

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y  
PETRÓLEOS**

**OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE AMPLIACIÓN  
DE INTERVALOS EN YACIMIENTOS DE CAMPOS MADUROS DEL  
ORIENTE ECUATORIANO**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIEROS  
EN PETRÓLEOS  
OPCIÓN: TÉCNICO-EXPERIMENTAL**

**WILSON JAVIER JIMÉNEZ JARAMILLO**  
[wjimenez\\_5@yahoo.com](mailto:wjimenez_5@yahoo.com)

**DIRECTOR: DR. JOHNNY ZAMBRANO**  
[johnny.zambrano@epn.edu.ec](mailto:johnny.zambrano@epn.edu.ec)

Quito, Febrero 2017

## DECLARACIÓN

Yo Wilson Javier Jiménez Jaramillo, declaro bajo juramento que el presente trabajo es de mi autoría; que no ha sido presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en el presente documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

---

WILSON JAVIER JIMENEZ JARAMILLO

## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Wilson Javier Jiménez Jaramillo, bajo mi supervisión.

---

**DR. JOHNNY ZAMBRANO**  
**DIRECTOR DEL TRABAJO**

## **AGRADECIMIENTOS**

A mis padres por el apoyo y ayuda que me han brindado todo este tiempo y por el ejemplo diario de esfuerzo y perseverancia, a mi hermana por el apoyo incondicional que me ha brindado y por el cariño y ejemplo todos estos años.

A mi tía y prima por su preocupación y apoyo durante todos estos años que hemos vivido en Quito. A toda mi familia por la confianza y el cariño que me han brindado. A mis amigos y compañeros con los que he compartido muchas experiencias y durante estos años.

A la Escuela Politécnica Nacional y a todos los profesores de la facultad que me ayudaron a formarme como ingeniero impartíendome los conocimientos necesarios, en especial al Ingeniero Johnny Zambrano por la tutoría durante el desarrollo de este trabajo y a los ingenieros Bladimir Cerón y Jorge Luis Velázquez como miembros del tribunal.

A Schlumberger y Shaya Ecuador S.A y en especial al Ingeniero Byron Fun Sang por la ayuda con el tema y con todas las enseñanzas y consejos brindados, al Ingeniero Carlos Reyes por el apoyo y confianza brindada, a las Ingenieras Rosario Fraga y Yeniffer Lopez por toda la ayuda y paciencia prestada.

## **DEDICATORIA**

Dedico este trabajo a mis padres y mi hermana sin quienes no lo pude haber logrado, por todo el apoyo que me han brindado todos estos años.

## CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	II
CERTIFICACIÓN.....	III
CONTENIDO.....	VI
RESUMEN.....	XVI
PRESENTACIÓN .....	XVIII
CAPÍTULO I.....	1
INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO .....	1
1.1.1. GENERALIDADES .....	1
1.1.1.1. Breve Reseña Histórica.....	1
1.1.1.2. Ubicación.....	1
1.1.2. GEOLOGÍA Y ESTRATIGRAFÍA.....	2
1.1.2.1. Estructura .....	3
1.1.2.2. Ambientes Sedimentarios .....	4
1.1.2.3. Características Litológicas .....	5
1.1.3. PROPIEDADES DE LA ROCA .....	5
1.1.4. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS .....	6
1.1.5. RESERVAS .....	6
1.2. EVALUACIÓN DE REGISTROS .....	8
1.2.1. Registros Hueco Abierto.....	8
1.2.1.1. Tipos de Registros Hueco Abierto.....	8
1.2.1.2. Interpretación de Registros Eléctricos.....	9
1.2.2. Registros de Cemento .....	10
1.2.2.1. Registro CBL .....	10
1.2.2.2. Registro VDL .....	10
1.2.2.3. Registro USIT .....	10
1.3. CAÑONEO .....	10
1.3.1. COMPONENTES DE UN CAÑÓN .....	11
1.3.1.1. Detonador.....	12
1.3.1.2. Cordón Detonante .....	13

1.3.1.3. Cargas Moldeadas .....	13
1.3.2. TIPOS DE CAÑONEO .....	14
1.3.2.1. Con Cable (Wireline) .....	14
1.3.2.2. Con Tubería (TCP).....	15
1.3.2.3. Con Slickline.....	16
1.3.3. CONDICIONES DE CAÑONEO .....	17
1.3.3.1. Bajo Balance .....	17
1.3.3.2. Bajo Balance Dinámico .....	18
1.3.3.3. Surgencia Dinámica .....	18
1.3.3.4. Sobrebalance .....	19
1.3.3.5. Sobrebalance Extremo.....	19
1.3.4. TIPOS DE CARGAS .....	19
1.3.4.1. Power Jet Nova .....	20
1.3.4.2. Power Jet Omega.....	20
1.3. MANEJO DEL AGUA .....	21
1.3.1. CAUSAS DE PRODUCCIÓN DEL AGUA .....	23
1.3.2. DIAGNÓSTICO DEL POZO .....	23
1.3.3. SOLUCIONES .....	24
1.3.3.1. Soluciones Mecánicas.....	24
1.3.3.2. Soluciones Químicas.....	25
1.3.3.3. Soluciones de Completación.....	26
CAPÍTULO II.....	27
ANÁLISIS TÉCNICO .....	27
2.1. SELECCIÓN DE POZOS .....	27
2.2. ANÁLISIS DE LOS POZOS.....	27
2.2.1. KON-136.....	28
2.2.1.1. Ubicación.....	28
2.2.1.2. Historial del Pozo .....	29
2.2.1.3. Análisis Petrofísico .....	30
2.2.1.4. Análisis Mecánico.....	31
2.2.1.5. Comportamiento del Agua.....	32
2.2.1.6. Análisis Nodal.....	33

2.2.1.7. Análisis de Reservas .....	34
2.2.1.8. Método de Cañoneo .....	35
2.2.2. KON-173 .....	36
2.2.2.1. Ubicación.....	36
2.2.2.2. Historial del Pozo .....	36
2.2.2.3. Análisis Petrofísico .....	37
2.2.2.4. Análisis Mecánico.....	39
2.2.2.5. Comportamiento del agua .....	40
2.2.2.6. Análisis Nodal.....	41
2.2.2.7. Análisis de Reservas.....	42
2.2.2.8. Método de Cañoneo.....	43
2.2.3. ZEKE-029S1 .....	43
2.2.3.1. Ubicación.....	43
2.2.3.2. Historial del Pozo .....	44
2.2.3.3. Análisis Petrofísico .....	45
2.2.3.4. Análisis Mecánico.....	47
2.2.3.5. Comportamiento del agua .....	48
2.2.3.6. Análisis Nodal.....	49
2.2.3.7. Análisis de Reservas.....	50
2.2.3.8. Método de Cañoneo.....	51
2.2.4. KON-083 .....	51
2.2.4.1. Ubicación.....	51
2.2.4.2. Historial del Pozo .....	52
2.2.4.3. Análisis Petrofísico .....	53
2.2.4.4. Análisis Mecánico.....	55
2.2.4.5. Comportamiento del agua .....	56
2.2.4.6. Análisis Nodal.....	57
2.2.4.7. Análisis de Reservas.....	58
2.2.4.8. Método de Cañoneo.....	59
2.2.5. ZEKE-030 .....	60
2.2.5.1. Ubicación.....	60
2.2.5.2. Historial del Pozo .....	60
2.2.5.3. Análisis Petrofísico .....	61



2.2.5.4. Análisis Mecánico.....	63
2.2.5.5. Comportamiento del agua .....	64
2.2.5.6. Análisis Nodal.....	65
2.2.5.7. Análisis de Reservas.....	66
2.2.5.8. Método de Cañoneo.....	67
CAPÍTULO III.....	68
ANÁLISIS ECONÓMICO.....	68
3.1. INTRODUCCIÓN.....	68
3.2. ANÁLISIS .....	71
3.2.1. KON-136.....	71
3.2.2. KON-173.....	73
3.2.3. ZEKE-029S1.....	75
3.2.4. KON-083.....	77
3.2.5. ZEKE-030 .....	79
CAPÍTULO IV .....	81
RESULTADOS .....	81
4.1. KON-136.....	81
4.1.1. SUMARIO DE OPERACIONES.....	81
4.1.2. RESULTADOS OBTENIDOS .....	81
4.1.2.1. Índice de Productividad .....	81
4.1.2.2. Producción Final.....	82
4.2. KON-173.....	83
4.2.1. SUMARIO DE OPERACIONES.....	83
4.2.2. RESULTADOS OBTENIDOS .....	84
4.2.2.1. Índice de Productividad .....	84
4.2.2.2. Producción Final.....	84
4.3. ZEKE-029S1.....	85
4.3.1. SUMARIO DE OPERACIONES.....	85
4.3.2. RESULTADOS OBTENIDOS .....	86
4.3.2.1. Índice de Productividad .....	86
4.3.2.2. Producción Final.....	86
4.4. KON-083.....	87

4.4.1. SUMARIO DE OPERACIONES.....	87
4.4.2. RESULTADOS OBTENIDOS .....	88
4.4.2.1. Índice de Productividad .....	88
4.4.2.2. Producción Final.....	89
4.5. ZEKE-030 .....	90
4.5.1. SUMARIO DE OPERACIONES.....	90
4.5.2. RESULTADOS OBTENIDOS .....	90
4.5.2.1. Índice de Productividad .....	90
4.5.2.2. Producción Final.....	91
CAPÍTULO V .....	93
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	93
5.1. CONCLUSIONES.....	93
5.2. RECOMENDACIONES .....	97
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	98
ANEXOS .....	103

## ÍNDICE DE TABLAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Estructura del Bloque A.....	3
1.2	Ambientes Sedimentarios.....	4
1.3	Propiedades de la roca.....	5
1.4	Propiedades de los fluidos.....	6
1.5	Reservas.....	7
1.6	Características Power Jet Nova.....	20
1.7	Características Power Jet Omega.....	21
2.1	Pozos Candidatos.....	27
3.1	Costos estimados de operación pozo KON-136.....	71
3.2	Análisis de escenarios económicos pozo KON-136.....	72
3.3	Costos estimados de operación pozo KON-173.....	73
3.4	Análisis de escenarios económicos pozo KON-173.....	74
3.5	Costos estimados de operación pozo ZEKE-029S1.....	75
3.6	Análisis escenarios económicos pozo ZEKE-029S1.....	76
3.7	Costos estimados de operación pozo KON-083.....	77
3.8	Análisis escenarios económicos pozo KON-083.....	78
3.9	Costos estimados de operación pozo ZEKE-030.....	79
3.10	Análisis escenarios económicos pozo ZEKE-030.....	80
5.1	Conclusiones.....	95
5.2	Resultados Análisis Económico.....	96

## ÍNDICE DE FIGURAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Ubicación del Bloque A.....	2
1.2	Tren de Cargas.....	12
1.3	Componentes de un Cañon.....	12
1.4	Detonador Eléctrico.....	12
1.5	Cordón Detonante.....	13
1.6	Cargas Moldeadas.....	13
1.7	Cañoneo con Wireline.....	14
1.8	Cañoneo con TCP.....	15
1.9	Cañoneo con Slickline.....	17
1.10	Disparo en Bajo Balance.....	18
1.11	Disparo en Bajo Balance Dinámico.....	18
1.12	Disparo en Sobrebalance.....	19
1.13	Disparo con carga Power Jet Nova.....	20
1.14	Disparo con carga Power Jet Omega .....	21
1.15	Sistema de tratamiento del Agua de Formación.....	22
1.16	Soluciones mecánicas.....	25
1.17	Soluciones químicas.....	25
1.18	Soluciones de completación.....	26
2.1	Ubicación pozo KON-136.....	28
2.2	Historial de Producción pozo KON-136.....	29
2.3	Registro Petrofísico pozo KON-136.....	30
2.4	Correlación Estructural pozo KON-136.....	31
2.5	Registro de Cemento pozo KON-136.....	32
2.6	Comportamiento del agua pozo KON-136.....	32
2.7	Análisis Nodal por intervalos pozo KON-136.....	33
2.8	Análisis nodal pozo KON-136.....	34
2.9	Análisis de Reservas pozo KON-136.....	35
2.10	Ubicación pozo KON-173.....	36
2.11	Historial de Producción pozo KON-173.....	37
2.12	Registro Petrofísico pozo KON-173.....	38
2.13	Correlación Estructural pozo KON-173.....	39
2.14	Registro de Cemento pozo KON-173.....	40
2.15	Comportamiento de Agua pozo KON-173.....	40
2.16	Análisis Nodal por intervalos pozo KON-173.....	41
2.17	Análisis Nodal pozo KON-173.....	42
2.18	Análisis de Reservas pozo KON-173.....	43
2.19	Ubicación pozo ZEKE-029S1.....	44
2.20	Historial de Producción pozo ZEKE-029S1.....	45
2.21	Registro Petrofísico pozo ZEKE-029S1.....	46
2.22	Correlación Estructural pozo ZEKE-029S1.....	47
2.23	Registro de Cemento pozo ZEKE-029S1.....	48
2.24	Comportamiento del Agua pozo ZEKE-029S1.....	48
2.25	Análisis Nodal por intervalos pozo ZEKE-029S1.....	49

