Fuente: Modelo generado en PETREL, 2014

Es importante indicar que el yacimiento Hollín Inferior está aislado del yacimiento Hollín Superior por un nivel de lutitas de aproximadamente 10 a 20 pies de espesor.

Los yacimientos de la Formación Napo, también se encuentran aislados de la Fm Hollín por la presencia de las lutitas Napo Basal (alrededor de 100 pies de espesor).

Las lutitas Napo Basal tienen carácter regional y están presentes en toda la Cuenca Oriente por lo que constituye un excelente sello impermeable.

Todo lo dicho anteriormente, es el resultado del estudio regional de la Cuenca Oriente, y además, es fácilmente apreciable en la correlación estructural-estratigráfica de N-S que hemos realizado para este trabajo (**Figura 4**).

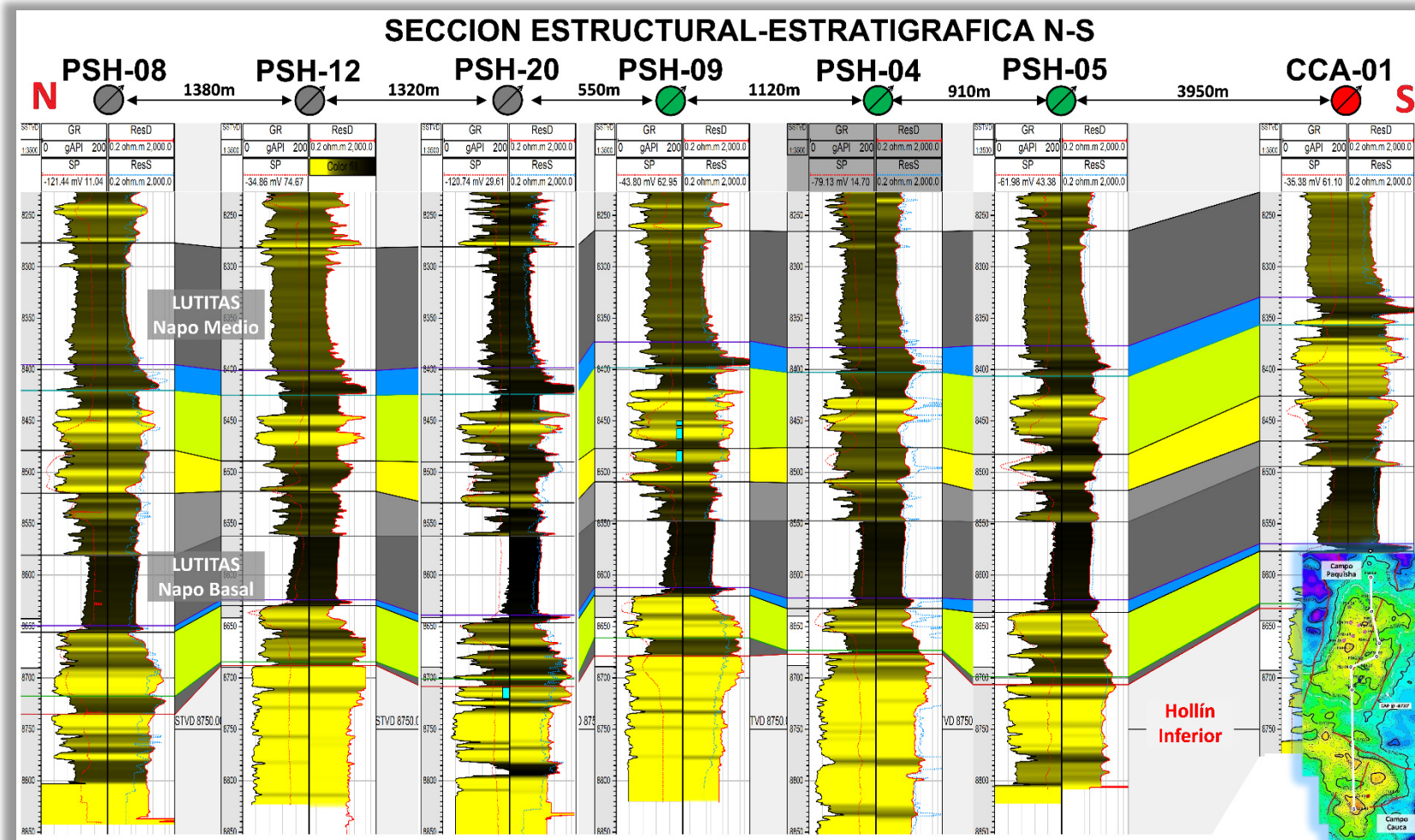


Figura 4: Correlación estructural-estratigráfica N-S

Fuente: Registros eléctricos PETROESPOL, 2005

2.4. Análisis Del Contacto Agua Petróleo.

La **Figura 5** presenta un compuesto de los registros eléctricos del pozo PSH-20, donde a partir de las curvas GR, Densidad-Neutrón y de la evaluación petrofísica se aprecian las buenas características del yacimiento Hollín Inferior y un posible intervalo propuesto para la reinyección de agua.

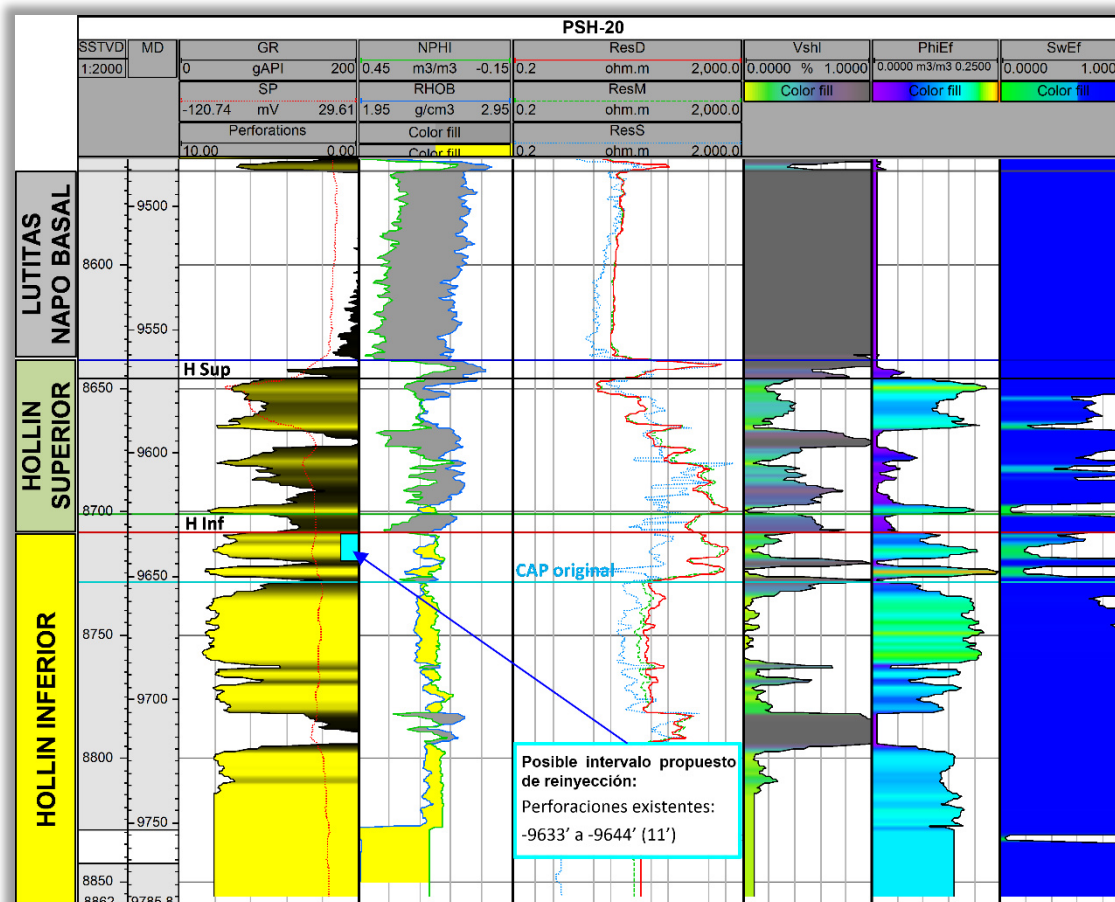


Figura 5: Registro eléctrico de la zona Hollín del pozo PSH-20

Fuente: Registros Eléctricos PETROESPOL, 2005

Si bien el intervalo propuesto para la reinyección de agua en el pozo PSH-20 (perforaciones existentes: 9633'MD – 9644'MD), están por encima del CAP original (**Figura 5**), por lo cual se ubican en la zona saturada originalmente de petróleo.

Actualmente la reinyección de agua se haría en zona de acuífero debido a que el Contacto Agua-Petróleo ha subido por la producción del campo.

En la sección estructural de la **Figura 6** se muestra la posición del CAP original (aproximadamente -8730' TVDss) y la posición del CAP "actual" según se lo ha encontrado durante la perforación de los pozos en diferentes años. Es evidente que el CAP ha ido subiendo debido a la producción del campo.

Es importante notar que en la **Figura 6** la fecha del registro más reciente es de "Julio 2005", por lo tanto el CAP actualizado debería estar a un nivel aún más superior.

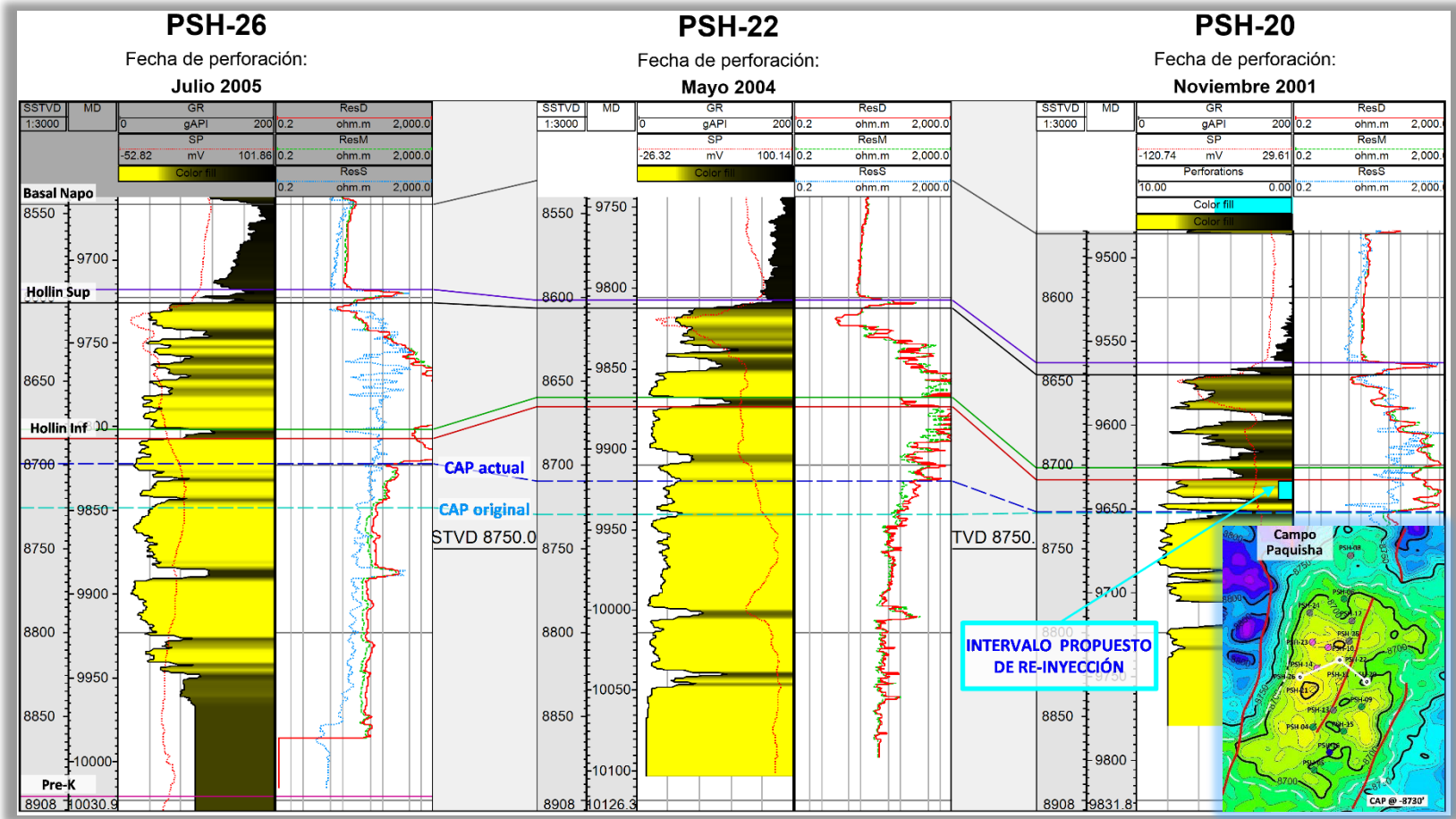


Figura 6: Sección Estructural indicando la posición del CAP original y el CAP "actual" en diferentes años.