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
2.26	Análisis Nodal pozo ZEKE-029S1.....	50
2.27	Análisis de Reservas pozo ZEKE-029S1.....	51
2.28	Ubicación pozo KON-083.....	52
2.29	Historial de Producción pozo KON-083.....	53
2.30	Análisis Petrofísico pozo KON-083.....	54
2.31	Correlación Estructural pozo KON-083.....	55
2.32	Registro de Cemento pozo KON-083.....	56
2.33	Comportamiento del Agua pozo KON-083.....	56
2.34	Análisis Nodal por intervalos pozo KON-083.....	57
2.35	Análisis Nodal pozo KON-083.....	58
2.36	Análisis de Reservas pozo KON-083.....	59
2.37	Ubicación pozo ZEKE-030.....	60
2.38	Historial de Producción pozo ZEKE-030.....	61
2.39	Registro Petrofísico pozo ZEKE-030.....	62
2.40	Correlación Estructural pozo ZEKE-030.....	63
2.41	Registro de Cemento pozo ZEKE-030.....	64
2.42	Comportamiento del Agua pozo ZEKE-030.....	64
2.43	Análisis Nodal por intervalos pozo ZEKE-030.....	65
2.44	Análisis Nodal pozo ZEKE-030.....	66
2.45	Análisi de Reservas pozo Zeke-030.....	67
4.1	Análisis nodal antes y después de la intervención pozo KON-136.....	82
4.2	Análisis de producción antes y después de la intervención pozo KON-136.....	83
4.3	Análisis nodal antes y después de la intervención pozo KON-173.....	84
4.4	Análisis de producción antes y después de la intervención pozo KON-173.....	85
4.5	Análisis nodal antes y después de la intervención pozo ZEKE-029S1.....	86
4.6	Análisis de producción antes y después de la intervención pozo ZEKE-029S1.....	87
4.7	Análisis nodal antes y después de la intervención pozo KON-083.....	88
4.8	Análisis de producción antes y después de la intervención pozo KON-083.....	89
4.9	Análisis nodal antes y después de la intervención pozo ZEKE-030.....	91
4.10	Análisis de producción antes y después de la intervención pozo ZEKE-030.....	92

## SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
a.....	Periodo inmediato anterior en que se recupera la inversión	
API.....	American Petroleum Institute.....	
b.....	Inversión inicial, \$.....	
bbbl.....	Barriles.....	L <sup>3</sup>
bbbl/d.....	Barriles por día.....	L <sup>3</sup> /d
BES.....	Bombeo electrosumergible.....	
BFPD.....	Barriles de fluido por día.....	L <sup>3</sup>
BHJ.....	Bombeo hidráulico tipo jet.....	
BPPD.....	Barriles de petróleo por día.....	L <sup>3</sup>
BSW.CalDay.....	BSW reportado por día.....	
c.....	Flujo de caja acumulado al año anterior en que se recupera la inversión.....	
CBL.....	Registro de adherencia de cemento.....	
cm <sup>3</sup> .....	Centímetros cúbicos.....	L <sup>3</sup>
cp.....	Centipoises.....	M/Lt
d.....	Flujo de caja del año que se recupera la inversión.....	
EUR.....	Reservas iniciales, bls.....	L <sup>3</sup>
ft.....	Pies.....	L
g.....	Gramos.....	M
GOR.....	Relación gas-petróleo, pies <sup>3</sup> /bl.....	
GR.....	Registro Gamma Ray, °API.....	L
i.....	Tasa de interés.....	
in.....	Pulgada.....	L
lo.....	Inversión inicial.....	
IP.....	Indice de Productividad, bbl/d/psi.....	L <sup>4</sup> t <sup>2</sup> /M
k.....	Permeabilidad, mD.....	L <sup>2</sup>
lbm.....	Libra masa, g.....	M
Liquid.CalDay.....	Fluido reportado por día, bbl.....	L <sup>3</sup>
Liquid.cum.....	Acumulado de fluido, bbl.....	L <sup>3</sup>
MD.....	Profundidad Medida, ft.....	L
mD.....	Milidarcy.....	L <sup>2</sup>
mV.....	Milivoltios.....	W/A
NPHI.....	Registro de porosidad neutrónico, v/v.....	
Oil.CalDay.....	Petróleo reportado por día, bbl.....	L <sup>3</sup>
Oil.cum.....	Acumulado de petróleo, bbl.....	L <sup>3</sup>
Pay_Net_Flag.....	Zona de pago neta, ft.....	L
P <sub>b</sub> .....	Presión de burbuja, psi.....	M/Lt <sup>2</sup>
Perm_Coat.....	Permeabilidad absoluta, mD.....	L <sup>2</sup>
PHIE_D.....	Registro de porosidad efectiva, v/v.....	
PHIT_D.....	Registro de porosidad absoluta, v/v.....	
P <sub>R</sub> .....	Presión de reservorio, psi.....	M/Lt <sup>2</sup>
PRI.....	Período de recuperación de la inversión, tiempo.....	t
psi.....	Libras fuerza por pulgada cuadrada.....	M/Lt <sup>2</sup>
Res_Net_Flag.....	Zona de reservorio neta, ft.....	L

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
RHOB.....	Registro de densidad.....	M/L <sup>3</sup>
Rock_Net_Flag...	Zona de roca neta, ft.....	L
Rt.....	Registro de resistividad, mV.....	VL/A
spf.....	Disparos por pie.....	M/L
SP.....	Registro potencial espontaneo.....	W/A
STB.....	Barril de tanque de almacenamiento.....	L <sup>3</sup>
T.....	Temperatura, °F.....	T
TIR.....	Tasa interna de retorno, %.....	
TVD.....	Profundidad vertical verdadera, ft.....	L
USIT.....	Registro de imagen.....	
VAN.....	Valor actual neto, \$.....	
VDL.....	Registro de densidad variable.....	
Vsh,,,,,	Volumen de arcilla, %.....	
Vt.....	Flujo de caja en el periodo t.....	
WOR.....	Relación agua-petróleo.....	
°API.....	Grado API.....	
°F.....	Grado Fahrenheit.....	T
φ.....	Porosidad.....	
φD.....	Porosidad registro density.....	
φN.....	Porosidad registro neutrónico.....	
φS.....	Porosidad registro sónico.....	
φsh.....	Porosidad de la zona arcillosa.....	
Δtma.....	Tiempo de transito de la matriz de la roca, μs.....	t
Δtf.....	Tiempo de transito de fluido, μs.....	t
Δtr.....	Tiempo de transito leído en el registro, μs.....	t
ρma.....	Densidad de la matriz, g/cm <sup>3</sup> .....	M/L <sup>3</sup>
ρf.....	Densidad del fluido, g/cm <sup>3</sup> .....	M/L <sup>3</sup>
ρr.....	Densidad leída en el registro, g/cm <sup>3</sup> .....	M/L <sup>3</sup>
%.....	Tanto por ciento.....	
Ish.....	Índice de arcillosidad.....	
GRa.....	Gamma Ray en la capa arcillosa, °API.....	L
GRI.....	Gamma Ray en la capa limpia, °API.....	L
GRr.....	Gamma Ray leído en el registro, °API.....	L
Rsh.....	Resistividad de la arcilla, mV.....	VL/A
Rt.....	Resistividad de la zona no invadida, mV.....	VL/A
Rm.....	Resistividad del filtrado de barro, mV.....	VL/A
Rmf.....	Resistividad del agua de formación, mV.....	VL/A
Rxo.....	Resistividad de la zona lavada, mV.....	VL/A
F.....	Factor de formación.....	

## RESUMEN

Con el propósito de aumentar la producción del Bloque A, conformado por varios campos maduros del oriente ecuatoriano, se han realizado varias intervenciones como estimulaciones, fracturamientos o cañoneos a pozos analizados previamente que presentan una buena oportunidad de aumentar su producción. En este trabajo se realiza un análisis para determinar nuevos intervalos de la arena productora que no se encuentra siendo explotada en su totalidad para ser cañoneados.

En el primer capítulo se describe las generalidades del bloque, su geología y estratigrafía, las propiedades de la roca y los fluidos, y las reservas; se realiza una introducción al cañoneo, sus componentes, los tipos de cañoneo más comunes, las condiciones de presión en las que se ejecutan las operaciones de cañoneo, y los tipos de cargas con los que se cañonea; y se describe como realizar un manejo correcto del agua, los tipos de problemas que se pueden presentar en el pozo, como efectuar el diagnóstico del mismo para determinar qué tipo de problema es y las soluciones que se pueden aplicar.

En el capítulo 2 se realiza la selección de los pozos candidatos de acuerdo al análisis petrofísico y de producción, para luego realizar el estudio de cada uno de los pozos seleccionados describiendo su ubicación e historia; analizando su registro petrofísico para identificar nuevos intervalos de la arena productora, su historial de producción para determinar cómo ha variado a lo largo del tiempo, sus condiciones mecánicas para determinar si no existen problemas a la hora de realizar la intervención, el comportamiento del agua mediante la gráfica log-log del WOR vs la producción acumulada para determinar si existe o no la posible intrusión de agua al cañonear la zona, y sus reservas para determinar el volumen de hidrocarburo recuperable y el factor de recobro que se obtendría.



El capítulo 3 contiene el análisis económico a partir del estudio técnico previo desarrollado en el capítulo 2 para los diversos escenarios donde varía la productividad esperada en cada intervención a través de la aplicación de indicadores financieros como el valor actual neto, la tasa interna de retorno y el periodo de recuperación de la intervención, también se muestran los costos operativos para cada método de cañoneo.

En el capítulo 4 se detallan los resultados obtenidos en cada una de las intervenciones realizadas, enumerando las operaciones que se realizaron y comparando los resultados de producción con la producción antes de la intervención.

Finalmente, en el capítulo 5 se realizan las conclusiones con aportes tanto técnicos como económicos que se obtuvieron del proyecto, así como las recomendaciones necesarias para que futuras intervenciones puedan llevarse a cabo con resultados satisfactorios.

## PRESENTACIÓN

El objetivo del trabajo de titulación fue realizar un estudio para aumentar la producción de hidrocarburo del Bloque A mediante el cañoneo de nuevos intervalos de la arena productora que no se encuentra siendo explotada en su totalidad, utilizando la información proporcionada por Shaya Ecuador S.A.

El trabajo inició con el estudio de los pozos del Bloque A, tanto análisis petrofísico como de producción, para determinar los mejores candidatos a ampliar los intervalos de la arena productora. Se seleccionaron 5 pozos de dos campos diferentes que presentan la mejor oportunidad para la intervención.

La metodología que se utiliza en el presente trabajo es la misma que emplea en la empresa operadora para el estudio de los pozos candidatos a un trabajo de reacondicionamiento, mediante el uso de softwares para el análisis de sus resultados.

Con el software TECHLOG se logró una interpretación de los registros petrofísicos del pozo y obtener valores promedios de porosidad y permeabilidad de la zona. Se utiliza el software Oil Field Manager (OFM) para analizar el historial de la producción, las gráficas log-log del WOR vs la producción acumulada y para el cálculo del volumen recuperable de hidrocarburo, el factor de recobro y las reservas remanentes. Se realiza el análisis nodal utilizando el software PIPESIM, con lo cual se obtuvo un posible valor de producción estimado al realizar la intervención.

Se realiza un análisis económico completo de cada una de las operaciones empleando los indicadores económicos valor actual neto, tasa interna de retorno y

periodo de recuperación de la inversión utilizando los costos operacionales para cada uno de los métodos propuestos.

Para finalizar el trabajo se realiza el análisis de los resultados obtenidos con las intervenciones propuestas, detallando las operaciones realizadas en la intervención y comparando la producción obtenida luego de la intervención con la producción que se tenía antes para determinar el éxito o no del proyecto.

Se obtuvo un incremental considerable de producción en comparación a la producción previa a la intervención en cuatro pozos, mientras que en uno existieron problemas durante la intervención por lo que su producción bajo considerablemente.

# CAPÍTULO I

## INTRODUCCIÓN

### 1.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO

#### 1.1.1. GENERALIDADES

##### *1.1.1.1. Breve Reseña Histórica*

El bloque A está integrado por 16 campos, siendo el campo Kon el más antiguo de ellos, y es caracterizado por ser una de las cuencas sub andinas de mayor complejidad y reto científico, pero a su vez, al presentar significativas reservas de hidrocarburo, se vuelve muy atractiva (Torres y Pérez, 2012).

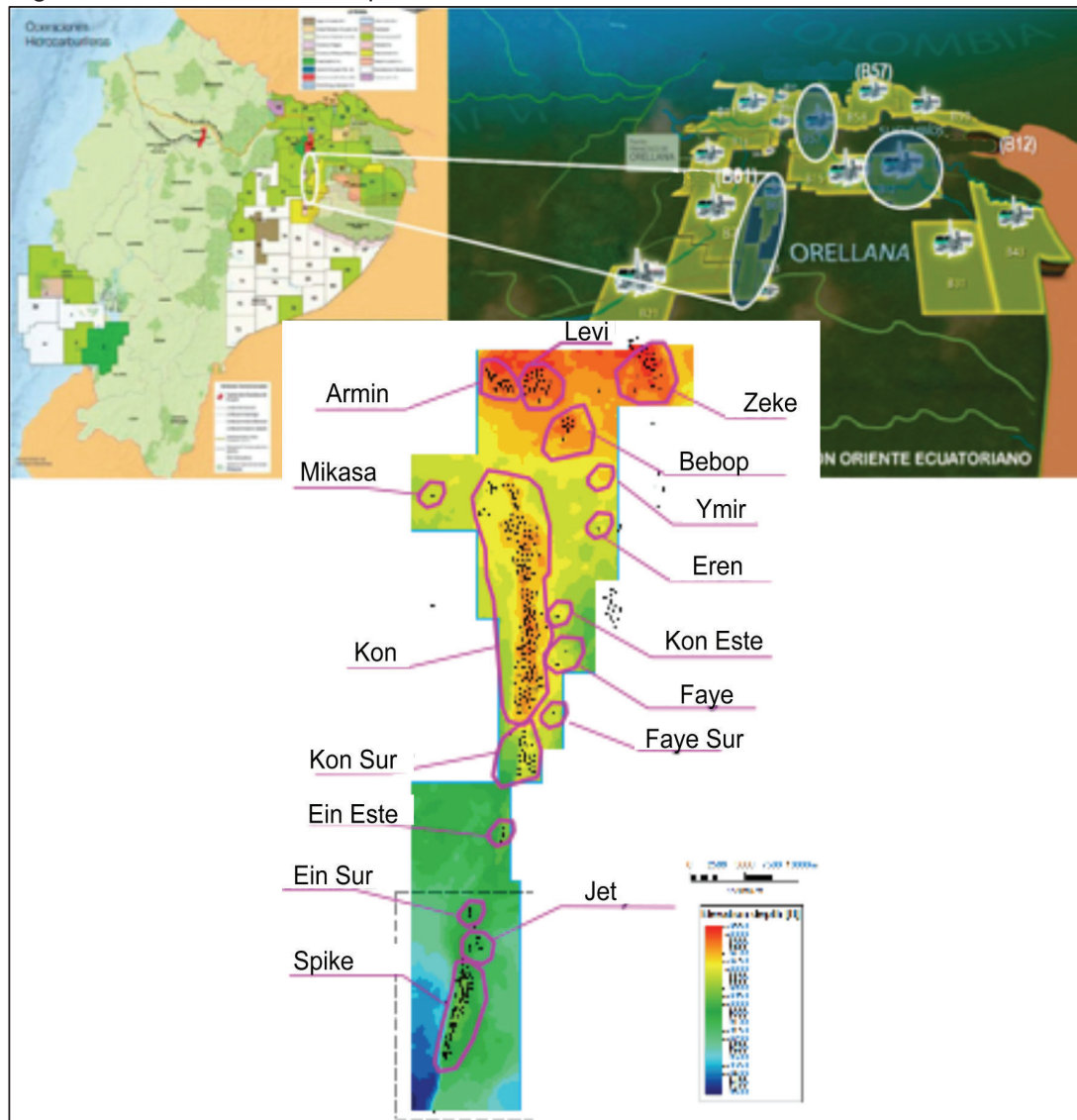
El campo Kon fue descubierto por la compañía Texaco-Gulf con la perforación del pozo Kon 1, la que inició el 16 de febrero y completó el 30 de marzo de 1970. Alcanzó una profundidad de 10578 ft con una producción de 3072 BPPD de las arenas H y T (Torres y Pérez, 2012).

En la actualidad el bloque es operado por Petroamazonas EP con una producción de 70 mil BPPD, con un total de 251 pozos productores activos, de los cuales 206 son por levantamiento electrosumergible, 10 por levantamiento hidráulico y 8 por levantamiento mecánico (Shaya Ecuador S.A., 2016).

##### *1.1.1.2. Ubicación*

El bloque A se localiza en la Región Amazónica, provincia de Orellana, cantón de Francisco de Orellana, parroquia Dayuma, como se observa en la figura 1.1.

Figura 1.1. Ubicación del Bloque A



Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016  
 Elaborado Por: Wilson Jiménez

### 1.1.2. GEOLOGÍA Y ESTRATIGRAFÍA

La Cuenca Oriente está ubicada en una zona estructuralmente compleja, justo al norte de la chamela entre los Andes centrales y los Andes septentrionales. Generalmente se divide a los campos petroleros de acuerdo a los play petroleros de la Cuenca Oriental, los cuales son: Play Occidental (Sistema Subandino), Play Central (Corredor Sacha-Shushufinfi) y Play Oriental (Sistema Capiron-Tiputini), (Baby, Rivadeneira y Barragán, 2004).

### 1.1.2.1. Estructura

En la tabla 1.1 se describe la estructura del Bloque A dividido por sus campos.

Tabla 1.1. Estructura del Bloque A

<b>Campo</b>	<b>Estructura</b>
<b>Kon-Kon Sur-Faye-Mikasa-Ymir-Eren</b>	Es un anticlinal bastante simétrico, elongado en dirección NNO-S, de aproximadamente 23 km de longitud, que se ensancha en dirección norte con muy poca alteración tectónica al techo de la arenisca U principal. Las fallas observadas en las secciones sísmicas alcanzan solamente Hollín y Napo Basal. La estructura se formó durante el Maastrichtiano-Paleoceno.
<b>Spike-Jet-Ein</b>	A la base de la caliza A, el flanco oeste del anticlinal Spike está cortado por una falla transpresional. Tiene una orientación N-S a lo largo de 10,5 km, aproximadamente. La estructura se formó en las dos etapas de reactivación reconocidas en la cuenca: en el Turoniano-Tardío-Paleoceno y en el Eoceno Inferior, como muestra la deformación sin tectónica de los sedimentos de Napo Superior-Tena y Tiyuyaco Inferior, experimentado deformación adicional con la última reactivación tectónica del Mio-Plioceno, evidenciada por un flexuramiento que alcanza niveles cercanos a la superficie.
<b>Armin-Levi-Bebop</b>	Es una de las pocas estructuras de orientación O-E-SE, lo que constituye una anomalía estructural en la cuenca, por cuanto la absoluta mayoría de estructuras productivas y no productivas tienen orientación andina. Se define una edad maastrichtiana y presenta una fase extensiva albiana, la falla oriental de la estructura Armin no está completamente invertida y presenta todavía un juego normal
<b>Zeke</b>	Se trata de una estructura de orientación N-S integrada por dos altos, el mayor de ellos ubicado al norte con un cierre estructural cercano a los 70' y el del sur con un cierre de alrededor 30'. Se presenta una anticlinal de relieve muy suave, algo asimétrico, desarrollado en el Maastrichtiano-Paleoceno, evidencia la deformación sin tectónica de la formación Tena. La formación Hollín está afectada por fallas normales sin sedimentarias, las mismas que fueron parcialmente invertidas durante el episodio de transpresión cretácico.

Fuente: Baby, Rivadeneira y Barragán, 2004.

Elaborado por: Wilson Jiménez

1.1.2.2. *Ambientes Sedimentarios*

En la tabla 1.2 se describe los ambientes sedimentarios para las arenas Hollín, T, U y Basal Tena para los campos del Bloque A.

Tabla 1.2. Ambientes sedimentarios

<b>Campo</b>	<b>Arena</b>	
	<b>Hollín</b>	<b>T y U</b>
<b>Kon-Kon Sur-Faye- Mikasa- Ymir-Eren</b>	Corresponde a depósitos de canales fluviales en su parte inferior a media y en un ambiente marino somero en su parte superior.	Depositadas luego de una importante regresión marina con un desplazamiento de la línea de costa en dirección Oeste, a partir de la cual, y sobre valles socavados se desarrollaron ambientes estuarinos con ingresos fluviales afectados por mareas, con facies menos desarrolladas de barras y litofacies de llanura lodosa y areniscas glauconíticas de la plataforma marina somera.
<b>Spike-Jet- Ein</b>	Corresponde a un ambiente fluvial que evoluciona a deltaico y/o estuarino, con influencia mareal, culminando con una plataforma marina somera	Un ambiente de canales fluviales a deltaicos que evolucionan a un ambiente de llanura mareal rica en lodo y arena, culminando con un ambiente de plataforma marina
<b>Armin- Levi- Bebop</b>	Corresponde a un ambiente marino, cuerpos discontinuos de arena, que posiblemente representan una zona de transición entre estuario externo y posiblemente arenas de plataforma hacia el tope.	Ambiente de marea que evoluciona hacia una plataforma marina lodosa o a lodos de lagoon distales.
<b>Zeke</b>		Ambiente deposicional cercano a la línea de la costa, con influencia mareal y fluvial.
		<b>Basal Tena</b> Se describen rellenos de canal con clastos gruesos, conglomeráticos a la base, posiblemente de origen fluvial y en partes se observa influencia de mareas, lutitas y limolitas de plataforma.
		Ambiente de estuario, las principales facies reconocidas corresponden a planicies arenosas de marea, barras mareales y facies palustres. Se compone de facies marginales de areniscas de barra de marea

Fuente: Baby, Rivadeneira y Barragán, 2004.

Elaborado Por: Wilson Jiménez

### 1.1.2.3. Características Litológicas

Los reservorios productores más importantes de la cuenca son Hollín, T y U, están conformados en la parte inferior por areniscas cuarzosas, generalmente limpias, con porcentajes menores de feldespatos. Hacia arriba las litofacies arenolimosas transgresivas se tornan cuarzo-glauconíticas y calcáreas.

En el anexo No. 1 se detallan las características litológicas del Bloque A clasificada por campos y arenas.

### 1.1.3. PROPIEDADES DE LA ROCA

Las propiedades de interés del Bloque A son espesor, porosidad, permeabilidad y saturación, las que están detalladas por campo en la tabla 1.3.

Tabla 1.3. Propiedades de la roca

Campo	Arena	ESPESOR PROMEDIO NETO ft	POROSIDAD	PERMEABILIDAD mD	SATURACION DE AGUA
<b>KON, KON SUR, FAYE, MIKASA, YMIR Y EREN</b>	Basal Tena	10.41	0.17	1213.50	0.23
	U Superior	2.79	0.13	122.50	0.39
	U Inferior	22.72	0.15	645.50	0.15
	T Superior	4.94	0.12	107.50	0.33
	T Inferior	8.29	0.15	368.00	0.23
	Hollín Superior	8.54	0.12	203.00	0.31
	Hollín Inferior	11.71	0.15	1030.00	0.37
<b>SPIKE, JET Y EIN</b>	Basal Tena	-	-	-	-
	U Superior	10.68	0.13	244.50	0.17
	U Inferior	10.47	0.13	315.00	0.08
	T Superior	15.00	0.13	105.00	0.25
	T Inferior	18.20	0.15	378.50	0.28
	Hollín Superior	16.50	0.17	203.50	0.30
	Hollín Inferior	98.80	0.16	1153.50	0.18
<b>ARMIN, LEVI Y BEBOP</b>	Basal Tena	5.50	0.17	1407.67	0.35
	U Superior	3.88	0.15	65.33	0.37
	U Inferior	22.24	0.15	848.33	0.20
	T Superior	7.64	0.13	74.00	0.43
	T Inferior	5.11	0.13	221.33	0.40
	Hollín Superior	6.85	0.14	199.00	0.28
	Hollín Inferior	4.59	0.16	1114.33	0.40
<b>ZEKE</b>	Basal Tena	1.85	0.12	229.00	0.38
	U Superior	3.64	0.14	293.00	0.42
	U Inferior	16.33	0.16	1025.00	0.21
	T Superior	8.52	0.13	131.00	0.41
	T Inferior	9.23	0.14	375.00	0.31
	Hollín Superior	7.22	0.14	253.00	0.37
	Hollín Inferior	12.14	0.16	1284.00	0.33

Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016

Elaborado por: Wilson Jiménez



### 1.1.4. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Para la caracterización de los fluidos de los yacimientos fue necesario tomar muestras de fondo, que representen de forma confiable las propiedades de los fluidos; es decir, muestras de fluidos tomadas a condiciones de yacimiento. De estas muestras se obtiene las propiedades de interés como la densidad, la viscosidad, presión de burbuja y factor volumétrico, ver tabla 1.4.