Fuente: Registros Eléctricos PETROESPOL, 2005

2.5. Resumen De Parámetros Petrofísicos.

Dentro del bloque PACA se presentan variedad de propiedades petrofísicas que caracterizan a los yacimientos: Hollín Inferior, Hollín Superior, T y U (Arenas productoras dentro del bloque). La información presentada a continuación es un promedio de la información petrofísica del bloque basada en los registros, análisis y pruebas pertenecientes a varios pozos, pero sólo de Hollín; debido que es nuestra única arena de interés.

Parámetro	Yacimientos	
	HI	HS
Profundidad TVD promedio (pies)	9605	9535
Espesor del Intervalo (pies)	230	38.81
Espesor Neto del yacimiento (pies)	143.46	31.27
Zona Neta de Pago (pies)	39.83	25.46
Permeabilidad (md)	400	100
Porosidad Neta (%)	15.82	14.55
Presión de yacimiento (psi)	4244	2444
Presión de burbuja (psi)	93	550
API (seco)	26.4	27.0
Salinidad promedio (ppm NaCl)	2442	6806
Viscosidad (cp)	10.40	4.32
Saturación de agua promedio (%)	30.34	21.76

Tabla I: Resumen petrofísico promedio de Hollín en el bloque PACA.

Fuente: Departamento de Geología PETROESPOL, 2014

2.5.1. Características Del Fluido

Además de revisar las propiedades petrofísicas del yacimiento, es muy importante tener en cuenta las propiedades del fluido que alberga dicho yacimiento, para lo cual se deben tomar dichas características del fluido en condiciones de fondo así como también antes de iniciar el desarrollo del campo.

Debido a lo mencionado recientemente, debemos tomar los datos del primer pozo con el cual se puso en contacto el yacimiento con la superficie: PSH-01.

Ya que el pozo PSH-01 fue un pozo exploratorio, este cuenta con muchos más análisis y pruebas que en comparación a un pozo de desarrollo, por lo tanto que la prueba que cumple con todos los requerimientos para el análisis en el análisis PVT realizado al fluido tomado en condiciones de fondo del pozo PSH-01, el cual lo presentamos a continuación:

Pozo	UNIDADES	PSH-01
Yacimiento		HOLLIN
Fecha		jun-92
Presión de burbuja	Psia	93
Compresibilidad a Pi	1/psia	6,685 E-06
A presión de burbuja		
Factor volumétrico del petróleo	bbl/STB	1,1471
Relación de gas en solución	ft3/STB	22
Densidad del petróleo	g/cm3	0,786
Viscosidad	Cp	10,4 (195°F)
petróleo residual		
Densidad relativa de petróleo residual	g/cm3	0,8459
Gravedad Api		27,2
Presión de referencia	psia	20
Valor calorífico	BTU/pc gas seco	763
Gravedad del gas (air=1)		1,1315
Viscosidad del gas	cp	0,01017
Factor de compresibilidad	Z	0,9969
Factor volumétrico gas		0,282

Tabla II: PVT de Hollín en el campo PACA

Fuente: Departamento de Geología PETROESPOL, 2014

2.5.2. Correlación Con Los Campos Vecinos

Para una mejor interpretación de las características petrofísicas del bloque, es de ayuda correlacionar la información del campo

con la información de los pozos cercanos y de la misma área de estudio, para lo cual presentamos la siguiente correlación.

CAMPO	ARENA	GRAVEDAD API	TEMPERATURA YACIMIENTO (°F)	PRESION DE BURBUJA (psi)	GOR $\left(\frac{SCF}{STB}\right)$	Bo $\left(\frac{RB}{STB}\right)$	DENSIDAD RELATIVA DEL GAS
AUCA	H	32.4	220	126	9	1.1623	0.8092
	Hs	32.4	136	175	12	1.1525	1.2440
BERMEJO	H	34.3	139	974	514	1.2819	1.6394
CONONACO	H	32.7	220	88	18	1.1514	1.5090
	H	31.2		100	56		
LAGO AGRIO	H	27.5	203	725	193	1.1692	1.4124
PAQUISHA	H	26.9	195	93	22	1.1471	1.6971
PUCUNA	H	27.6	218	250	55	1.1017	1.6315
SACHA	H	27.1	225	78	24	1.1625	1.5767
	Hs	27.3	225	550	124	1.1334	1.3561
YUCA	H	27.1	193	160	50	1.1051	1.4980

Tabla III: Correlación de pozos cercanos al campo Paquisha.

Fuente: Departamento de Geología PETROESPOL, 2014

2.5.3. Parámetros Petrofísicos Del Posible Pozo Propuesto.

Con base en el análisis de los diferentes perfiles del pozo, se calcularon los siguientes parámetros petrofísicos promedio para el yacimiento Hollín Inferior. Las curvas de evaluación petrofísica del pozo PSH-20 se muestran en la **Tabla IV**.

PSH-20								
YACIMIENTO	PARAMETROS PETROFISICOS PROMEDIO							
	Zona	Espesor Total en el área PBH	Espesor Total en el pozo	Espesor Arena en el pozo	N/G	Vsh	PhiE	SwE
		(Pies)	(Pies)	(Pies)	(fracción)	(%)	(%)	(%)
HOLLIN INFERIOR	zona saturada originalmente	238 (*)	22	16	0,73	18	15,7	30
	zona de acuifero		126	106	0,84	15	16	97

(*) Espesor promedio según los pozos que perforaron toda la sección de Hollin Inferior hasta el pre-K

Tabla IV: Parámetros petrofísicos del pozo PSH-20

Fuente: Departamento de Geología PETROESPOL, 2014

2.6. Capacidad De Recepción En El Reservorio.

La capacidad de recepción de agua en la arenisca HI del pozo a seleccionar se conocerá una vez se realicen las pruebas de inyektividad. La reinyección está planificada para realizarse en forma continua de acuerdo a los requerimientos operativos del campo PACA. Como referencia se menciona que actualmente se reinyecta el agua de producción del campo en el pozo PSH-16 en la arena Hollín Inferior, sin inconvenientes ni afectación a los acuíferos de fondo.

La capacidad de admisión del yacimiento Hollín Inferior se estima que varía en cada uno de los pozos, pero de una manera muy insignificante debido a todo lo anteriormente analizado en este trabajo. Por ejemplo, en el pozo PSH-16 se han manejado caudales de reinyección de hasta

4500 BAPD en 24 horas de trabajo (arenisca HI). Por este motivo se esperaría que en el pozo PSH-20 se puedan manejar caudales de ese orden o más.

En la siguiente tabla se puede observar las condiciones actuales de la reinyección en el pozo PSH-16:

Pozo	Formación Receptora	Barriles reinyectados	Barriles reinyectados por día	Presiones (Ipc)			Caudal Bls/hora
				Succión	Descarga	Cabeza	
PSH-16	Hollín Inferior	10 613 824	4502	50	1300	1250	188

Tabla V: Capacidad de admisión en el yacimiento HI

Fuente: Departamento de Geología PETROESPOL, 2014

CAPÍTULO III

3. ANALISIS DEL ARTICULO 29 LITERAL C, DEL REGLAMENTO AMBIENTAL DE ACTIVIDADES HIDROCARBURIFERAS PARA EL POZO REINYECTOR.

“Art. 29 literal C.- Reinyección de aguas y desechos líquidos.- Cualquier empresa para disponer de desechos líquidos por medio de inyección en una formación porosa tradicionalmente no productora de petróleo, gas o recursos geotérmicos, deberá contar con el estudio aprobado por la

Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas que identifique la formación receptora y demuestre técnicamente:

- c1) Que la formación receptora está separada de formaciones de agua dulce por estratos impermeables que brindarán adecuada protección a estas formaciones;
- c2) Que el uso de tal formación no pondrá en peligro capas de agua dulce en el área;
- c3) Que las formaciones a ser usadas para la disposición no contienen agua dulce; y,
- c4) Que la formación seleccionada no es fuente de agua dulce para consumo humano ni riego, esto es que contenga sólidos totales disueltos mayor a 5,000 (cinco mil) ppm.

El indicado estudio deberá incorporarse al respectivo Plan de Manejo Ambiental.” (REGLAMENTO AMBIENTAL DE ACTIVIDADES HIDROCARBURIFERAS, 2010, pág. 12)

3.1. Capas Impermeables.

Las formaciones de agua dulce del Oriente ecuatoriano son (Arenisca Basal Tena, Tiyuyacu, Orteguaza.). Es necesario tener capas de lutitas, para evitar la contaminación con fluidos extraños al agua de dichas formaciones.

En el campo Paquisha, el yacimiento Arenisca Hollín Inferior está aislado del yacimiento Hollín Superior por un nivel de lutitas de aproximadamente 10 a 20 pies de espesor y de los yacimientos de la Formación Napo por la presencia de las lutitas Napo Basal (alrededor de 100 pies de espesor), lo cual se describió y demostró ampliamente en el capítulo anterior.

Para ser más precisos en la afirmación que hacemos al describir la presencia de niveles de lutitas, se ha hecho un análisis a los registros de la **Figura 4**, en donde se ha cuantificado el espesor de cada sello para cada pozo en los dos diferentes niveles de lutitas; se presenta en las siguientes tablas:

POZO	INTERVALOS (pies)	ESPESOR (pies)
PSH-08	8735' - 8718	18'
PSH-12	8690' - 8685'	5'
PSH-20	8708' - 8700'	8'
PRH-09	8679' - 8661'	18'
PRH-04	8677' - 8673'	4'
PRH-05	8706' - 8700'	6'
CCA-01	8632' - 8628'	4'

Tabla VI: Intervalos y espesores de lutitas entre Hollín Inferior y Hollín superior

Fuente: Departamento de Geología PETROESPOL, 2014

POZO	INTERVALOS (pies)	ESPESOR (pies)
PSH-08	8650' – 8570'	80'
PSH-12	8630' - 8562'	68'
PSH-20	8640' - 8562'	78'
PRH-09	8612' - 8547'	65'
PRH-04	8622' - 8546'	76'
PRH-05	8625' - 8548'	77'
CCA-01	8520' - 8495'	25'

Tabla VII: Intervalos y espesores de lutitas Napo Basal

Fuente: Departamento de Geología PETROESPOL, 2014

Las lutitas Napo Basal tienen carácter regional y están presentes en toda la Cuenca Oriente por lo que constituye un excelente sello es decir, forma una barrera o una cubierta sobre y alrededor de la roca yacimiento, de manera que los fluidos no pueden migrar más allá del yacimiento.

La permeabilidad de un sello capaz de retener los fluidos a través del tiempo geológico oscila entre aproximadamente 10^{-6} y 10^{-8} darcies. (Schlumberger, 2014)

Estos paquetes de lutitas y calizas tienen un carácter de depositación regional en la cuenca oriente, constituyendo sellos impermeables para estos yacimientos (agua dulce) con lo cual se establece que existe un buen aislamiento de las areniscas receptoras. De esta forma se excluye cualquier posibilidad de comunicación con los otros yacimientos existentes en la cuenca.

3.2. Calidad Del Agua Del Reservorio Receptor.

La salinidad del agua de formación de la arena H1 es del orden de 2.500 ppm NaCl, este valor evidencia que el yacimiento donde se realizará la inyección contiene agua de baja salinidad.

La siguiente tabla muestra las propiedades del agua del pozo PSH-26, uno de los productores del yacimiento HI.

PARAMETROS	Unidades	PSH26 (arena HI)
pH	-	6,72
TEMP	° F	142
ALKALINIDAD	ppm CaCO ₃	260
D.TOTAL	ppm CaCO ₃	950
D.CALCICA	ppm CaCO ₃	650
D.MAGNESICA	ppm CaCO ₃	300
CLORUROS	ppm Cl ⁻	1350
HIERROS	ppm Fe ⁺⁺	1,75
SULFATOS	ppm SO ₄ ⁼	25
CALCIO	ppm Ca ⁺⁺	260
MAGNESIO	ppm Mg ⁺⁺	72
BICARBONATOS	ppm HCO ₃ ⁻	317
SALINIDAD	ppm ClNa	2228
CO ₂ en Gas	ppm	14
H ₂ S en Gas	ppm	24,0
P CABEZA	psi	62
H ₂ S en Gas	ppm	24,0

Tabla VIII: Análisis químico del agua de formación del yacimiento HI.

Fuente: Análisis Químico “Estación Paquisha”, 2014.

3.3. Calidad Del Agua De Reinyección.

De acuerdo al análisis físico-químico realizado en el agua de inyección, la salinidad del agua a ser inyectada está en el orden de 2500 ppm a 4000 ppm de NaCl. Los estudios de laboratorio realizados en los yacimientos receptores muestran que este valor de salinidad se

encuentra dentro del rango adecuado para la inyección y no causa ningún efecto negativo en el yacimiento.