Tabla 1.4. Propiedades de los fluidos

Campo	Arena	Temperatura de Reservorio °F	Presión de Reservorio psia	Factor Volumetrico RB/STB	API °	Viscosidad cp	Presión de Burbuja psia
<b>ARMIN, LEVI Y BEBOP</b>	Basal Tena	191	3714.7	1.092	18.5	16.02	919.4
	U Inferior	225	3986.7	1.161	28.2	1.57	235.4
	T Inferior	216.5	3322	1.078	25.7	2	879.4
	Hollín Superior	225	3986.7	1.161	28.2	1.57	235.4
<b>ZEKE</b>	U Inferior	201	3642	1.119	17.7	20.59	869.4
	T	199	4024	1.134	29.5	2.16	848.4
	Hollín Superior	193	4580	1.075	27.1	4.3	189.4
<b>KON, KON SUR, FAYE, MIKASA, YMIR, EREN</b>	Basal Tena	198.25	3106.35	1.1244	17.8	8.21	604.4
	U Superior	185	2513.7	1.0921	20.6	8.3	909.4
	U Inferior	228	3514.7	1.1021	18.2	10.39	459.4
	T Inferior	219.9	3001.22	1.21716	25.5	3.0962	975.2
	Hollín Superior	227.25	4235.35	1.05815	32.35	2.525	156.9
	Hollín Inferior	236	4014.7	1.1171	31.6	3.94	209.4
<b>SPIKE, JET Y EIN</b>	U Inferior	189	3817.7	1.1163	15.5	18.322	862.4
	T Inferior	230.5	3828.5	1.159	17.2	8.125	714.4
	Hollín Superior	230	4415	1.158	32.8	2.12	184.4
	Hollín Inferior	214.25	2870	1.084	32.7	1.636	83.4

Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016

Elaborado por: Wilson Jiménez

### 1.1.5. RESERVAS

En la tabla 1.5. se observa las reservas probadas, probables, posibles y el POES del Bloque A dividida por campos.

Tabla 1.5. Reservas

Campo	Arena	POES	RESERVAS	RESERVAS	RESERVAS
		BLS	PROBADAS	PROBABLES	POSIBLES
		BLS	BLS	BLS	BLS
<b>ARMIN, LEVI Y BEBOP</b>	Basal Tena	70,110,102	2,598,800	-	-
	U Superior	37,425,796	-	-	-
	U Inferior	301,252,803	23,557,702	4,458,043	7,636,555
	T Superior	69,986,413	-	-	-
	T Ingerior	33,962,291	2,103,628	1,363,719	1,843,264
	Hollín Superior	118,167,651	1,754,362	-	-
	Hollín Inferior	45,274,726	293,203	-	-
<b>ZEKE</b>	Basal Tena	3,280,748	-	-	-
	U Superior	22,845,234	-	-	-
	U Inferior	168,047,457	7,091,872	-	-
	T Superior	56,066,517	785,224	-	-
	T Ingerior	56,292,404	4,479,692	-	-
	Hollín Superior	24,230,165	551,339	-	-
	Hollín Inferior	45,877,884	368,283	-	-
<b>KON, KON SUR, FAYE, MIKASA, YMIR Y EREN</b>	Basal Tena	302,544,634	7,058,353	297,151	-
	U Superior	61,311,040	3,688,596	-	-
	U Inferior	1,370,277,016	61,153,345	11,672,635	23,758,637
	T Superior	240,174,140	8,248,750	-	-
	T Ingerior	735,551,635	56,829,508	11,413,562	12,049,374
	Hollín Superior	426,161,967	24,746,486	6,968,052	8,422,514
	Hollín Inferior	201,870,137	7,255,752	-	-
<b>SPIKE, JET Y EIN</b>	Basal Tena	3,501,024	-	-	-
	U Superior	51,345,757	2,338,790	-	-
	U Inferior	140,306,440	11,862,603	870,670	7,353,676
	T Superior	38,053,247	1,235,838	-	-
	T Ingerior	241,411,022	16,798,586	1,540,831	14,667,032
	Hollín Superior	197,168,338	8,111,590	972,905	10,864,312
	Hollín Inferior	344,533,453	19,079,426	583,849	583,839
<b>TOTAL ACTIVO KON</b>		5,407,030,041	271,991,728	40,141,417	87,179,203

Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016

Elaborado por: Wilson Jiménez

## **1.2. EVALUACIÓN DE REGISTROS**

### **1.2.1. Registros Hueco Abierto**

La interpretación de registros eléctricos de pozos es una gran herramienta que nos permite identificar zonas potencialmente almacenadoras de hidrocarburo y calcular los parámetros petrofísicos como son porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, resistividad de agua de formación, entre otros. (Chajid, 2011).

#### ***1.2.1.1. Tipos de Registros Hueco Abierto***

##### **Gamma Ray**

Los objetivos del registro Gamma Ray es discriminar entre reservorio y no-reservorio, definir volumen de arcilla en el reservorio y estimar el nivel de dolomitas de la roca reservorio (Gavilanes y Torres, 2009).

##### **Potencial Espontaneo (SP)**

El registro SP se utiliza para identificar capas porosas, zonas permeables de lutitas, zonas permeables con arena, para calcular la salinidad del agua deformación y la resistividad del agua de formación ( $R_w$ ) (Gavilanes y Torres, 2009).

##### **Registro Caliper**

El registro caliper es una herramienta que mide el diámetro del pozo, indica la presencia de un revoque o costra de lodo en las paredes de la formación (Gavilanes y Torres, 2009).

## **Registros de Resistividad**

Son utilizados para determinar las zonas productivas de hidrocarburo y las zonas productoras de agua, indicar las zonas permeables y determinar la porosidad a partir de la resistividad (Gavilanes y Torres, 2009).

## **Registro Neutrónico**

Se basa en la medición de concentraciones de hidrógenos, lo que indica la presencia de agua o petróleo de la roca. Sirve para estimar la porosidad neutrónica de las rocas (NPHI) (Gavilanes y Torres, 2009).

## **Registro de Densidad**

Se basa en la medición de la densidad de la formación, por medio de la atenuación de rayos gamma entre una fuente y un receptor. Sirve para estimar la densidad del sistema roca-fluido (RHOB) que posteriormente servirá para calcular la porosidad por densidad (DPHI) (Gavilanes y Torres, 2009)

## **Registros Sínicos**

Utiliza el mismo principio del método sísmico: mide la velocidad del sonido en las ondas penetradas por el pozo. El objetivo principal del perfil sínico es la determinación de la porosidad de las rocas penetradas por el pozo (SPHI) a partir del tiempo de tránsito de las ondas (Gavilanes y Torres, 2009).

### ***1.2.1.2. Interpretación de Registros Eléctricos***

Mediante la aplicación de diferentes métodos se puede determinar las diferentes propiedades petrofísicas utilizando los valores obtenidos de los diferentes registros eléctricos como se observa en el anexo 7.

## **1.2.2. Registros de Cemento**

### ***1.2.2.1. Registro CBL***

El registro CBL (registro de adherencia de cemento o cement bond log), es un registro continuo de la amplitud de la primera onda de sonido que llega al receptor a través de la tubería. Permite la evaluación cuantitativa del estado de la cementación a la tubería (Jiménez, 2012).

### ***1.2.2.2. Registro VDL***

El registro VDL (registro de densidad variable) completa la información proporcionada por el CBL, posee numerosos trenes de onda estrechamente espaciados dando como resultado un mapa de contornos registrados en el intervalo. Permite evaluar la calidad del cemento (Jiménez, 2012).

### ***1.2.2.3. Registro USIT***

Esta herramienta de imágenes ultrasónicas, emite pulsos de alta frecuencia ultrasónica para hacer resonar la camisa en el modo espesor. Estos pulsos rebotan de un lado a otro dentro de la camisa, la herramienta recibe la resonancia y registra la señal, mediante un procesamiento que se hace en la unidad de registro se obtienen imágenes de alta resolución del cemento y la corrosión en tiempo real (Jiménez, 2012).

## **1.3. CAÑONEO**

El reto para los profesionales de la industria petrolera es el desarrollo de nuevas estrategias para producir la mayor cantidad de hidrocarburos posible, en el marco de las normativas institucionales establecidas en el país donde se desarrollan las operaciones.

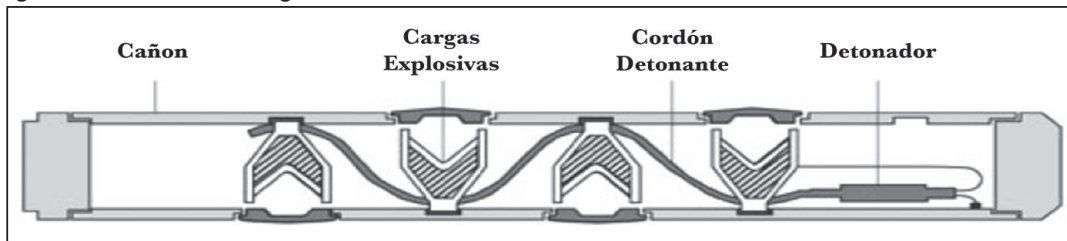
Los pozos tienen un ciclo de vida, que inicia con la tasa de producción de la completación y pruebas iniciales y que termina con la tasa de abandono. Durante este periodo los pozos normalmente son afectados por una clara tendencia a declinar sea esto por pérdida de presión de yacimiento o por incremento del corte de agua. Debido a esto es necesario e indispensable realizar ciertas actividades que posibiliten una producción continua y sostenida. A este tipo de actividades se las denomina reacondicionamientos (Workovers) y tienen la finalidad de restaurar o aumentar la producción del pozo. Entre los diferentes tipos de trabajos de Workovers se tienen los pulling, las estimulaciones matriciales, los fracturamientos hidráulicos, cañoneos, cambios de zona, cambios de completación, entre otros (Aguinaga y Borja, 2011).

La operación de cañoneo consiste en establecer una comunicación efectiva entre el yacimiento y la tubería de producción del pozo a través de orificios cónicos que afectan el revestidor, cemento y la formación. Para realizar este trabajo se utilizan los denominados “cañones” que son dispositivos que contienen varias cargas explosivas premoldeadas y se encuentran disponibles en diferentes tamaños y configuraciones dependiendo de la profundidad de penetración y la geometría del hoyo (Schlumberger, 2016).

### **1.3.1. COMPONENTES DE UN CAÑÓN**

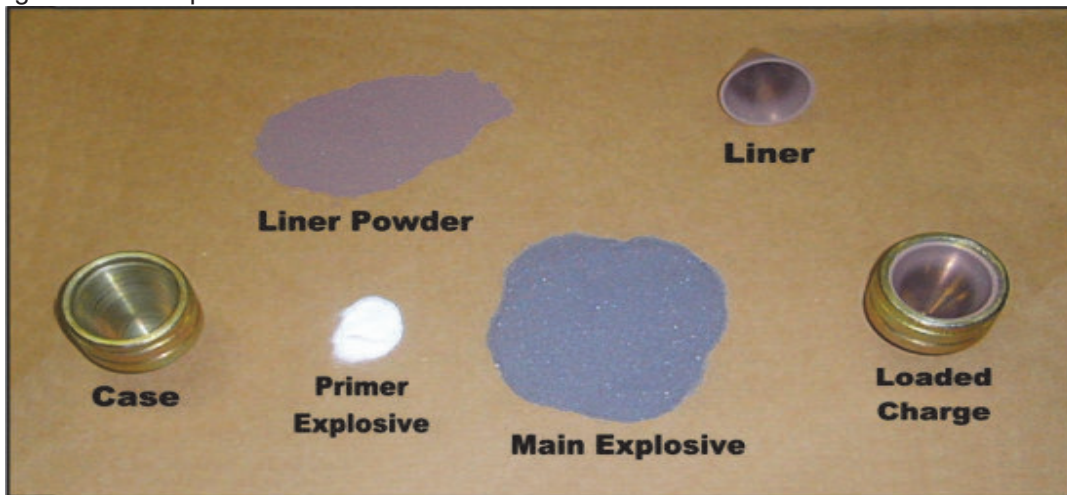
Un cañón involucra diferentes componentes explosivos conectados entre sí, los cuales son el detonador, cordón detonante, cargas explosivas y el contenedor o cañón, que forman el “tren de cargas”. En las figuras 1.2 y 1.3 se puede observar el tren de cargas y sus componentes. Los componentes de un tren de cargas se describen a continuación (Anchapaxi y Romero, 2016).

Figura 1.2. Tren de Cargas



Fuente: Halliburton, 1997

Figura 1.3. Componentes de un Cañón

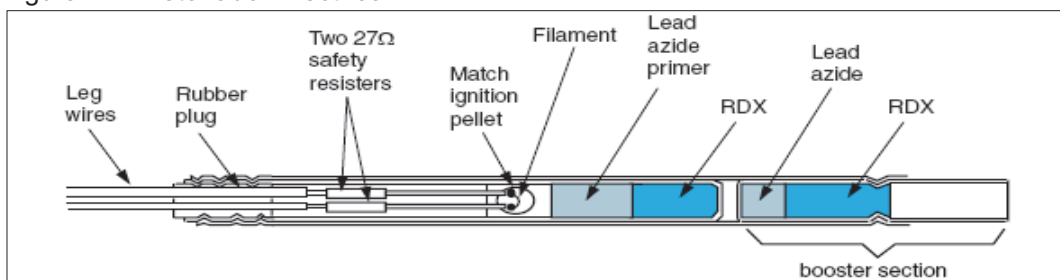


Fuente: Schlumberger, 2016

### 1.3.1.1. Detonador

Inicia el proceso de explosión de las cargas. Existen varios tipos de detonadores, pero principalmente se dividen en dos tipos: Detonadores Eléctricos, como el que se observa en la figura 1.4, y Detonadores de Percusión (Anchapaxi y Romero, 2016).

Figura 1.4. Detonador Eléctrico

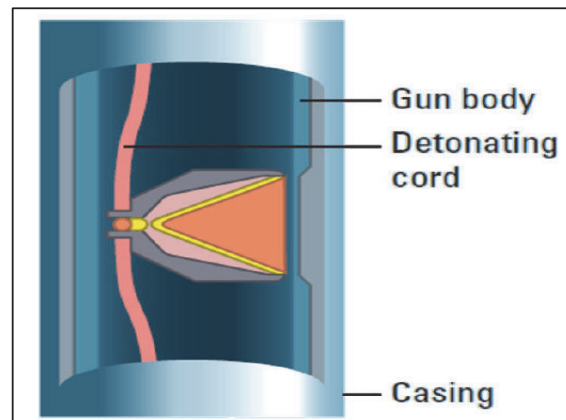


Fuente: Schlumberger, 2016

### 1.3.1.2. *Cordón Detonante*

Transfiere la detonación desde el detonador hacia cada una de las cargas moldeadas ensartadas en el cordón, consiste de un núcleo explosivo de alta potencia cubierto por una envoltura de plástico trenzado o una cubierta de plomo como se observa en la figura 1.5 (Anchapaxi y Romero, 2016).

Figura 1.5. Cordón Detonante

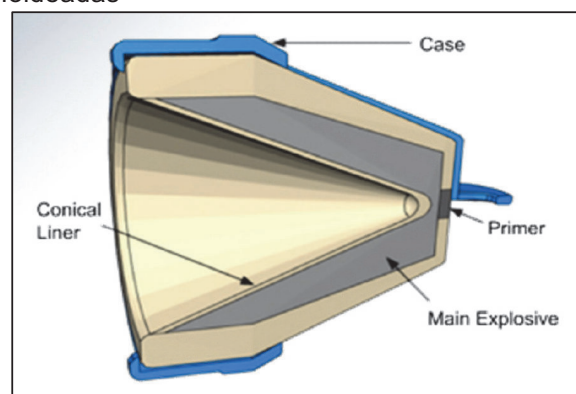


Fuente: Schlumberger, 2016

### 1.3.1.3. *Cargas Moldeadas*

También conocidas como cargas huecas, tienen la capacidad de liberar energía en forma instantánea, consisten de 4 componentes básicos: Contenedor, Explosivo Principal, Explosivo Iniciador y Liner, como se observa en la figura 1.6 (Anchapaxi y Romero, 2016).

Figura 1.6. Cargas Moldeadas



Fuente: Schlumberger, 2016



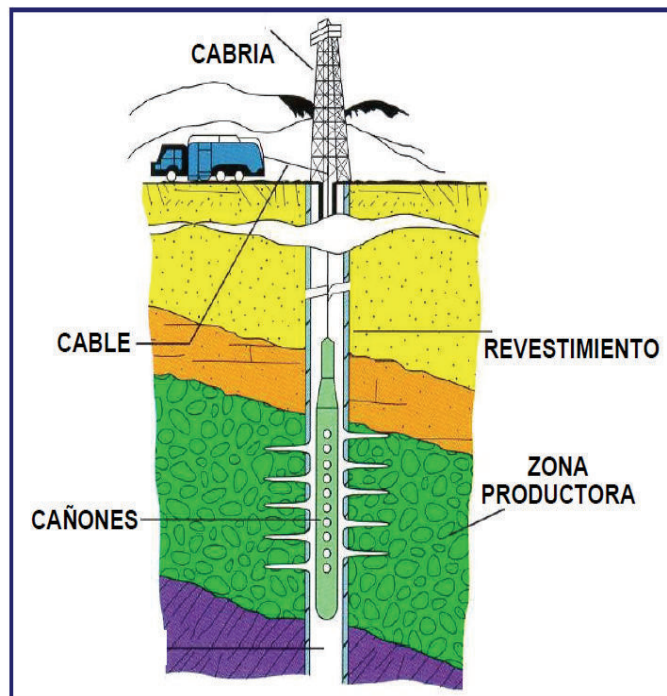
## 1.3.2. TIPOS DE CAÑONEO

### 1.3.2.1. Con Cable (*Wireline*)

#### Descripción

Se realiza empleando una unidad de cable eléctrico y en condiciones de sobre balance a favor de la formación para evitar el soplado de los cañones hacia arriba, ver figura 1.7. Se sub clasifica en dos tipos: Casing Gun y Through Tubing (Díaz y Sánchez, 2007).

Figura 1.7. Cañoneo con Wireline



Fuente: Carrasco y Guamo según Schlumberger, 2012

#### Ventajas

Son diseñados de acuerdo al diámetro interno del revestimiento con penetración de hasta 40" y con densidades de disparo de 4 a 6 spf, de alta penetración para llegar a zonas no dañadas, tienen la capacidad de cañonear intervalos hasta una longitud máxima de 40 pies por corrida y de un menor tiempo de operación en comparación a otras técnicas (Carrasco y Guamo, 2012).

## Desventajas

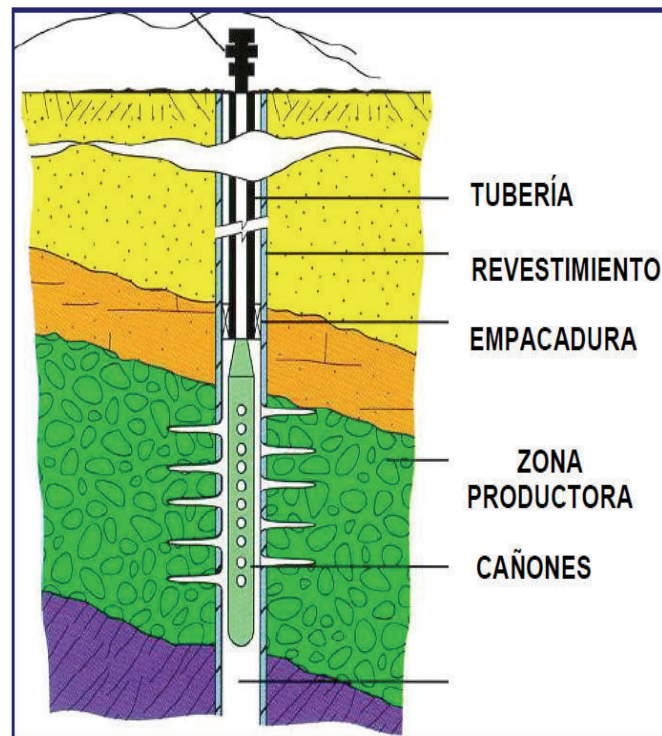
Presentan riesgo de reventón al cañonear zonas nuevas, la operación de cañoneo requiere taladro en el pozo y que esté este lleno de fluido, presentan residuos de cañones en los túneles creados (Carrasco y Guamo, 2012).

### 1.3.2.2. Con Tubería (TCP)

## Descripción

En este método, el cañón va en el extremo inferior de la tubería de producción que lleva una empacadura; la que debe ser asentada antes de iniciar la operación de cañoneo. La principal aplicación es limpiar la formación después de los disparos y se puede utilizar para controlar la arena o sólidos no deseables, mejorar la tasa de penetración y mayor seguridad (Carrasco y Guamo, 2012); ver figura 1.8.

Figura 1.8. Cañoneo con TCP



Fuente: Carrasco y Guamo según Schlumberger, 2012

## **Ventajas**

La formación puede ser perforada con huecos de gran diámetro, alta densidad de disparos en condición de bajo balance, lo que garantiza tener túneles limpios de residuos de cañones, disponibilidad de cañones hasta de 63" de penetración y con densidades de 4 a 12 SPF, se obtiene una buena relación de productividad que es importante para yacimientos de baja permeabilidad; dependiendo de la longitud del cañón se puede disparar varios intervalos productores en un mismo viaje, pozos direccionales pueden ser disparados sin mayores problemas (Carrasco y Guamo, 2012).

## **Desventajas**

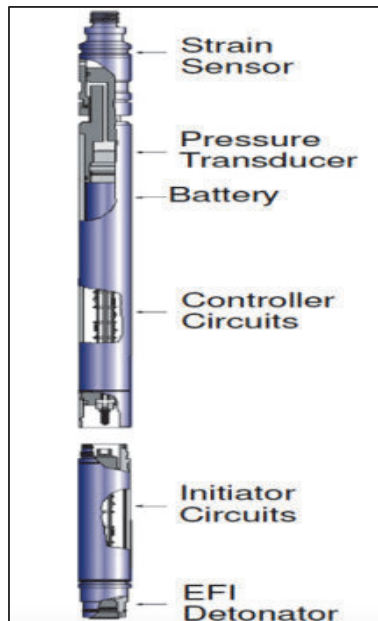
Es difícil verificar si los cañones se disparan, los explosivos se degradan cuando están expuestos a elevadas temperaturas, reduciendo el desempeño de las cargas, bajar la sarta de TCP en el pozo comparada con la corrida mediante Wireline requiere mayor tiempo, el correcto posicionamiento a profundidad de la sarta de cañones requiere mayor tiempo debido que la determinación de la profundidad se efectúa con GR por ser un proceso más seguro y preciso (Carrasco y Guamo, 2012).

### ***1.3.2.3. Con Slickline***

## **Descripción**

Usa una sección electrónica de IRIS, un software inteligente que reconoce comandos de superficie y SAFE, equipo que inicia la cadena de detonación; ver figura 1.9.

Figura 1.9. Cañoneo con Slickline



Fuente: Schlumberger, 2012

## Ventajas

Reduce el tiempo de operación al eliminar corridas de registros, el disparo selectivo de dos herramientas disminuye el número de corridas, el control total en la operación de la cabeza de disparo incrementa la eficiencia y la precisión, la operación es confiable bajo condiciones cambiantes y en cualquier tipo de pozo incluyendo pozos altamente desviados, incrementando productividad, menos personal requerido para la operación, simple de movilizar y fácil de armar (Anchapaxi y Romero, 2016).

### 1.3.3. CONDICIONES DE CAÑONEO

#### 1.3.3.1. *Bajo Balance*

Se presenta cuando la presión de la formación es mayor que de la columna hidrostática del pozo a la profundidad de la arena a cañonear. Permite obtener un cañoneo óptimo, fluidos libres de sólidos, perforaciones limpias e incrementar la eficiencia en la longitud de los disparos y el área de flujo. Se deben considerar las precauciones de seguridad para el control del pozo de manera efectiva, debido a

que las presiones de la formación pueden llegar rápidamente a superficie (Carrasco y Guamo, 2012); ver figura 1.10.