El pozo que se seleccionará será destinado a reinyectar el agua de formación vinculada a la producción del bloque PACA. A continuación se detallan las principales propiedades del agua de reinyección:

AGUA DE FORMACIÓN BLOQUE PACA			
PARAMETROS	Unidad es	TK de Lavado	PSH-16
pH	-	6,7	6.6
TEMP	° F	102	102
ALKALINIDAD	ppm CaCO ₃	400	380
D.TOTAL	ppm CaCO ₃	350	340
D.CALCICA	ppm CaCO ₃	230	210
D.MAGNESICA	ppm CaCO ₃	120	130
CLORUROS	ppm Cl ⁻	2200	2200
HIERROS	ppm Fe ⁺⁺	5	7
SULFATOS	ppm S ₄ O ₄ ⁼	6	5
CALCIO	ppm Ca ⁺⁺	92	84
MAGNESIO	ppm Mg ⁺⁺	28,8	20,16
BICARBONATOS	ppm HCO ₃ ⁻	488	463,6
SALINIDAD	ppm CNa	3630	3630
O ₂ disuelto	ppb	0	0
CO ₂ disuelto	ppm	75	75
H ₂ S en agua	ppm	0,9	0,9
ACEITE EN AGUA	ppm Oil	6	5

Tabla IX: Análisis químico del agua de Reinyección.

Fuente: Análisis Químico “Estación Paquisha”, 2014.

3.4. Tratamiento Del Agua De Reinyección.

El agua de formación que se separa en el tanque de lavado ESPA 3770 será succionada por las bombas booster que alimentan a las HPS y enviado al pozo seleccionado. La Estación Paquisha cuenta con las facilidades para la inyección de químicos en la succión de las bombas; los productos empleados en el programa de tratamiento químico se describen a continuación.

Nombre del producto	Aplicación	Concentración
		ppm
Inhibidor de corrosión soluble en agua CRW14132	Continua	23,6
Inhibidor de escala SCW14327	Continua	8,3
Surfactante WAW14252	Continua	10,8
Biocida XC14827	Por Lotes	10,3

Tabla X: Productos empleados en el tratamiento químico inyección de agua de la Estación Paquisha.

Fuente: Análisis Químico “Estación Paquisha”, 2014.

Hay que mencionar que durante el tiempo de reinyección de agua a la arena HI del pozo PSH-16, no se han observado problemas de taponamiento del pozo inyector. En el transcurso de su operación el pozo no ha requerido aun ser reacondicionado. Esto muestra que en la práctica ha existido total compatibilidad del agua producida con el agua inyectada, y que el tratamiento químico realizado ha sido el adecuado.

3.4.1. Facilidades De Superficie Para La Reinyección:

En la estación Paquisha se recibe la producción de los campos Paquisha y Cauca, dicha estación es la encargada de someter al petróleo crudo a diferentes procesos (**ANEXO 2**) para dejarlo en óptimas condiciones para la transferencia de custodia al gobierno central.

Como resultado secundario del procesamiento del crudo obtenemos agua y gas; Para el manejo de dicha agua la estación cuenta con un área destinada para la adecuación y bombeo hacia un pozo reinyector (**Figura 7**).

La estación de producción Paquisha, al momento tiene en operación un sistema para reinyección de agua totalmente aislado del ambiente, garantizando que no se contaminen los sistemas hídricos cercanos.

Como se puede apreciar en el **ANEXO 2**, la producción de agua es obtenida del tanque de lavado y desde ahí es enviada al

sistema de reinyección; El sistema de reinyección está constituido como se aprecia en la siguiente figura:

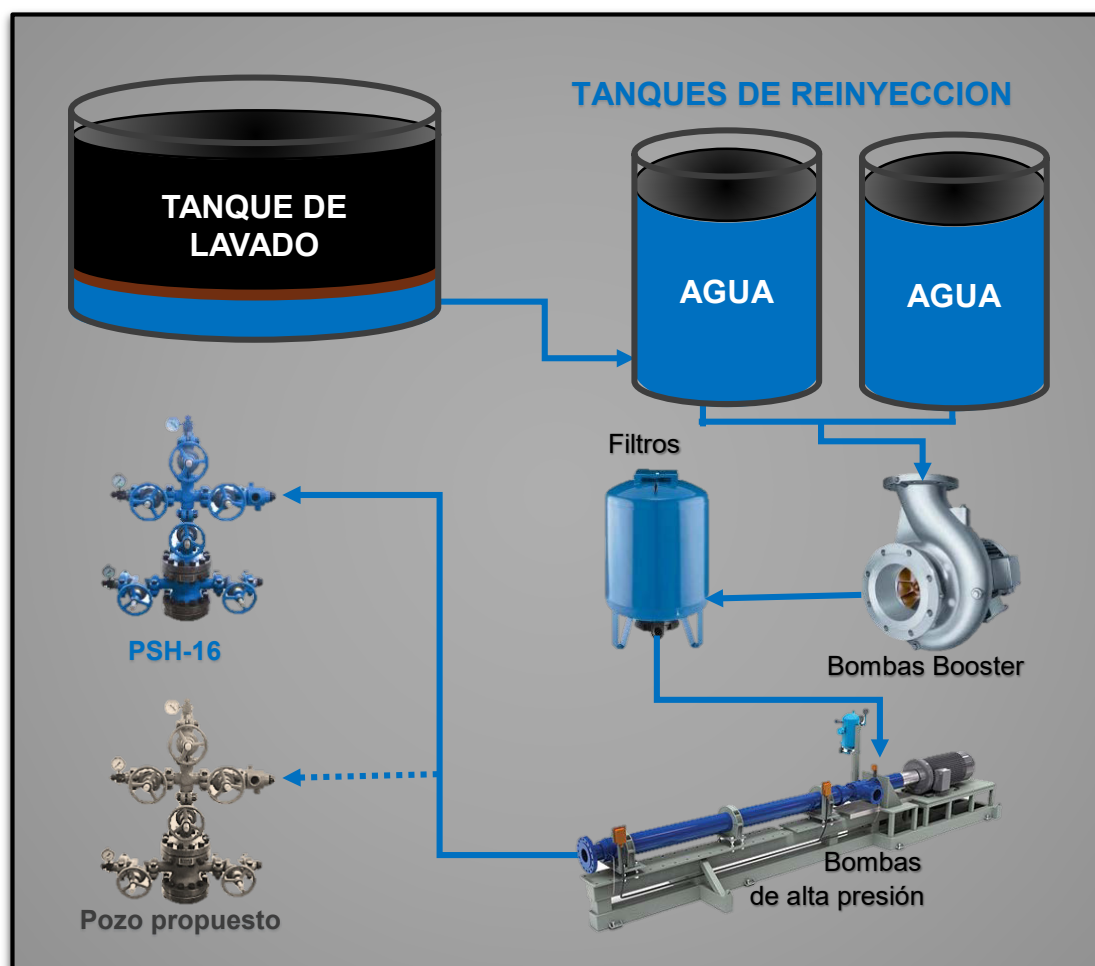


Figura 7: Esquema básico de funcionamiento del sistema de reinyección de agua.

Fuente: Estación Paquisha, 2014.

Como se observó en la **Figura 7**, actualmente la reinyección se la está realizando al PSH-16, ahora debemos tomar en cuenta

que líneas utilizaremos para llevar el agua al nuevo reinector a seleccionar, por lo cual: *“Es determinante las facilidades de superficie con las que cuente el pozo a ser seleccionado, ya que la finalidad es utilizar líneas existentes para reducir al mínimo los gastos y así optimizar los recursos existentes”*.

3.5. Monitoreo Y Evaluación De La Inyección.

La reinyección de agua en el bloque PACA se monitorea diariamente tanto en el pozo reinector como en los productores (donde se registran valores de BSW y salinidades).

En los reportes de reinyección se presenta la reinyección de agua de formación diaria, en el cual se registran todos los siguientes parámetros: presiones (inyección y descarga), caudales diarios, barriles acumulados de inyección, dosificación de químicos, datos eléctricos del funcionamiento de los equipos de superficie y resultados de los análisis químicos del agua producida e inyectada.

CAPÍTULO IV

4. CARACTERISTICAS TECNICAS DEL POZO REINYECTOR.

4.1. Selección Del Pozo Reinyector.

En los capítulos anteriores se ha descrito brevemente las características de la cuenca oriente; Luego de esto, se profundizó en el análisis estructural del campo, diciendo que: “El yacimiento Hollín Inferior, es el que brinda las mejores capacidades de recepción”.

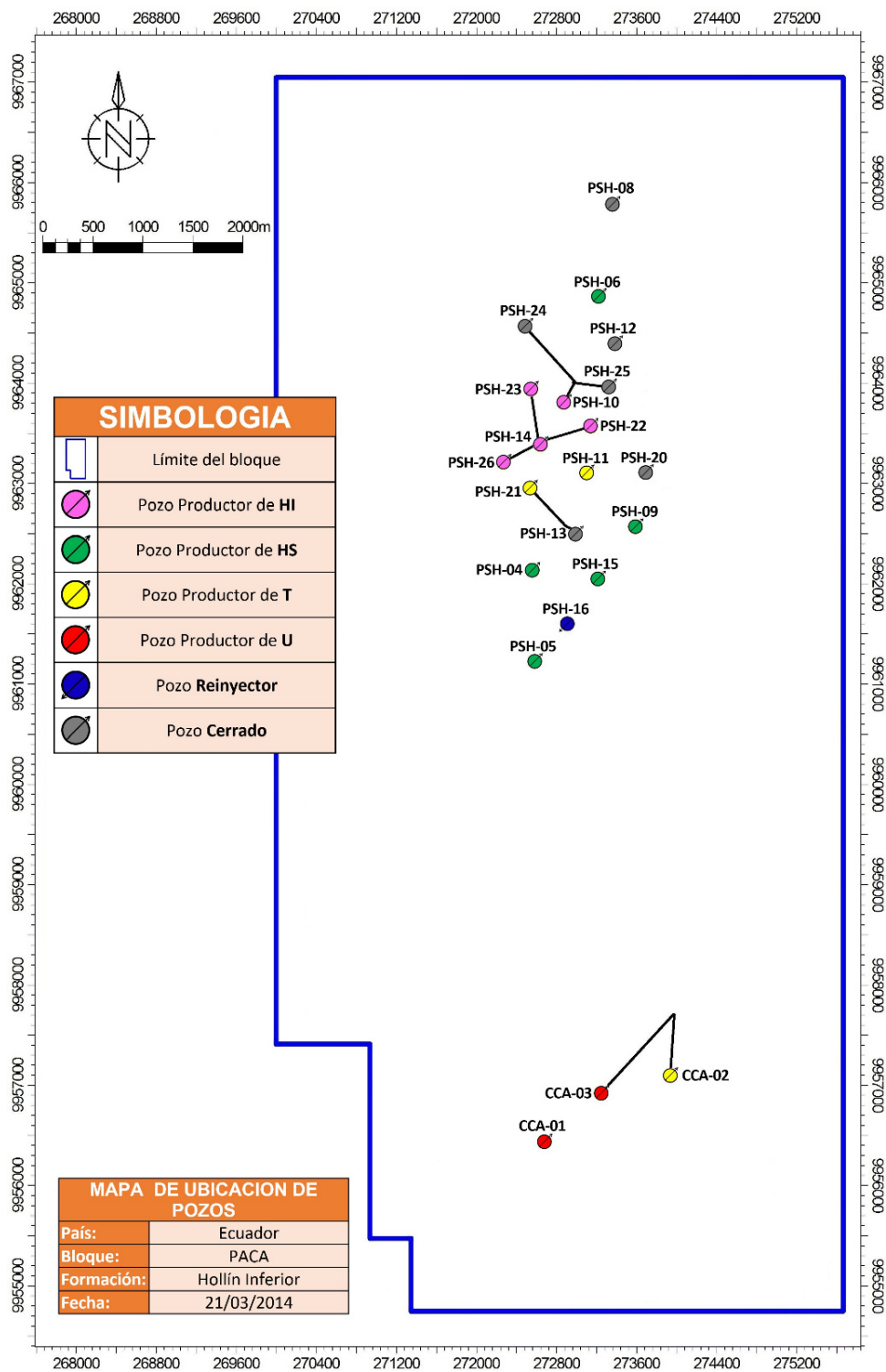
Fue importante también, revisar y analizar el cumplimiento de las leyes que rigen la reinyección de agua, para verificar de que el yacimiento seleccionado a ser reinyector brinde las garantías necesarias de operación, así como, que las instalaciones existentes para la reinyección cumpla con los requerimientos de ley.

Habiendo descrito todo lo anterior, aún no se ha seleccionado el pozo a ser reacondicionado como reinyector, por lo que es necesario este análisis.

4.1.1. Descripción De Los Pozos Disponibles Para La Selección.

Los pozos descritos a continuación, son todos los pozos que al momento de realizar este trabajo se encontraban cerrados por diversos motivos.

En el **Mapa VI** podemos observar la distribución de todos los pozos productores, un reinyector y los pozos cerrados, además también se puede apreciar que ciertos pozos se encuentran juntos en una misma plataforma.



Mapa VI: Ubicación de pozos bloque PACA

Fuente: Mapa generado en PETREL, 2014

4.1.1.1. PSH-08

Este pozo no se encuentra operativo desde hace 22 años, tiempo desde cual PETROESPOL no estaba a cargo de las operaciones del bloque, por lo cual no se cuenta con todos los datos de las condiciones mecánicas del pozo.

Además, este pozo es el que se encuentra más alejado de la estación de producción Paquisha, que es desde donde se realiza la reinyección, por lo cual se descarta inmediatamente este pozo como una opción, ya que se presentarían pérdidas excesivas de presión. Lo cual significaría que para mantener la presión hasta la locación del pozo, se necesitaría mejorar los equipos del sistema de reinyección.

4.1.1.2. PSH-12

Las condiciones actuales de este pozo son descritas en el **ANEXO 5**.

4.1.1.3. PSH-13

Las condiciones actuales de este pozo son descritas en el
ANEXO 6.

4.1.1.4. PSH-20

Las condiciones actuales de este pozo son descritas en el
ANEXO 7.

4.1.1.5. PSH-24

Las condiciones actuales de este pozo son descritas en el
ANEXO 8.

4.1.1.6. PSH-25

Las condiciones actuales de este pozo son descritas en el
ANEXO 9.

4.1.2. Pozo Seleccionado “PSH-20”

4.1.2.1. Justificación

El pozo PSH-20 cumple con todas las características necesarias para reinyectar en Hollín Inferior, ya que tiene perforaciones en dicho yacimiento y además, dichas perforaciones están bajo el CAP.

Una vez analizada la capacidad de recepción de Hollín Inferior y con las perforaciones existentes, podemos deducir que este acceso al yacimiento es suficiente para cumplir con las tasas de flujo necesarias en la reinyección.

Otro aspecto a tomar en cuenta es que, dicho pozo no se encuentra a una distancia muy lejana a la estación Paquisha, que es donde se encuentra el sistema de reinyección; por lo cual, no se perderá mucha presión a través de las líneas de flujo, y con los equipos actuales en el sistema de reinyección, bastara para cubrir las presiones necesaria, evitando costos adicionales.

Además si las líneas de flujo presentan malas condiciones, pueden ser fácilmente reparadas.

4.1.2.2. Operaciones necesarias para dejarlo operativo como reinyector

- Realizar una inspección visual y además un registro de corrosión de las líneas de flujo superficiales, que conectan al pozo con la estación Paquisha.
- Realizar el desvío de la línea de flujo que llega del pozo al área de producción, para conectarla al sistema de reinyección.
- Realizar un programa de reacondicionamiento, para dejar al pozo operativo como reinyector.
- Antes de poner a operar el pozo, realizar pruebas hidrostáticas a todas las líneas.

4.2. Estado Mecánico Inicial Del Pozo.

El pozo Paquisha, es un pozo vertical de desarrollo localizado en la zona centro-norte del Campo. Alcanzó una profundidad de 9746 ft TVD el 14 de noviembre del 2001. El yacimiento Hollín Inferior se encuentra a la profundidad de 9633 ft.

Esta completado con casing de 10 3/4", K-55, 40,5 PPF, BTC hasta los 3011 pies MD. En el fondo está completado con casing de 7", C-95, 26 PPF, BTC, hasta el zapato guía a 9730 pies TVD (Figura N° 14).

El pozo PSH-20 tiene una producción acumulada de 103,264 Bls provenientes de: Hollín Inferior, 1,173 Bls; de Hollín Superior, 1,448 Bls; y de la arena U, 100,644 Bls; y permanece cerrado por bajo aporte desde marzo del 2008.

4.3. Programa De Reacondicionamiento.

A continuación en la **Tabla XI** presentamos básicamente lo que sería el procedimiento a seguir para el reacondicionamiento del pozo PSH-20, para dejarlo como reinector.

DURACIÓN (horas)	DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD
34	Mover torre de reacondicionamiento a la locación de PSH 20 desde el campamento PETROESPOL, 6 km.
11	Controlar el pozo con agua tratada y filtrada (turbidez max = 10 NTU) de 8.9 LPG.
8	Retirar cabezal, instalar BOP, Probar.
73	Desasentar empaadura y sacar la completación de fondo.
12	Bajar a moler los 2 CIBP ubicados a 9310' ft y a 9610 ft de profundidad.
25	Armar BHA de limpieza y bajar a limpiar el pozo hasta el fondo @ 9670 ft.
30	Bajar BHA de prueba con empaaduras, midiendo, probando y calibrando.
17	Asentar los empaques probando el anular con 800 psi.
18	Realizar pruebas de inyectividad en la arena Hollín Inferior a: 4,6,7,8, BPM con 30 minutos para cada tasa. Establecer tasa a 1700 psi. Si los resultados son satisfactorios (≥ 6000 BPD con 1700 psi). Continuar con el siguiente paso. "Si los resultados no son satisfactorios (< 6000 BPD con 1700 psi). Un programa alternativo será ejecutado para estimular o repunzonar la formación Hollín Inferior".
10	Desarmar BOP, armar cabezal de reinyección y probar.
5	Dar por finalizadas las operaciones del trabajo.
243	TOTAL

Tabla XI: Programa de reacondicionamiento para el pozo PSH-20

Fuente: Elaborado por los autores

4.4. Estado Mecánico Final Del Pozo.

El estado final del pozo será con la completación como se describe en el **ANEXO 3**.

CAPÍTULO V

5. ANALISIS ECONOMICO.

Para realizar esta comparación económica se tomará el caso hipotético que el reacondicionamiento del pozo productor y la perforación del pozo de reinyección duren 12 y 30 días respectivamente.

Además será un caso ideal, en donde no hayan problemas operacionales como: pérdida de circulación, pegas o atascamiento, reventones, operaciones de pesca, etc.

Los precios presentados a continuación son estimaciones y no son en ningún caso, valores referenciales de posibles contratos petroleros; son más bien datos obtenidos por experiencia de campo, con fines educativo para relacionar y comparar los precios manejados en estos procesos.

Se ha enfocado el análisis para cada opción en los tipos de costos: fijos, variables y totales.

5.1. Costos Del Cambio De Completación A Reinyector.

En el capítulo anterior, se describió básicamente las operaciones necesarias en el reacondicionamiento, en donde, se prevé una duración de días de intervención para dar por finalizadas las operaciones y dejar al pozo "PSH-20", en condiciones óptimas para la reinyección del agua de formación del bloque.

5.1.1. Costos Fijos

Los costos fijos representan los gastos fijos diarios, sin importar las operaciones que se tenga; es así como se obtiene los datos finales de los 8 días de operación mostrados en la (**Tabla XII**).

DESCRIPCIÓN	(\$)
CABEZAL SECCIONES A-B-C / Instalación	50.000,00
BROCAS	22.000,00
GERENCIAMIENTO DE PROYECTO	48.800,00
REGISTROS ELÉCTRICOS	30.000,00
INSPECCIÓN Y REPARACIÓN DE TUBERÍA DE COMPLETACIÓN	15.000,00
PAGO ARCH	3.000,00
TRANSPORTE DE HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	10.000,00
Otros	73.000,00
TOTAL	251.800,00

Tabla XII: Costos Fijos Totales – Reacondicionamiento

Fuente: Elaborado por los autores

5.1.2. Costos Variables

Los costos variables representan los valores que se ven modificados según la actividad realizada en el día, y el precio de los equipos y herramientas utilizados para realizar tales operaciones. Todo esto lo presentamos en la **Tabla XIII**.

DESCRIPCIÓN	(\$)
COMBUSTIBLES / TRANSPORTE	20.500,00
TUBERÍA DE PRODUCCIÓN 3 1/2" (10%)	9.167,00
SERVICIO TALADRO REACONDICIONAMIENTO	160000
FLUDOS DE CONTROL	60.000,00
CONTROL DE SÓLIDOS	30.000,00
SLICK LINE	7.000,00
SERVICIO DE CATERING	19.344,00
RENTA DE CAMPERS	1.260,00
RENTA DE TANQUES VERTICALES	1.260,00
RENTA DE CAMIONES AL VACIO (VACUUM TRUCKS)	6.400,00
TOTAL	314.931,00

Tabla XIII: Costos Variables – Reacondicionamiento

Fuente: Elaborado por los autores

5.1.3. Costo Total

Aquí analizamos la suma de los costos fijos y los costos variables representados con un 16% y 84% respectivamente. Lo cual nos da los resultados globales del trabajo, mostrados en la tabla **Tabla XIV**.

(\$)	
COSTOS FIJOS	251.800,00
COSTOS VARIABLES	314.931,00
COSTO TOTAL	566.731,00

Tabla XIV: Costos Totales – Reacondicionamiento

Fuente: Elaborado por los autores

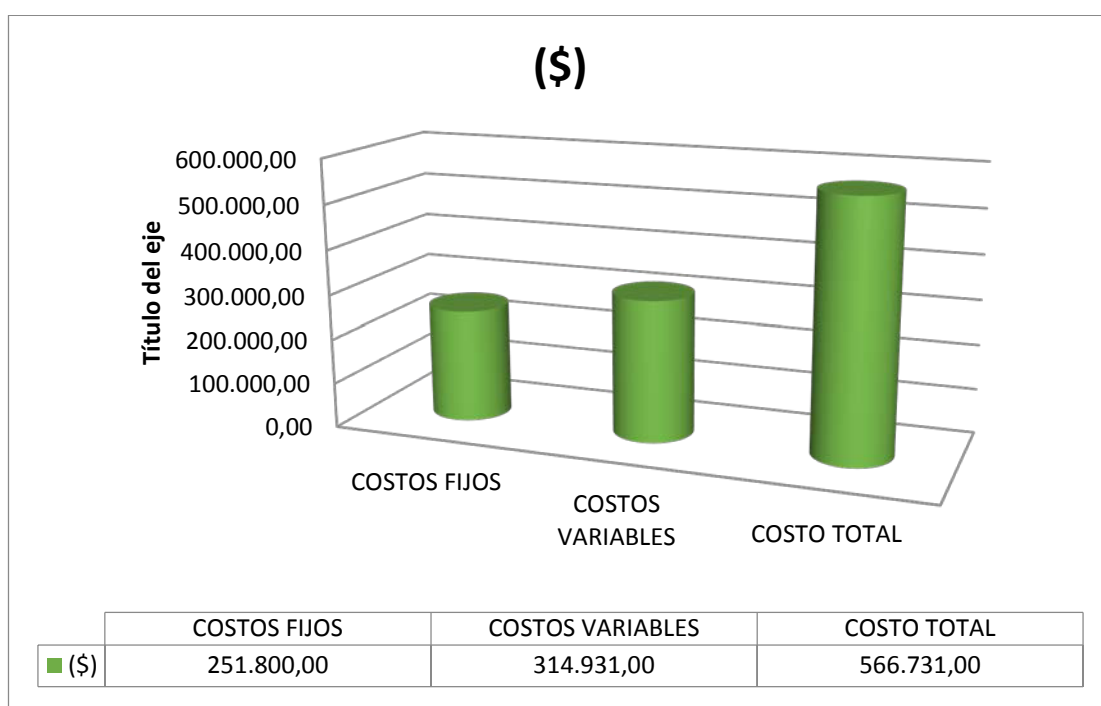


Figura 8: Costos Totales – Reacondicionamiento

Fuente: Elaborado por los autores

En la **Figura 8** se puede apreciar que los costos variables tienen una mayor influencia en el cambio de una completación de un pozo productor para convertirlo en reinjector esto es, debido a los altos costos de los equipos utilizados en la Industria petrolera.

5.2. Costos De La Perforación De Un Pozo Reinector.

El tiempo requerido para perforar un pozo dependerá de la litología presente, de la potencia del taladro de perforación, y de la profundidad que se quiera llegar. En Ecuador, el record de tiempo en perforar un pozo vertical es de 14.64 días y el de un pozo direccional en 15.67 días. (Comunicaciones Operaciones Río Napo, 2014)

5.2.1. Costos Fijos

En el ejemplo tomado, ésta perforación dura 30 días, ya que es una estimación más conservadora en el tiempo requerido para la perforación, y los costos fijos considerados se muestran en la **Tabla XV**. Dichos costos representan los valores necesarios para la operación dentro de los 30 días, independientemente de que se haga dentro de ese tiempo.

DESCRIPCIÓN	(\$)
TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	708809
REGISTROS ELÉCTRICOS	214000
CEMENTACIÓN	272707,76
GASTOS ADMINISTRATIVOS	99505,835
TUBERÍA DE PRODUCCIÓN 3 1/2"	91.670,00
DISPAROS (WIRE LINE/TCP - ONE TREP/MAXR)	100.000,00
OTROS	1908761

TOTAL	3395453,595
--------------	-------------

Tabla XV: Costos fijos- perforación

Fuente: Elaborado por los autores

5.2.2. Costos Variables

Entre los costos variables: las brocas, la torre de perforación y la tubería utilizada en la completación representan un gasto significativo en la perforación del pozo reinyector como se muestra en la **Tabla XVI**.