Figura 1.10. Disparo en Bajo Balance

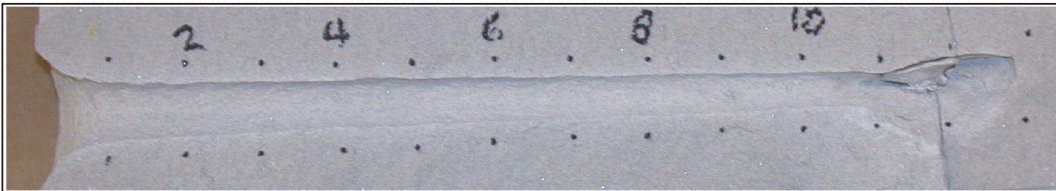


Fuente: Schlumberger, 2016

### 1.3.3.2. *Bajo Balance Dinámico*

Se logra al exponer a la formación recientemente cañoneada frente a un vacío provocado por cámaras, que se encuentran cargadas a presión atmosférica y selladas desde la superficie; la exposición de la presión de reservorio, frente a las cámaras, genera un influjo mucho mayor que en bajo balance, de esta manera la zona compactada y los detritos que se encuentran en los canales son removidos. Este método permite tener una buena limpieza de los residuos de la zona dañada y compactada de los disparos (Carrasco y Guamo, 2012); ver figura 1.11.

Figura 1.11. Disparo en Bajo Balance Dinámico



Fuente: Schlumberger, 2016

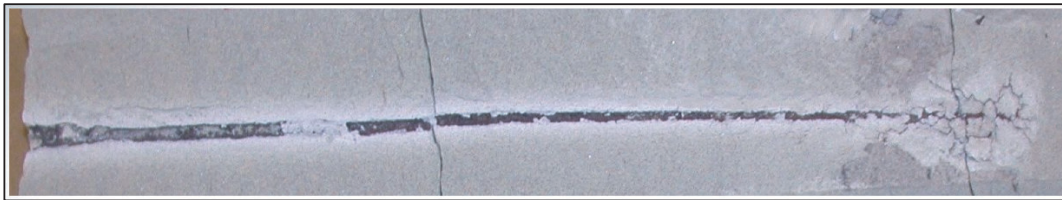
### 1.3.3.3. *Surgencia Dinámica*

Se genera por la caída de presión instantánea que ocurre al momento de detonar un cañón en condiciones de desbalance, ya que la presión alrededor de la boca del pozo se iguala con la atmosférica existente dentro de las secciones de cañones y/o espaciadores. Este efecto instantáneo puede ir de unos milisegundos a unos cuantos segundos, limpiando el túnel perforado y dando mejor conectividad pozo-yacimiento (Carrasco y Guamo, 2012).

#### **1.3.3.4. *Sobrebalance***

Consiste en cañonear con presión del pozo mayor que la del yacimiento, que se aplica para controlar el pozo durante el cañoneo. El problema con este proceso es que los fluidos del pozo ingresan a la formación y la dañan. Una limitación de este proceso es el taponamiento de alguna de las perforaciones debido a que el fluido utilizado disminuye el flujo de la formación, daño que es parcialmente irreversible (Carrasco y Guamo, 2012); ver figura 1.12.

Figura 1.12. Disparo en Sobrebalance



Fuente: Schlumberger, 2016

#### **1.3.3.5. *Sobrebalance Extremo***

Se presuriza el pozo con gas, usualmente nitrógeno, a presiones superiores a la de fractura. Cuando los cañones se detonan el influjo de gas presurizado dentro de la formación crea una mini fractura; es decir, abre un canal de flujo más allá de la zona de daño. El método se basa en utilizar una columna de líquido directamente contra el intervalo a disparar, hasta un determinado nivel y sobre este colocar una columna de gas para obtener la presión adicional requerida (Carrasco y Guamo, 2012).

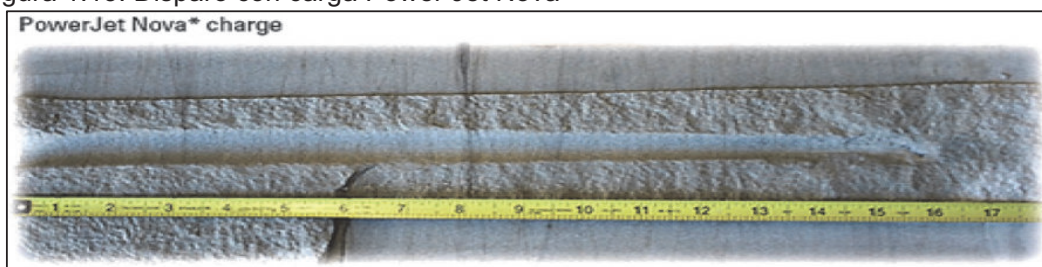
### **1.3.4. TIPOS DE CARGAS**

Existen varios tipos de cargas en el mercado con sus respectivas características que las diferencian, en este trabajo hablaremos de las cargas Power Jet Nova y Power Jet Omega.

### 1.3.4.1. Power Jet Nova

Es un tipo de carga diseñado y producido por Schlumberger que ofrece una mayor productividad e inyectividad, aumenta el contacto con la formación para mejorar los tratamientos de estimulación y aumenta el contacto de drenaje para mejor productividad (Schlumberger, 2014); ver figura 1.13

Figura 1.13. Disparo con carga Power Jet Nova



Fuente: Schlumberger, 2016

En la tabla 1.6 se presenta un resumen de las características de la carga power jet nova para sus diferentes tamaños de cañón.

Tabla 1.6. Características Power Jet Nova

Tamaño de Cañón	Densidad de Disparo	Fases de Disparo	Carga Power Jet Nova	Carga Máxima de Explosivos	Diametro de Entrada	Penetración en la roca sometida a presión	Mejoramiento en la penetración en la roca sometida a presión	Máximo diametro de disparo en líquidos	Máximo diametro de disparo en gas
in	spf	°		g	in	in	%	in	in
2	6	60	2006	7,3	0,23	11,5	21,1	2,29	2,31
2,5	6	60	2506	14	0,33	13,8	25,3	2,78	-
2,88	6	60	2906	16,9	0,38	15,4	26,7	3,16	3,32
3,125	6	60	3106	25,9	0,37	16,8	25,9	3,57	-
3,375	6	60	3406	19,9	0,4	17,2	19,9	3,66	3,73
4,5	12	135/45	4512	20,5	0,36	8,6	26,5	4,91	#
4,5	5	72	4505	45	0,4	13,1	41,0	4,74	#
7	12	135/45	4505	45	0,41	12,7	44,7	7,28	#

Fuente: Schlumberger, 2014

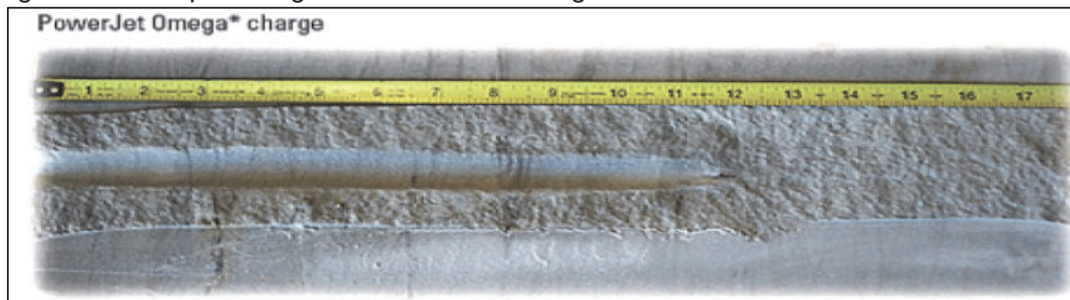
Elaborado por: Wilson Jiménez

### 1.3.4.2. Power Jet Omega

Similar al tipo de carga power jet nova, es diseñada y producida por Schlumberger, penetra pasando el daño de formación, aumentando la

productividad e inyectividad del pozo, mantiene una penetración profunda a una alta densidad de disparo e intersecta más fracturas naturales. A diferencia de la power jet nova, la power jet omega tiene una mayor eficiencia al momento de penetrar el cemento, pero en la formación la carga power jet nova tiene una mejor eficiencia (Schlumberger, 2005); ver figura 1.14.

Figura 1.14. Disparo carga con Power Jet Omega



Fuente: Schlumberger, 2005

En la tabla 1.7 se observa un resumen de las características de la carga power jet omega para los diferentes tamaños de cañón.

Tabla 1.7. Características Power Jet Omega

Tamaño de Cañón	Carga Power Jet Omega	Tipo de Explosivo	Peso Máximo	Densidad de Disparo	Fases de Disparo	Penetración	Diametro de Entrada	Fuerza Tope	Peso Cañón 5 ft	Peso Cañón 10 ft	Peso Cañón 20 ft
in			g	spf	°	in	in	psi	lbm	lbm	lbm
2	2006	HMX	7,3	6	60	21,8	0,22	6,265	34	65	125
2,5	2506	HMX	12	6	60	30,6	0,32	6,802	60	105	197
2,88	2906	HMX	16	6	60	36	0,34	5,859	73	128	239
3,18	3106	HMX	20	6	60	36,9	0,34	6,158	93	166	292
3,5	3506	HMX	27	6	72	44,2	0,44	6,155	125	210	378
4	4005	HMX	38,8	5	72	51,7	0,48	6,064	140	234	421
4,5	4505	HMX	38,8	5	72	59,2	0,43	6,303	154	258	465
4,5	4512	HMX	21,9	12	135/45	34	0,35	5,789	167	284	517
7	4505	HMX	38,8	12	145/35	53,2	0,43	5,476	331	642	1245

Fuente: Schlumberger, 2005

Elaborado por: Wilson Jiménez

### 1.3. MANEJO DEL AGUA

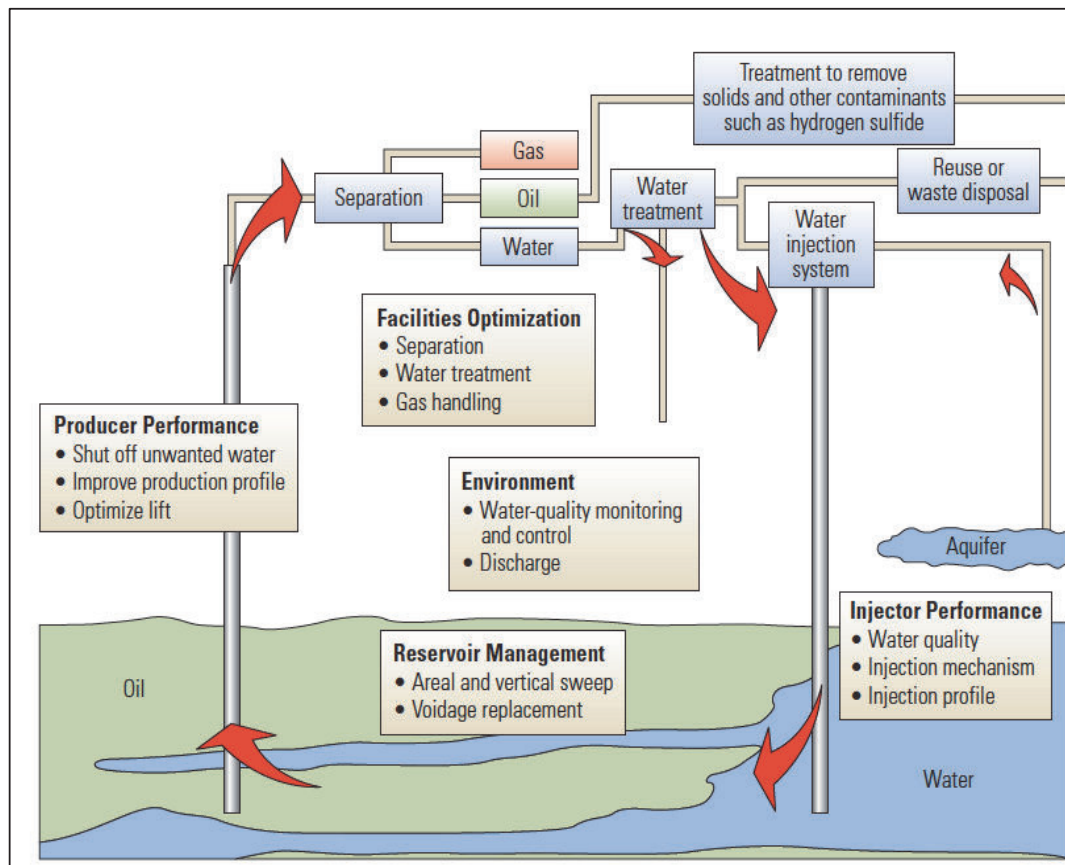
La mayoría de los campos de la cuenca hidrocarburifera ecuatoriana producen altos volúmenes de agua, lo que representa un gran problema de operaciones; a



medida que aumenta el corte de agua, la producción de petróleo decrece con el correspondiente aumento de problemas de producción como la deposición de escalas, corrosión y producción de arena. Por lo tanto, la naturaleza del agua de producción debe ser conocida para poder establecer y conseguir un tratamiento efectivo.

Aunque existen varias formas de clasificar el agua de formación, para nuestro estudio utilizamos una clasificación netamente económica. En la que se pueden definir dos tipos de agua de formación: la buena y la mala. El agua buena se define como el agua que es económicamente rentable producir con el petróleo, mientras que el agua mala se define como el agua que no es rentable producir con el petróleo. En la figura 1.15 se muestra el sistema de tratamiento del agua de formación (Arnold, et al., 2004).

Figura 1.15. Sistema de tratamiento del Agua de Formación



Fuente: Arnold, et al., 2004

El agua de formación asciende desde el fondo del acuífero hasta las formaciones superiores y puede producir filtración en el casing y conificación. La conificación del agua es un mecanismo subyacente del movimiento hacia arriba del agua dentro de las perforaciones de un pozo productor. Afecta la productividad del pozo, el grado de influencia de depletación y la eficiencia de recobro de las reservas petroleras (Arnold, et al., 2004).

Es el resultado del movimiento de los fluidos del reservorio en la dirección que presenta menor resistencia, balanceado por la tendencia de los fluidos a mantener el equilibrio gravitacional.

### **1.3.1. CAUSAS DE PRODUCCIÓN DEL AGUA**

Existen diferentes causas de intrusión de agua que se pueden presentar en un pozo, los que deben ser analizados e identificados correctamente para proceder a tomar las medidas correctivas necesarias.

Se pueden reconocer 10 causas comunes de producción de agua, como son: fuga del tubing, casing o packer; flujo a través del casing; movimiento del contacto agua-petróleo; capas de alta permeabilidad sin crossflow; fisuras entre el inyector y el productor; fracturas de una capa de agua; conificación; pobre barrido areal; capa gravitatoria segregada; y, capas de alta permeabilidad con crossflow (Denney, 2009).

En la tabla del anexo No. 2.1 se presenta la descripción de cada uno de las causas de producción de agua.

### **1.3.2. DIAGNÓSTICO DEL POZO**

La razón principal por la que la industria petrolera ha fallado en el control de agua es que existe una falta de conocimiento sobre las diferentes causas y la consecuente aplicación de soluciones no adecuadas. La clave para el control de

agua es el diagnóstico; el poder identificar el problema específico para poder solucionarlo (Bailey, et al., 2000). El diagnóstico de pozos se realiza de tres maneras:

- Selección de pozos candidatos para el control de agua
- Determinación de la causa y del método para poder controlarlo
- Localización del punto de entrada de agua en el pozo para poder ubicar correctamente el tratamiento

Para poder lograr un correcto diagnóstico se utiliza toda la información que se tiene del pozo, de igual manera de los pozos vecinos. En el anexo No. 2.2 se presentan los diferentes métodos de diagnóstico para identificar las causas de intrusión de agua.

### **1.3.3. SOLUCIONES**

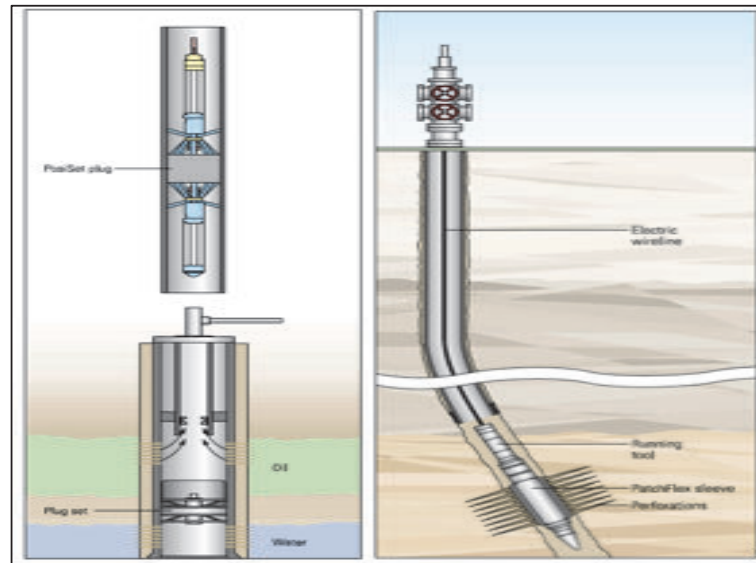
Cada causa de intrusión de agua tiene varias soluciones que pueden ir de simples y económicas a más complejas y costosas, además existen causas múltiples que son comunes y normalmente requieren una combinación de soluciones. Se pueden clasificar tres grupos de soluciones, las que se describen a continuación.

En el anexo 2.3 se observa el comportamiento de cada tipo de causa de intrusión de agua en la gráfica WOR vs acumulado de fluido.

#### ***1.3.3.1. Soluciones Mecánicas***

En la mayoría de las causas que ocurren en las cercanías del pozo, como fugas en el casing, flujo detrás del casing, subida del agua de fondo y capas de agua sin crossflow, la solución más común son los tapones mecánicos o inflables. Si el pozo debe mantenerse abierto en niveles más bajos que el punto de entrada del agua, lo apropiado es emplear un parche a través del tubing (Bailey, et al., 2000); ver figura 1.16.

Figura 1.16. Soluciones mecánicas

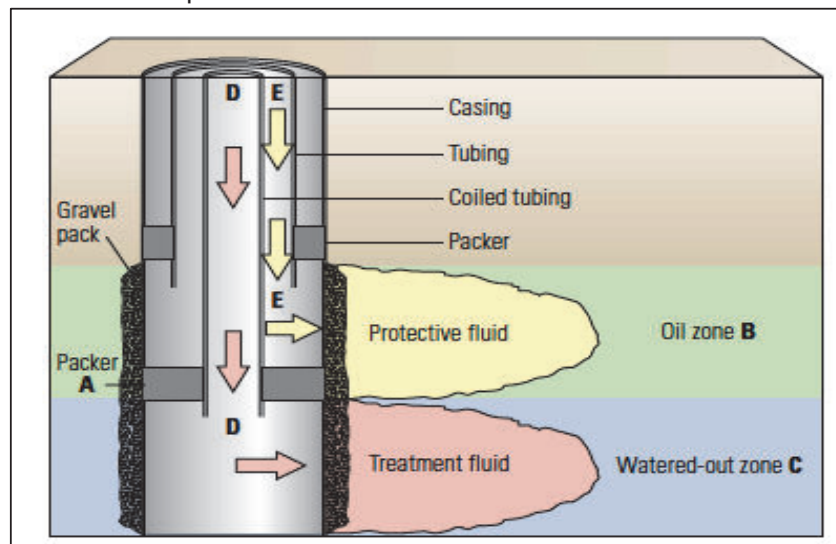


Fuente: Bailey, et al., 2000

### 1.3.3.2. Soluciones Químicas

Los tratamientos químicos requieren una colocación precisa del fluido. Coiled tubing con packers inflables pueden ayudar a ubicar la mayoría de tratamientos de fluidos en la zona objetivo sin el riesgo de atacar zonas de petróleo. Otra solución es un gel fluyente que puede ser inyectado dentro de pequeñas fallas o fracturas y cortar el paso del agua (Bailey, et al., 2000); ver figura 1.17.

Figura 1.17. Soluciones químicas

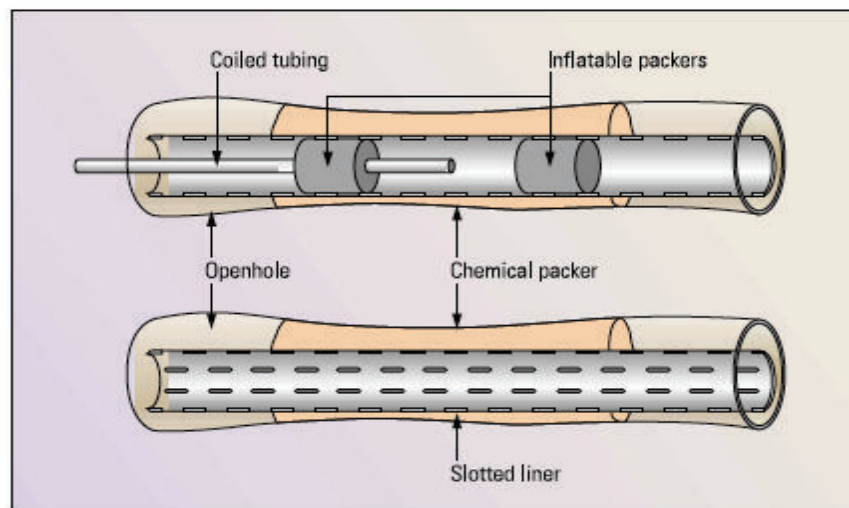


Fuente: Bailey, et al., 2000

### 1.3.3.3. Soluciones de Completación

Completaciones alternativas, como pozos multilaterales, sidetracks, aislamiento con coiled-tubing y completaciones duales, pueden resolver causas de intrusión de agua difíciles como aumento de corte de agua, conificación, barrido areal incompleto y segregación gravitacional (Bailey, et al., 2000); ver figura 1.18.

Figura 1.18. Soluciones de completación



Fuente: Bailey, et al., 2000

## CAPÍTULO II

### ANÁLISIS TÉCNICO

De los 226 pozos activos en el bloque de estudio, se seleccionaron los mejores candidatos de acuerdo a sus propiedades petrofísicas, historiales de producción y condiciones mecánicas. En el anexo 9 se muestra un cuadro con todos los pozos que fueron analizados para la selección de los mejores candidatos.

#### 2.1. SELECCIÓN DE POZOS

Luego de observar todos los pozos activos, se seleccionaron los 5 mejores pozos que presentan una oportunidad de abrir nuevos intervalos y obtener un ganancial de producción considerable; ver tabla 2.1.

Tabla 2.1. Pozos Candidatos

Pozo	Arena	BFPD	BPPD	BSW	API	BOMBA
KON-136	HS	116	93	23%	31.8	D1150N
KON-173	HI	196	194	0.1%	32.3	P18XH6
ZEKE-029S1	UI	566	441	22%	22	PF10X
KON-083	TI	132	129	2%	23.6	D800N
ZEKE-030	UI	726	378	48%	18.2	D800N

Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016

Elaborado por: Wilson Jiménez

#### 2.2. ANÁLISIS DE LOS POZOS

Para el estudio de los pozos seleccionados, metodológicamente se procedió a: analizar el registro petrofísico de cada pozo para determinar un intervalo adicional a cañonear; observar su historial de producción; y comparar la correlación estructural para determinar la continuidad con sus pozos aledaños y las producciones de cada uno de estos. Se analizaron las condiciones mecánicas de cada pozo para determinar si se puede realizar la intervención y, finalmente, se realizó el análisis nodal de cada pozo para determinar un estimado de la producción que se puede obtener al realizar la intervención.

El análisis nodal se dividió en dos partes, la primera para determinar la producción del intervalo actual y del intervalo adicional por separado, para luego en la segunda realizar el análisis nodal total esperado en la intervención.