DESCRIPCIÓN	(\$)
COMBUSTIBLES / TRANSPORTE	52.480,00
SERVICIO TALADRO PERFORACIÓN	1176000
SERVICIO DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL	122000
LOST IN HOLE (HERRAMIENTAS Y TUBERÍA) - CONTINGENCIA 3.5%	87581,6034
SERVICIO TALADRO COMPLETACIÓN	140000
RENTA DE CAMPERS	1.260,00
RENTA DE TANQUES VERTICALES	1.260,00
RENTA DE CAMIONES AL VACIO (VACUUM TRUCKS)	5.600,00
TOTAL	1.586.181,60

Tabla XVI: Costos Variables - Perforación

Fuente: Elaborado por los autores

5.2.3. Costo Total

En ésta operación los costos fijos representan 27% y los costos variables el 73%, **Tabla XVII.**

	(\$)
COSTOS FIJOS	3.395.453,60
COSTOS VARIABLES	1.586.181,60
COSTO TOTAL	4.981.635,20

Tabla XVII: Costos Totales – Perforación

Fuente: Elaborado por los autores

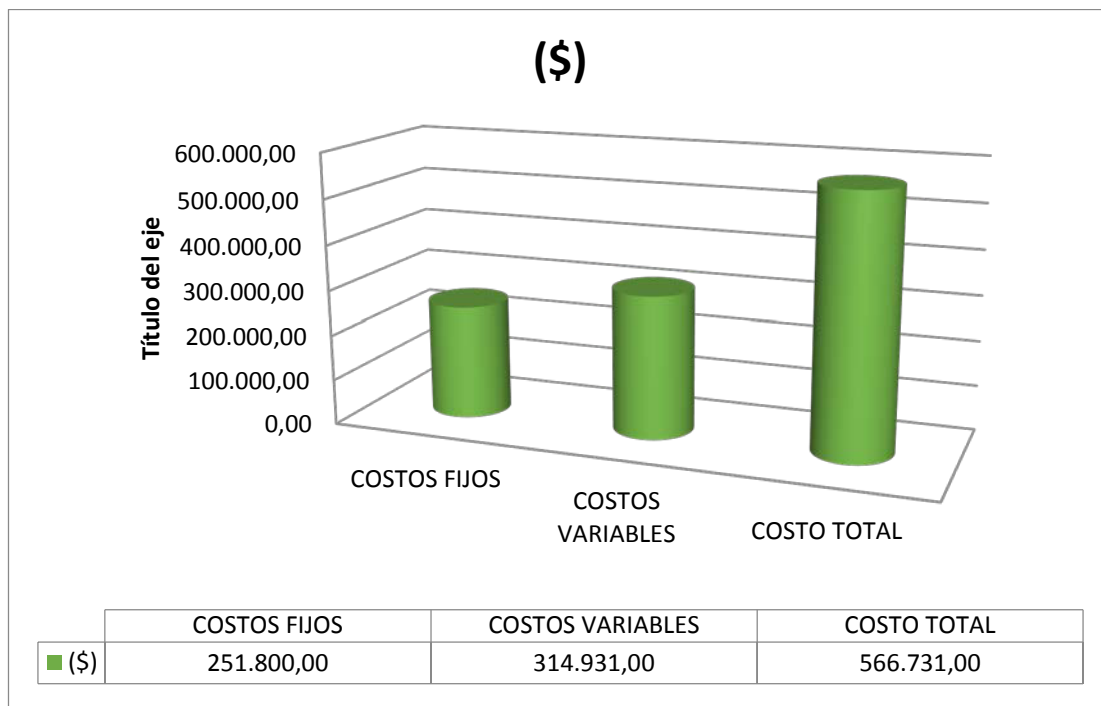


Figura 9: Costos totales- Perforación

Fuente: Realizado por los autores de este trabajo

5.3. Comparación Entre Reacondicionar O Perforar Un Pozo Reinyector.

Después de analizar cada opción se obtuvo que cambiar la completación de un pozo ya existente se convertiría en la mejor opción económica, con un Costo Total aproximado a \$500.000,00 versus perforar un pozo adicional cuyo objetivo será reinyectar el agua de formación con un Costo total de \$5'503.500,00 (Figura 10).

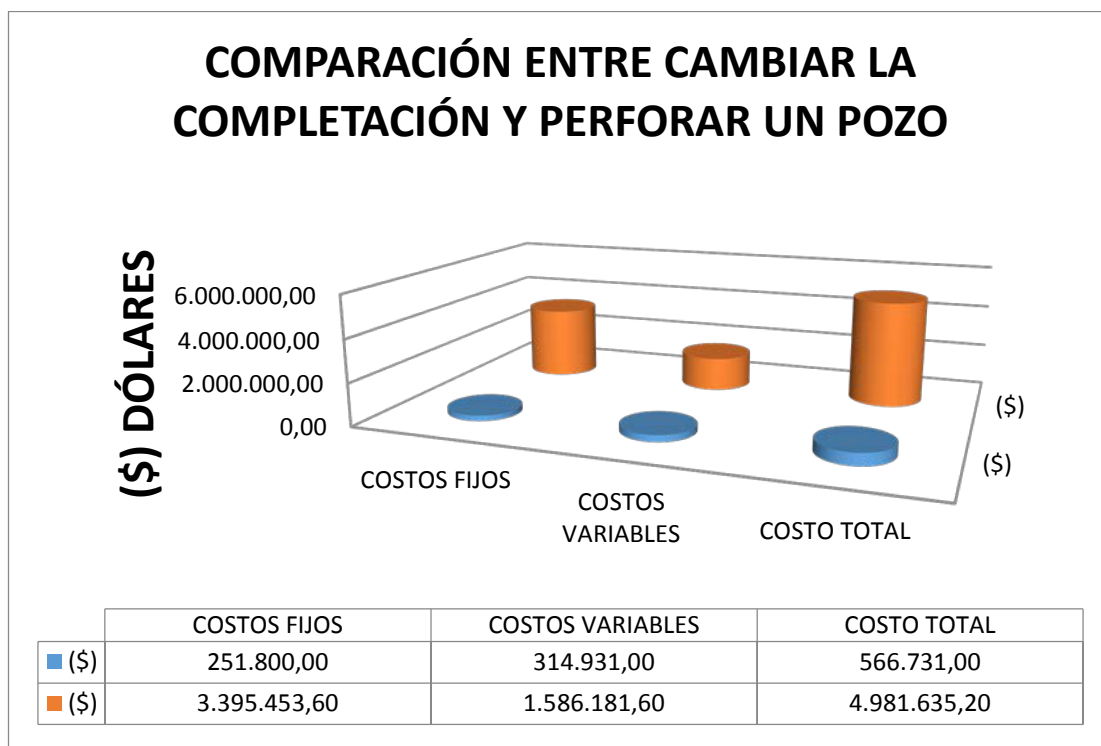


Figura 10: Comparación entre reacondicionamiento- perforación

Fuente: Elaborado por los autores

La opción 1, representa un gasto del 9% en comparación a la opción 2. Siendo ésta última 11 veces mayor, lo que muestra una diferencia notable en parte al costo de cada operación.

Cabe recalcar que al momento de tomar la decisión pueden haber otros factores además del económico que influyan en el veredicto final como: la distancia que exista entre los pozos cerrados y la estación de producción, la disponibilidad de un pozo cerrado y la rentabilidad del mercado dado el precio del barril de petróleo.

CAPÍTULO VI

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. Conclusiones

- 1) Debido al tiempo de vida del actual reinector "PSH-16", es necesario contar con un pozo reinector adicional en el bloque PACA.
- 2) Las características geológicas y petrofísicas de Hollín Inferior, presentan las mejores capacidades de recepción de fluido, ya que:

Su espesor esta entre 190 y 230 pies, con permeabilidades estimadas de 150 md y porosidad de +/- 17%.

- 3) Considerando que los paquetes de lutitas que separan a los yacimientos U y T de Hollín, tienen un carácter de depositación regional en la cuenca oriente, estos constituyen sellos impermeables que garantizan el aislamiento de las areniscas receptoras. De esta forma se excluye cualquier posibilidad de comunicación con los otros yacimientos existentes en la cuenca.
- 4) El pozo PSH-20 tiene las características necesarias para ser convertido de productor a reinyector de agua de formación, en Hollín Inferior, porque al encontrarse las perforaciones bajo el CAP.
- 5) La reinyección se la puede realizar con las instalaciones existentes, debido a que el pozo PSH-20 se encuentra cerca de la estación Paquisha, por lo cual no se requeriría la construcción de facilidades de superficie adicionales.
- 6) Para dejar operativo al pozo PSH-20, la completación deberá contar con una única comunicación desde superficie hasta el intervalo

perforado de Hollín Inferior (9633'-9644'), además de 3 empacaduras que aíslen las secciones de Hollín inferior, Hollín superior y T, y U.

7) Realizar el reacondicionamiento del pozo PSH-20 para convertirlo en reinyector y perforar un nuevo pozo reinyector, significarían un gasto aproximado de \$ 490 000 y \$ 4 500 000, respectivamente; por lo cual, resulta económicamente más conveniente realizar el reacondicionamiento, ya que con las dos opciones se cubre la misma demanda del caudal de reinyección.

8) Luego de haber analizado todos los parámetros técnicos y económicos, "El pozo Paquisha 20 será reacondicionado y utilizado como reinyector", con lo cual se satisface la demanda de reinyección presente y futura del Bloque PACA

6.2. Recomendaciones

- 1) Realizar registros de corrosión en las líneas de flujo superficiales, tubing y casing.
- 2) Monitorear constantemente la condición del agua de reinyección.

3) Repunzonar la arena Hollín Inferior si se observa tasas de reinyección bajas.

4) La presión de operación para la reinyección, no debe sobrepasar los 1700 psi, para evitar posibles fracturas en las arenas.

ANEXOS

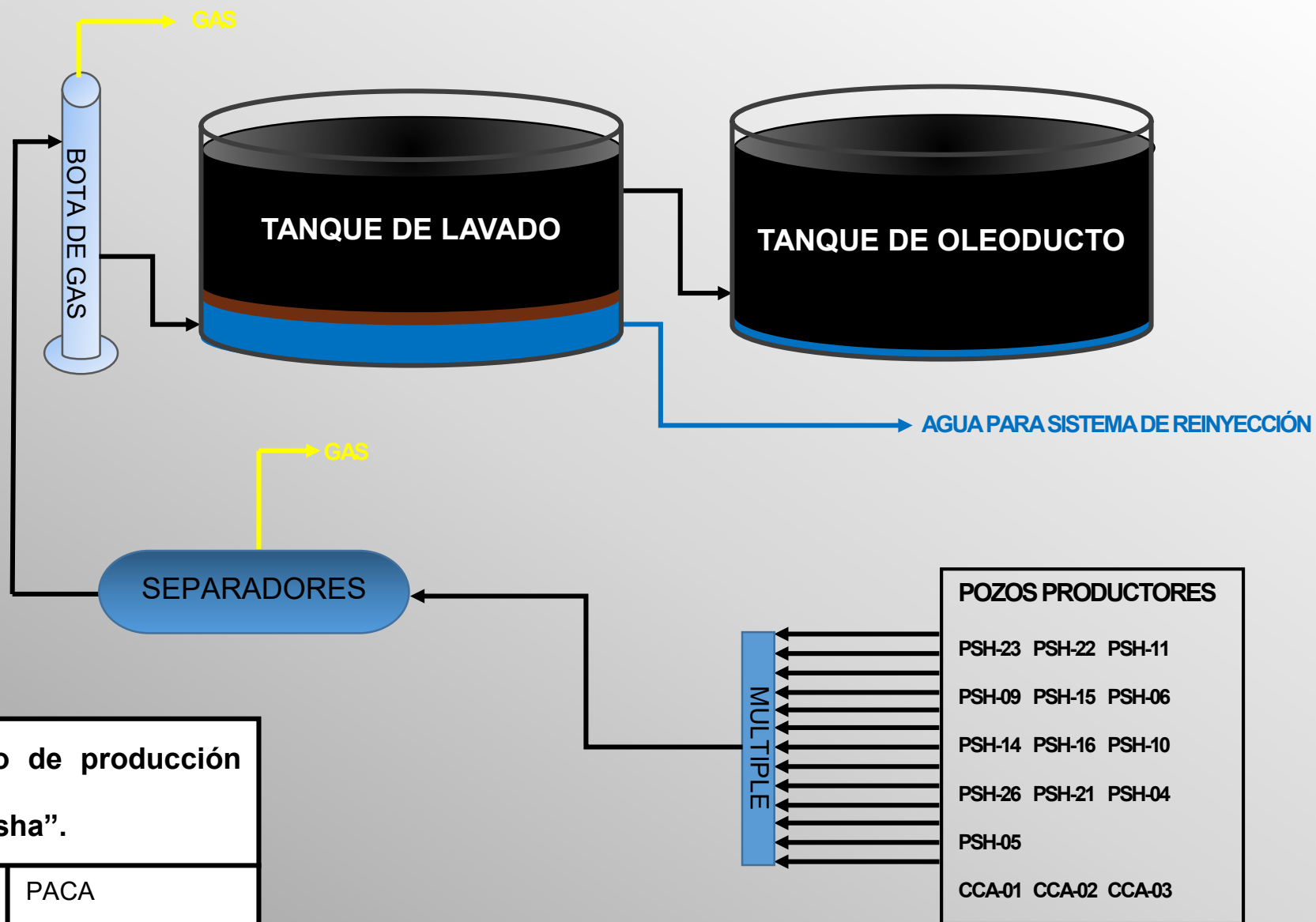
ANEXO 1

CARACTERISTICAS DE LOS CAMPOS PETROLIFEROS EN EL ECUADOR

CAMPO	ARENA	GRAVEDAD API	TEMPERATURA YACIMIENTO (°F)	PRESION DE BURBUJA (Ipc)	GOR $\left(\frac{SCF}{STB}\right)$	Bo $\left(\frac{BY}{STB}\right)$	DENSIDAD RELATIVA DEL GAS
AGUARICO	U	28.0	216	1440	399	1.4708	0.9208
ANACONDA	BT	28.9	237	120	17	1.1792	1.2500
ARMADILLO	Ui	17.1	208	440	70	1.1277	1.0602
ATACAPI	T	31.4	205	1312	355	1.2501	1.4090
	U	29.2	209	1116	326	1.2309	1.0880
	G-2	31.0	208	1308	442	1.3380	1.0710
AUCA	H	32.4	220	126	9	1.1623	0.8092
	Hs	32.4	136	175	12	1.1525	1.2440
	U	17.3	185	200	50	1.2302	1.4020
	BT	21.1	180	630	116	1.1547	1.1450
AUCA ESTE	BT	14.5	213	520	60	1.1325	0.9140
BERMEJO	H	34.3	139	974	514	1.2819	1.6394
	M-1	30.1	120	1790	470	1.4005	
	BT	29.8	120	830	250	1.2162	1.0840
CARABOBO	Us	29.4	205	795	250	1.2202	1.0640
CONONACO	H	32.7	220	88	18	1.1514	1.5090
	U	22	194	620	56	1.1325	1.1360
CULEBRA	U	15.1	190	920	129	1.1753	1.0270
CUYABENO	T	30.2	200	940	349	1.2776	1.5870
	U	27.2	195	1380	319	1.2313	1.5335
CHANAGUE	T	35.8	222	860	289	1.2583	1.6150
CHARAPA	CAL B	28.5	223	703	177	1.2111	1.3010
DURENO	T	32.3	214	1398	386	1.3128	1.1680
FRONTERA	T	34.7	221	640	179	1.2266	1.4360
	U	34.2	220	685	225	1.3480	1.4400
GUANTA	U	29.5	208	1410	314	1.2721	1.2545
	H	31.2		100	56		
LAGO AGRIO	H	27.5	203	725	193	1.1692	1.4124
	T	32.4	204	770	264	1.2740	1.2807
	BT	27.0	194	810	198	1.1863	1.2248
LIMONCOCHA	T	20.0	220	780	184	1.1673	1.4710
	Ts	29.0	226	920	184	1.1673	1.3249
	Ui	18.8	220	830	125	1.1564	0.9735
	Us	19.1	220	770	128	1.1748	1.0022
PALANDA	T	28.7	238	860	190	1.2479	1.1430
PAÑACOA	Us	27.0	189	680	197	1.1793	1.1430
PARAHUACU	T	32.1	195	1283	396	1.2802	1.2490
	U	28.2	202	1485	463	1.2190	1.1860
	BT	18.9	195	778	162	1.1382	0.9925
PARAISO	H	26.9	195	93	22	1.1471	1.6971
PICHINCHA	T	31.4	208	773	274	1.2467	1.6450
	Ui	20.0	227	1243	281	1.2239	1.2470

CAMPO	ARENA	API	TEMPERATURA YACIMIENTO	PRESION DE BURBUJA	GOR	Bo	GRAVEDAD DEL GAS (AIRE=1.0)
PUCUNA	H	27.6	218	250	55	1. 1017	1. 6315
	T	35.3	216	1400	452	1. 3598	1. 2610
PUMA	U	16.0	234	730	84	1. 1351	0. 9150
SACHA	H	27.1	225	78	24	1. 1625	1. 5767
	Hs	27.3	225	550	124	1. 1334	1. 3561
	T	30.3	216	1310	436	1. 3726	1. 2518
	U	26.7	211	1052	270	1. 2423	1. 1324
	Ui	22.8	218	1170	224	1. 2302	1. 2100
	BT	24.1	181	807	150	1. 1170	1. 0990
SANSAHUARI	T	29.4	210	690	255	1. 2313	1. 6180
	U	24.5	186.7	832	157	1. 1700	1. 3893
SECOYA	T	34.2	208	555	444	1. 3348	1. 5392
	U	28.3	205	1085	282	1. 1790	1. 1285
SHIRIPUNO	M-1	21.0	221	718	128	1. 1250	
SHUARA	T	31.7	231	1120	383	1. 3146	1. 6200
	U	28.0	230	1100	274	1. 2914	1. 2177
	Us	29.5	230	595	162	1. 2170	1. 4201
SHUSHUFINDI	T	31.9	218	1053	383	1. 3003	1. 3110
	U	22.4	218	1010	233	1. 2880	
	G-2	31.2	217	1140	320	1. 3097	1. 1600
SHUSHUQUI	T	33.0	236	1475	587	1. 5722	1. 5905
	Ui	32.5	213	1157	268	1. 2990	1. 0710
	Us	31.4	226	1075	333	1. 3122	1. 3540
TAPI	Ti	28.7	217	1980	673	1. 3976	1. 6450
TETETE	Ui	29.9	213	313	84	1. 1486	1. 5435
YUCA	H	27.1	193	160	50	1. 1051	1. 4980
	T	29.0	217	750	183	1. 2249	1. 1295
	U	16.8	204	830	114	1. 1274	0. 9483
YULEBRA	BT	18.5	191	890	133	1. 1137	0. 9500
VHR	UM	29.5			260		
	US	29.4			300		
	UI	31.0			156		
	M-2	29.5			213		
	T	32.3			189		
	BT	19.0			143		

ANEXO 2



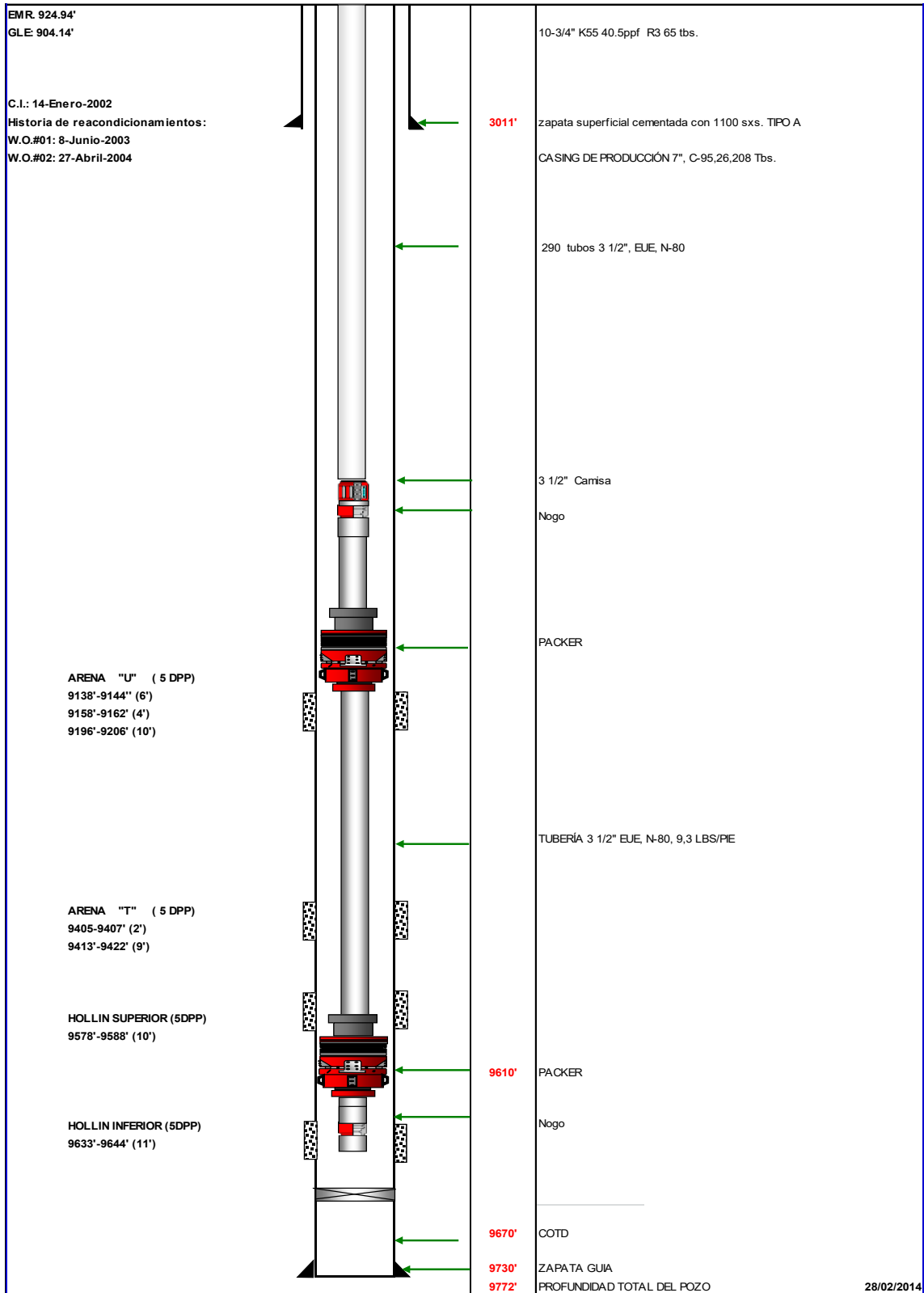
**Esquema básico de producción
"Estación Paquisha".**

Bloque: PACA

Empresa: PETROESPOL

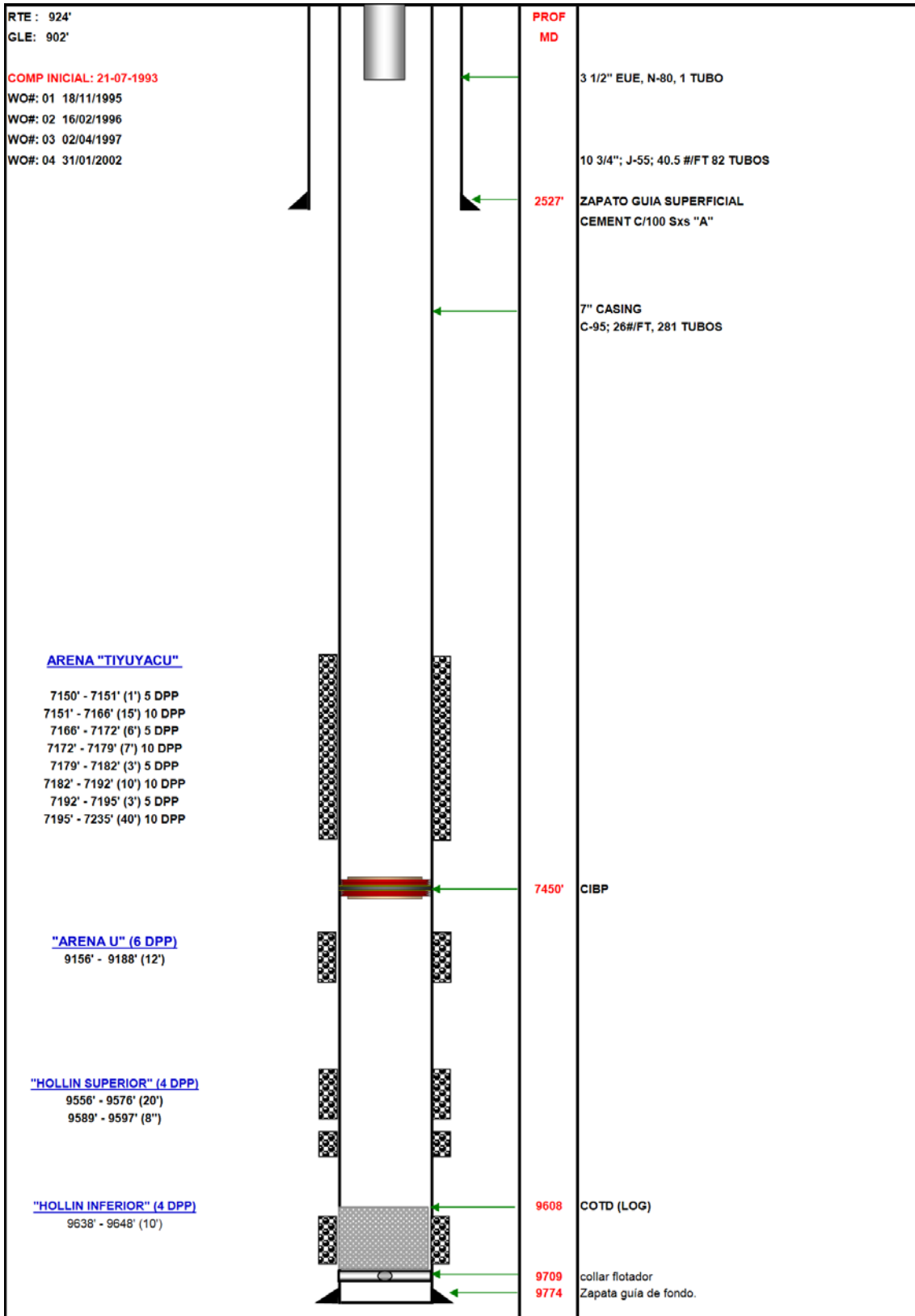
ANEXO 3

COMPLETACIÓN PROPUESTA DEL POZO PSH-20



ANEXO 5

COMPLETACIÓN ACTUAL DEL POZO PSH-12



ARENA "TIYUYACU"

7150' - 7151' (1') 5 DPP
7151' - 7166' (15') 10 DPP
7166' - 7172' (6') 5 DPP
7172' - 7179' (7') 10 DPP
7179' - 7182' (3') 5 DPP
7182' - 7192' (10') 10 DPP
7192' - 7195' (3') 5 DPP
7195' - 7235' (40') 10 DPP

"ARENA U" (6 DPP)

9156' - 9188' (12')

"HOLLIN SUPERIOR" (4 DPP)

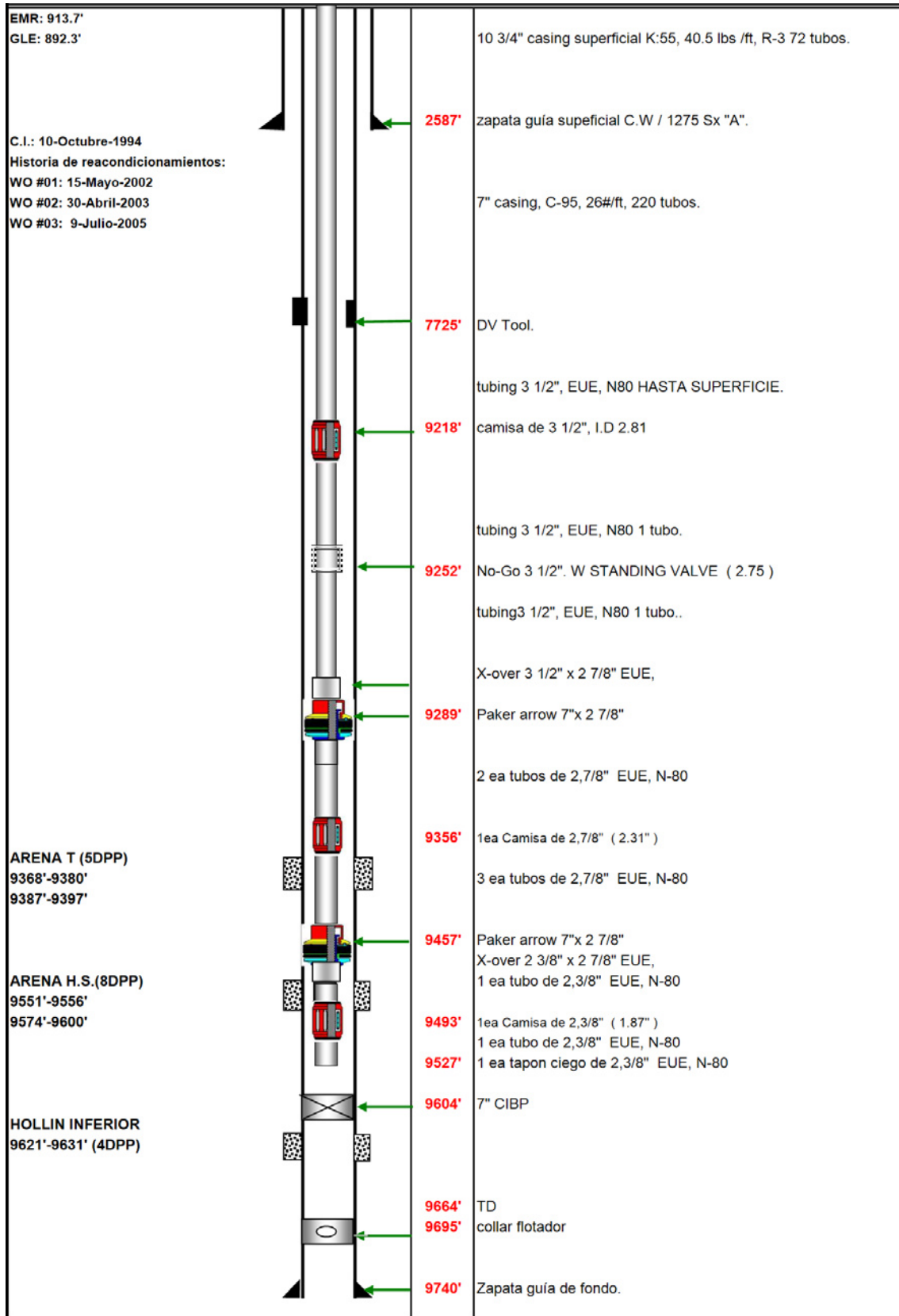
9556' - 9576' (20')
9589' - 9597' (8')

"HOLLIN INFERIOR" (4 DPP)

9638' - 9648' (10')

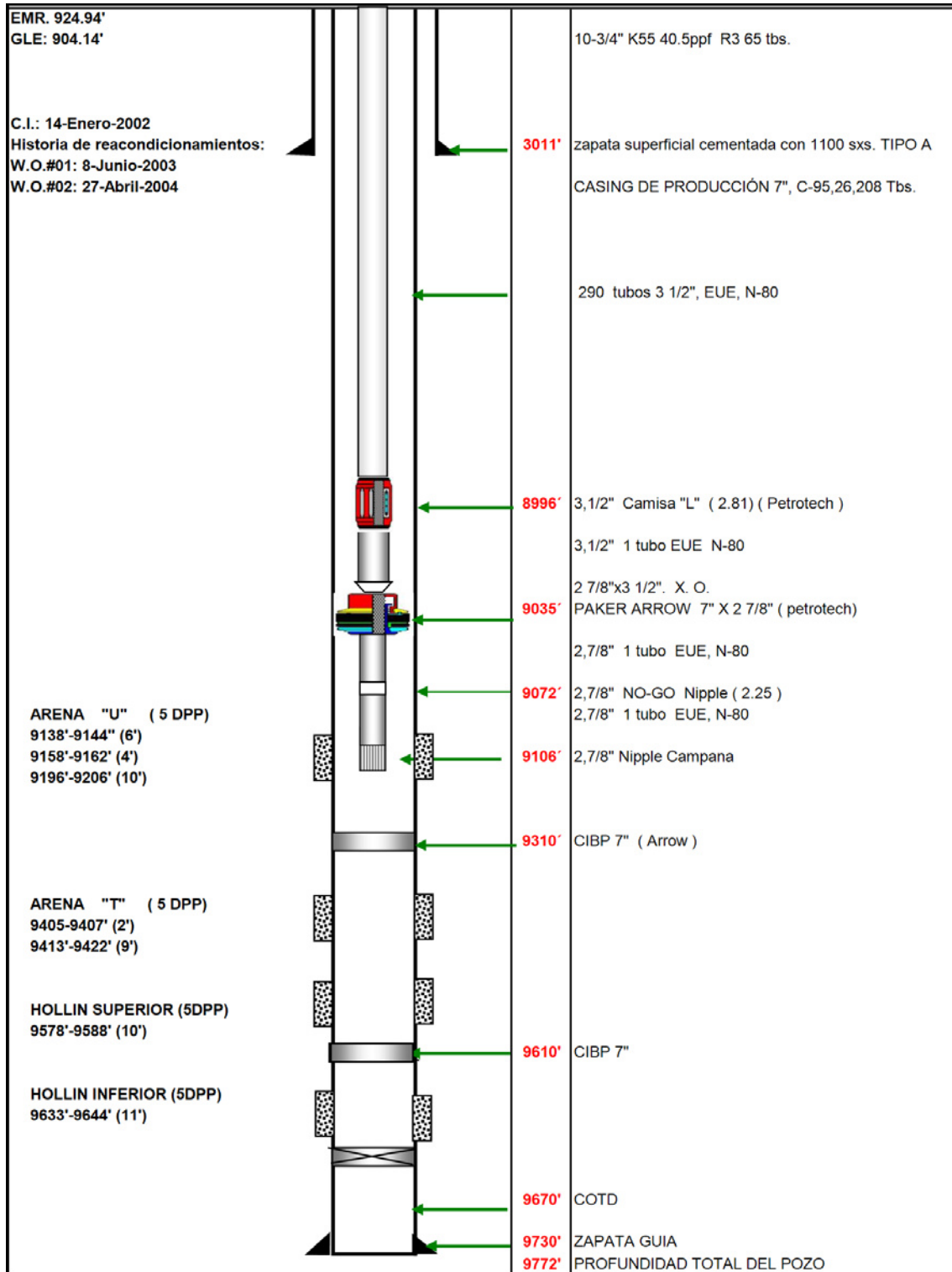
ANEXO 6

COMPLETACIÓN ACTUAL DEL POZO PSH-13



ANEXO 7

COMPLETACIÓN ACTUAL DEL POZO PSH-20



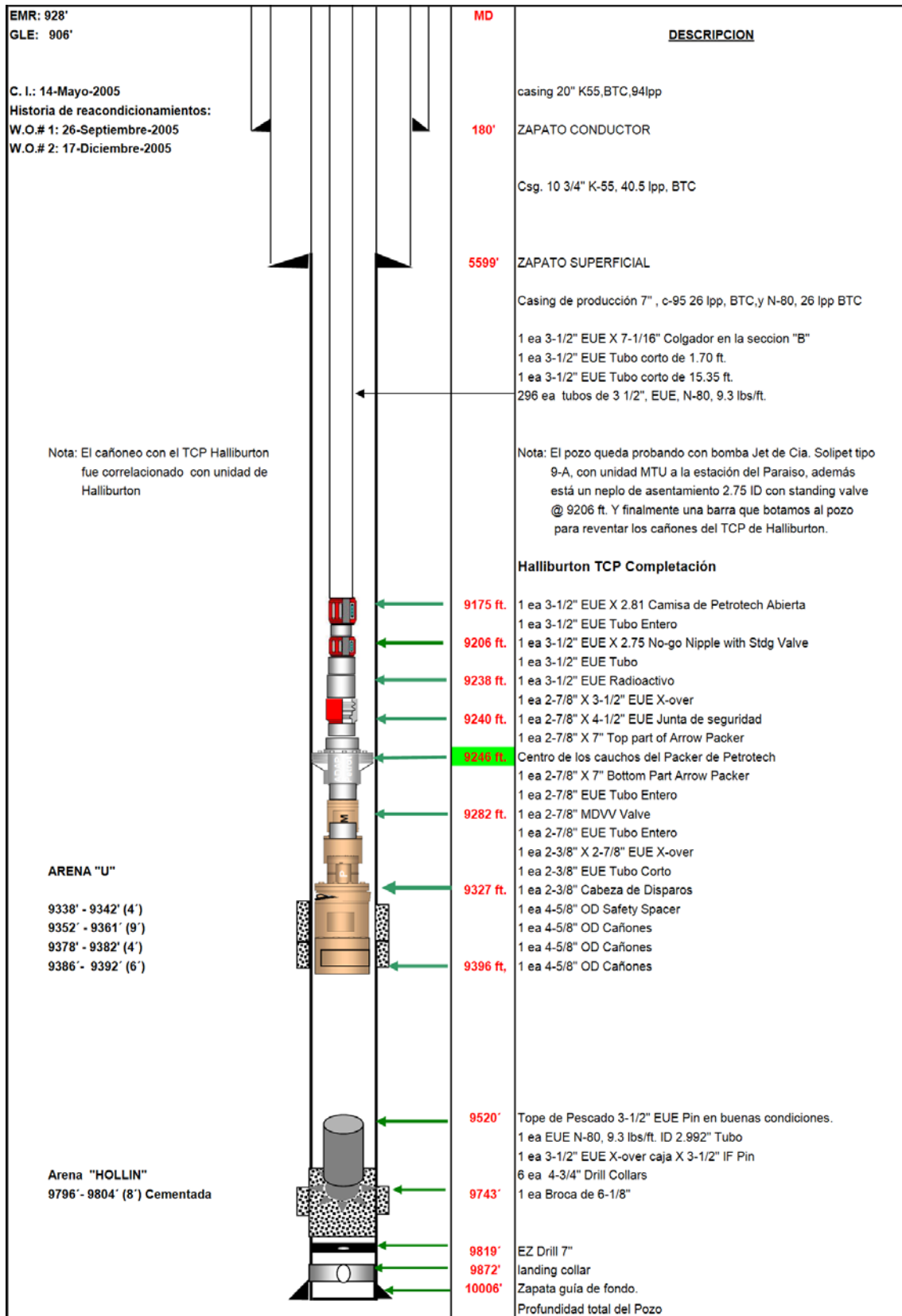
ANEXO 8

COMPLETACIÓN ACTUAL DEL POZO PSH-24



ANEXO 9

COMPLETACIÓN ACTUAL DEL POZO PSH-25



ANEXO 10

PRESUPUESTO REFERENCIAL POR REACONDICIONAMIENTO DE PSH-20

REACONDICIONAMIENTO DE POZOS EN EL BLOQUE PACA	Unidad	Cantidad	Costo Unitario	Costo total
COMPRAS Y/O MATERIALES DE BODEGA				130.667,00
COMBUSTIBLES / TRANSPORTE	gl	5000,00	4,10	20.500,00
CABEZAL SECCIONES A-B-C / Instalación		1	50.000,00	50.000,00
ACEITES / GRASAS		1	5.000,00	5.000,00
TUBERÍA DE PRODUCCIÓN 3 1/2" (10%)	ft	1030,00	8,90	9.167,00
ACCESORIOS COMPLETACIÓN (no-go, camisas, st. Valve, packers, on-off)	lump sum	1	12.000,00	12.000,00
BROCAS	lump sum	1	22000	22.000,00
ACCESORIOS Y PARTES DE INSTRUMENTACIÓN	lump sum	1	12.000,00	12.000,00
SERVICIOS GENERALES DE REACONDICIONAMIENTO				407144
SERVICIO TALADRO REACONDICIONAMIENTO	dia	8	20.000,00	160000
GERENCIAMIENTO DE PROYECTO	dia	8	6.100,00	48.800,00
FLUDOS DE CONTROL		1	60.000,00	60.000,00
CONTROL DE SÓLIDOS		1	30.000,00	30.000,00
SLICK LINE		1	7000	7.000,00
REGISTROS ELÉCTRICOS		1	30000	30.000,00
CORRIDA TUBING 3 1/2"	lump sum	1	12.000,00	12.000,00
UNIDAD DE FILTRACIÓN/FILTROS	lump sum	1	12.000,00	12.000,00
INSPECCIÓN Y REPARACIÓN DE TUBERÍA DE COMPLETACIÓN		1	15.000,00	15.000,00
SERVICIO DE CATERING		800	24,18	19.344,00
PAGO ARCH	lump sum	1	3.000,00	3.000,00
TRANSPORTE DE HERRAMIENTAS Y EQUIPOS		1	10.000,00	10.000,00
ARRENDAMIENTO				28920
HERRAMIENTAS PARA LIMPIEZA DE TUBERÍA (SCRAPERS, CEPILLOS, CANASTA)	lump sum	1	20000	20000
RENTA DE CAMPERS	dia	14	90,00	1.260,00
RENTA DE TANQUES VERTICALES	dia	14	90,00	1.260,00
RENTA DE CAMIONES AL VACIO (VACUUM TRUCKS)	dia	8,00	800,00	6.400,00
TOTAL EVENTO COMPLETACIÓN				566.731,00
Costo diario				70.841,38
Costo x ft (10400 ft)				54,49

ANEXO 11

PRESUPUESTO REFERENCIAL POR PERFORACION DE UN POZO REINYECTOR

PERFORACIÓN DE POZOS EN EL CAMPO PACA	Unidad	Cantidad	Costo Unit.	Costo total	Observaciones
COMPRAS Y/O MATERIALES DE BODEGA				855.789,00	
COMBUSTIBLES / TRANSPORTE	gl	7800,00	4,10	31.980,00	
CABEZAL SECCIONES A y B (Slip lock) / Instalación		1,00	30.000,00	30.000,00	
ACEITES / GRASAS		1,00	5.000,00	5.000,00	
TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	ft			708.809,00	Suma tubería
TUBERÍA DE REVESTIMIENTO 13 3/8"	ft	6100,00	51,66	315.126,00	
TUBERÍA DE REVESTIMIENTO 9 5/8"	ft	9100,00	37,89	344.799,00	
LINER 7"	ft	2200,00	22,22	48.884,00	
ACCESORIOS CORRIDA CASING (zapata, anillos, collares, anillos de torque)	lump sum	1,00	80.000,00	80.000,00	
SERVICIOS GENERALES DE PERFORACIÓN				3.152.170,20	
MOVILIZACIÓN TALADRO	lump sum	1,50	45.000,00	67.500,00	
SERVICIO TALADRO PERFORACIÓN	dia	28,00	42.000,00	1.176.000,00	
GERENCIAMIENTO DE PROYECTO	dia	28,00	6.100,00	170.800,00	
SERVICIO DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL	dia			122.000,00	Suma 3 direccionales
SERVICIO DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL 16"	dia	8,00	4.000,00	32.000,00	
SERVICIO DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL 12 1/4"	dia	12,00	4.500,00	54.000,00	
SERVICIO DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL 8 1/2"	dia	8,00	4.500,00	36.000,00	
FLUIDOS DE PERFORACIÓN				320.496,00	Suma secciones fluid
FLUIDOS DE PERFORACIÓN 16"	dia	9,00	7.444,00	66.996,00	
FLUIDOS DE PERFORACIÓN 12 1/4"	dia	9,00	16.000,00	144.000,00	
FLUIDOS DE PERFORACIÓN 8 1/2"	dia	10,00	10.950,00	109.500,00	
CONTROL DE SÓLIDOS DE PERFORACIÓN	global	1,00	225.000,00	225.000,00	
SERVICIO DE GYRO	lump sum	1,00	25.000,00	25.000,00	
CONTROL LITOLÓGICO		1,00	54.000,00	54.000,00	
COLGADOR LINER / TOP PACKER		1,00	85.000,00	85.000,00	
REGISTROS ELÉCTRICOS	corrida	1,00	154.000,00	154.000,00	
CORRIDA CASING				34.875,00	Suma 3 corridas
CORRIDA CASING 13 3/8"	lump sum	1,00	13.020,00	13.020,00	
CORRIDA CASING 9 5/8"	lump sum	1,00	14.415,00	14.415,00	
CORRIDA LINER 7"	lump sum	1,00	7.440,00	7.440,00	
CEMENTACIÓN				272.707,76	Suma 3 cementacion
CEMENTACIÓN 13 3/8"		1,00	57.868,00	57.868,00	
CEMENTACIÓN 9 5/8"		1,00	44.839,76	44.839,76	
CEMENTACIÓN 7"		1,00	170.000,00	170.000,00	
INSPECCIÓN Y REPARACIÓN DE TUBERÍA		1,00	70.000,00	70.000,00	
SERVICIO DE CATERING		2800,00	24,18	67.704,00	
PAGO ARCH		1,00	10.000,00	10.000,00	
REDUCTORES DE TORQUE	lump sum	1,00	50.000,00	50.000,00	
ADECUACION DE LOCACIONES, VÍAS Y SUMIDEROS, LINEAS DE AGUA		1,00	30.000,00	30.000,00	
TRANSPORTE DE HERRAMIENTAS	global	1,00	30.000,00	30.000,00	
LOST IN HOLE (HERRAMIENTAS Y TUBERÍA) - CONTINGENCIA 3.5%	global	1,00	87.581,60	87.581,60	
GASTOS ADMINISTRATIVOS		1,00	99.505,84	99.505,84	
ARRENDAMIENTO				193.760,00	
RENTA DE MARTILLOS	dia	28,00	850,00	23.800,00	
RENTA DE BROCAS	lump sum	1,00	140.000,00	140.000,00	
RENTA DE TANQUES VERTICALES	dia	28,00	270,00	7.560,00	
RENTA DE CAMIONES AL VACIO (VACUUM TRUCKS)	dia	28,00	800,00	22.400,00	
TOTAL EVENTO PERFORACIÓN				4.201.719,20	
			Costo diario	150.061,40	
			Costo x ft (10500 ft)	400,16	

ANEXO 12

PRESUPUESTO REFERENCIAL POR COMPLETACION DE POZO

PERFORADO

COMPLETACIÓN DE POZOS EN EL CAMPO PACA	Unidad	Cantidad	Costo Unit:	Costo total
COMPRAS Y/O MATERIALES DE BODEGA				183.170,00
COMBUSTIBLES / TRANSPORTE	gl	5000,00	4,10	20.500,00
CABEZAL SECCION C / Instalación		1	20.000,00	20.000,00
ACEITES / GRASAS		1	5.000,00	5.000,00
TUBERÍA DE PRODUCCIÓN 3 1/2"	ft	10300,00	8,90	91.670,00
ACCESORIOS COMPLETACIÓN (no-go, camisas, st. Valve, packers on-off)	lump sum	1	12.000,00	12.000,00
BROCAS	lump sum	1	22000	22.000,00
ACCESORIOS Y PARTES DE INSTRUMENTACIÓN	lump sum	1	12.000,00	12.000,00
SERVICIOS GENERALES DE COMPLETACIÓN				568626
SERVICIO TALADRO COMPLETACIÓN	dia	7	20.000,00	140000
GERENCIAMIENTO DE PROYECTO	dia	7	6.100,00	42.700,00
FLUDOS DE COMPLETACIÓN		1	60.000,00	60.000,00
CONTROL DE SÓLIDOS DE COMPLETACIÓN		1	30.000,00	30.000,00
DISPAROS (WIRE LINE/TCP - ONE TREP/MAXR)		1	100000	100.000,00
SERVISIO DE SQUEEZE / PRODUCTOS		1	60000	60.000,00
SLICK LINE		1	7000	7.000,00
REGISTROS ELÉCTRICOS		1	60000	60.000,00
CORRIDA TUBING 3 1/2"	lump sum	1	12.000,00	12.000,00
UNIDAD DE FILTRACIÓN/FILTROS	lump sum	1	12.000,00	12.000,00
INSPECCIÓN Y REPARACIÓN DE TUBERÍA DE COMPLETACIÓN		1	15.000,00	15.000,00
SERVICIO DE CATERING		700	24,18	16.926,00
PAGO ARCH	lump sum	1	3.000,00	3.000,00
TRANSPORTE DE HERRAMIENTAS Y EQUIPOS		1	10.000,00	10.000,00
ARRENDAMIENTO				28120
HERRAMIENTAS PARA LIMPIEZA DE TUBERÍA (SCRAPERS, CEPILLOS, CANASTA)	lump sum	1	20000	20000
RENTA DE CAMPERS	dia	14	90,00	1.260,00
RENTA DE TANQUES VERTICALES	dia	14	90,00	1.260,00
RENTA DE CAMIONES AL VACIO (VACUUM TRUCKS)	dia	7,00	800,00	5.600,00
TOTAL EVENTO COMPLETACIÓN				779.916,00
			Costo diario	111.416,57
			Costo x ft (10500 ft)	74,28

BIBLIOGRAFIA

Comunicaciones Operaciones Río Napo. (8 de Octubre de 2014). *Río Napo energía que transforma*. Recuperado el 8 de 12 de 2014, de <http://www.rionapocem.com.ec/comunicacion/noticias/398-nuevos-records-de-perforacion-en-campo-sacha.html>

Duque, P. (s.f.). *Breve léxico estratigráfico del Ecuador*.

Frédéric CHRISTOPHOUL, J. D. (2004). DINÁMICA DE LA CUENCA DE ANTE- PAÍS ORIENTAL DESDE EL PALEÓGENO. En M. R. Patrice Baby, *Cuenca Oriente: Geología y Petróleo* (págs. 93-113). Petroproducción. Recuperado el 25 de noviembre de 2014, de http://horizon.documentation.ird.fr/exl-doc/pleins_textes/doc34-08/010036212.pdf

Marco Rivadeneira, P. B. (2004). *CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS GENERALES DE LOS PRINCIPALES CAMPOS PETROLEROS DE PETROPRODUCCIÓN*.

Minas, M. d. (2010). *REGLAMENTO AMBIENTAL DE ACTIVIDADES HIDROCARBURIFERAS*. PETROECUADOR.

Moussali, V. (2014). *Web del profesor*. Recuperado el 30 de 11 de 2014, de Cap 3. Roca sello y capas petrolíferas: <http://webdelprofesor.ula.ve/ingenieria/mvictoria/materia/GEOLOGIAD ELPETROLEO/TEMA%204%20TRAMPA%20PETROLIFERASweb.pdf>

Núñez del Arco, E. (2003). *Geología del Ecuador*. Guayaquil.

PATRICE BABY, M. R. (2004). *La cuenca oriente: geología y petróleo*. Quito-Ecuador.

Schlumberger. (2014). *Oil field Glossary*. Recuperado el 30 de 11 de 2014, de <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/seal.aspx>

T. WATSON, J. S. (1927). *Geological Explorations East of the Andes in Ecuador*. AAPG.

ZAILTIN, B. A., DALRYMPLE, R. & BOYD. (1994). *The stratigraphic organization of incised-valley systems associated with relative sea-level changes*.