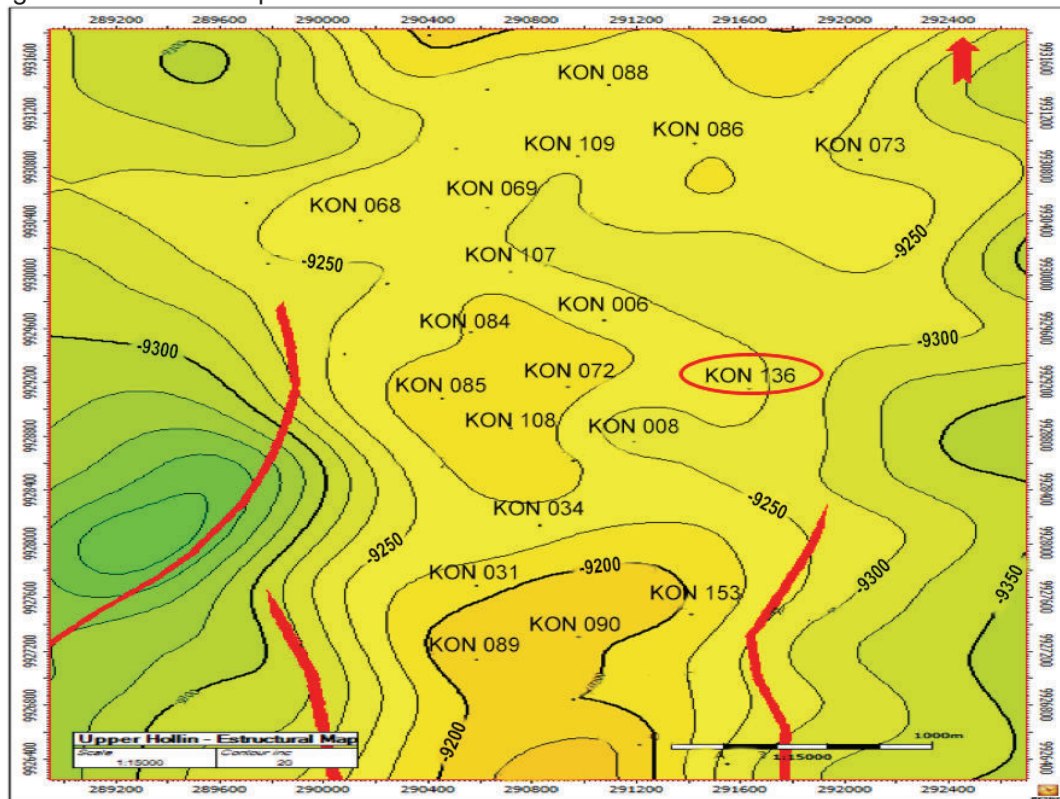
De acuerdo a las gráficas propuestas por Jon Elphick en la que relaciona la producción acumulada de fluido con la relación agua-petróleo, se determina si existe o no la posibilidad de intrusión de agua en el pozo.

## 2.2.1. KON-136

### 2.2.1.1. Ubicación

El pozo KON-136 se ubica en la provincia de Orellana, coordenadas N 9930403 m y E 291061 m, con los pozos KON-006, KON-072 y KON-008 a sus alrededores como se observa en la figura 2.1.

Figura 2.1. Ubicación pozo KON-136

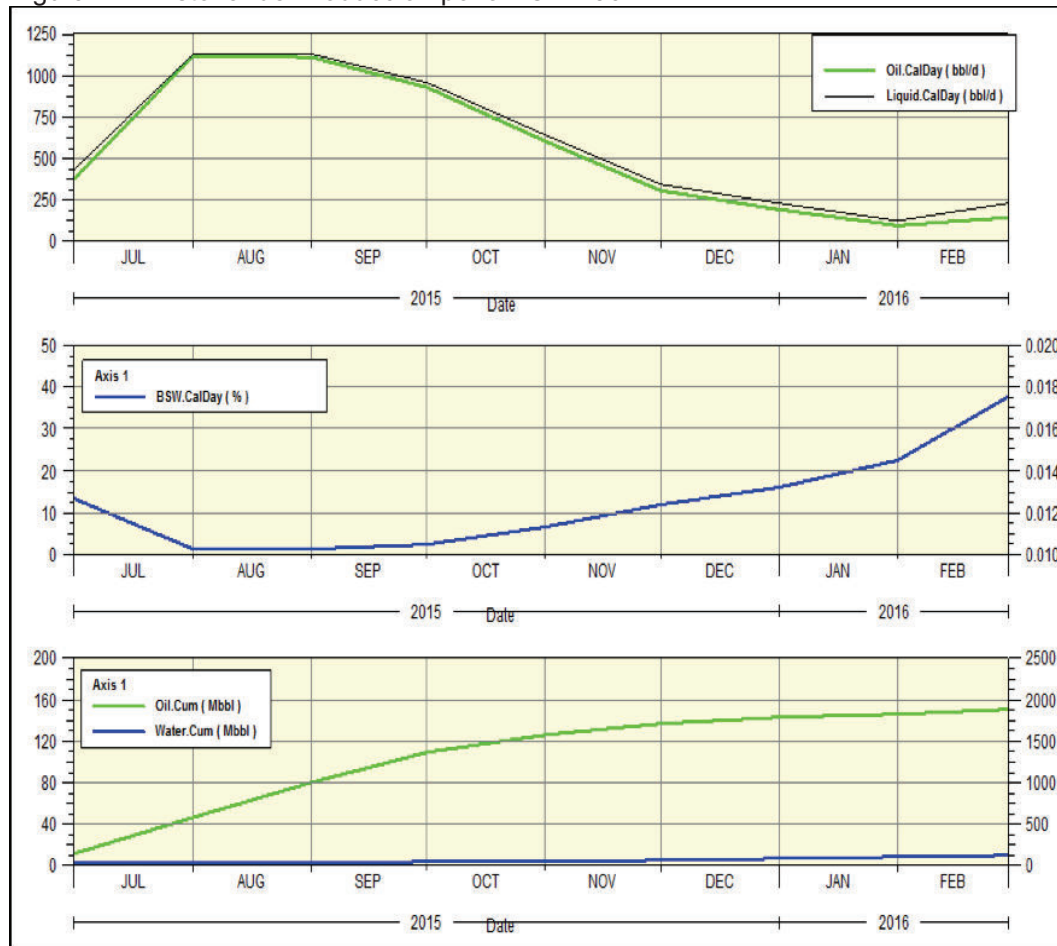


Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016  
Elaborado por: Wilson Jiménez

### 2.2.1.2. Historial del Pozo

El pozo KON-136 fue perforado en Julio de 2015 e inicia su producción el 21 de julio del 2015 con un potencial de 1035 BFPD, 497 BPPD con 52% de BSW, del intervalo 11323' – 11334' (11') de la arenisca Hollín Superior. Como se observa en la figura 2.4, la producción cayó considerablemente hasta el 14 de marzo de 2016 a 116 BFPD, 93 BPPD y 20% BSW.

Figura 2.2. Historial de Producción pozo KON-136



Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016

Elaborado por: Wilson Jiménez

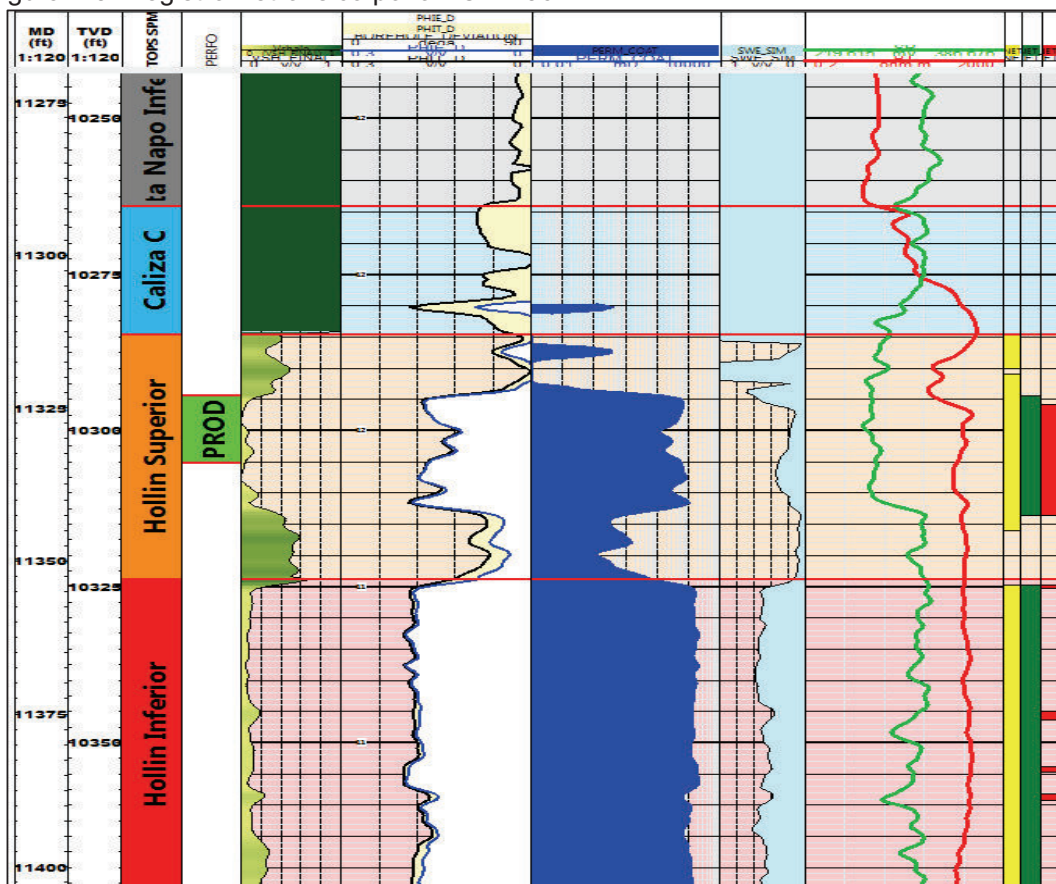
En el anexo 8.1 se muestra la producción detallada desde el inicio de su producción.



### 2.2.1.3. Análisis Petrofísico

El pozo KON-136 actualmente produce de la arena Hollín Superior del intervalo de 11323' a 11334' (11') MD; como se observa la figura 2.2, en el registro se tiene una zona de pago que es mayor al intervalo abierto. Adicionalmente se observa que tanto la porosidad como la permeabilidad de la zona muestran buenos valores, inclusive mejores a los del intervalo actual y la curva de resistividad tiene un comportamiento lineal por lo que no se muestra presencia de agua en la zona.

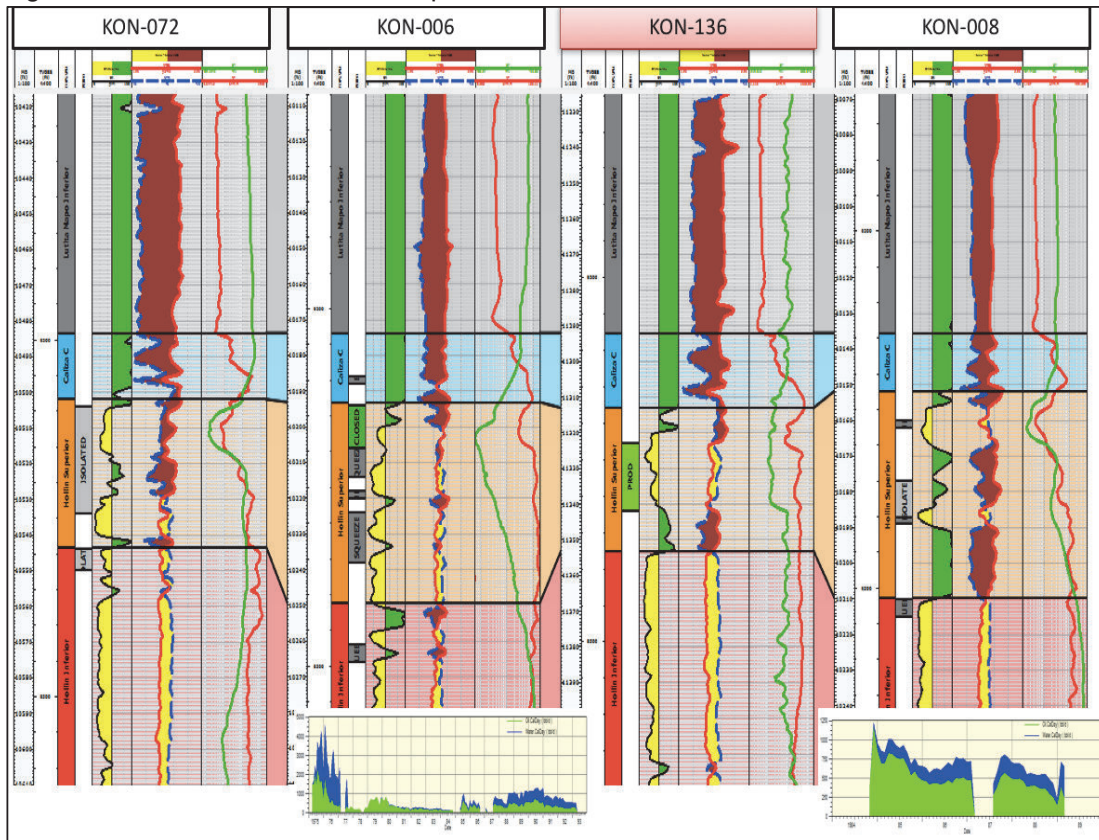
Figura 2.3. Registro Petrofísico pozo KON-136



Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016

Como se observa en la figura 2.3, la correlación estructural del pozo KON-136 muestra una buena continuidad en la arena Hollín Superior con sus vecinos los pozos KON-072, KON-006 y KON-008.

Figura 2.4. Correlación Estructural pozo KON-136



Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016  
Elaborado por: Wilson Jiménez

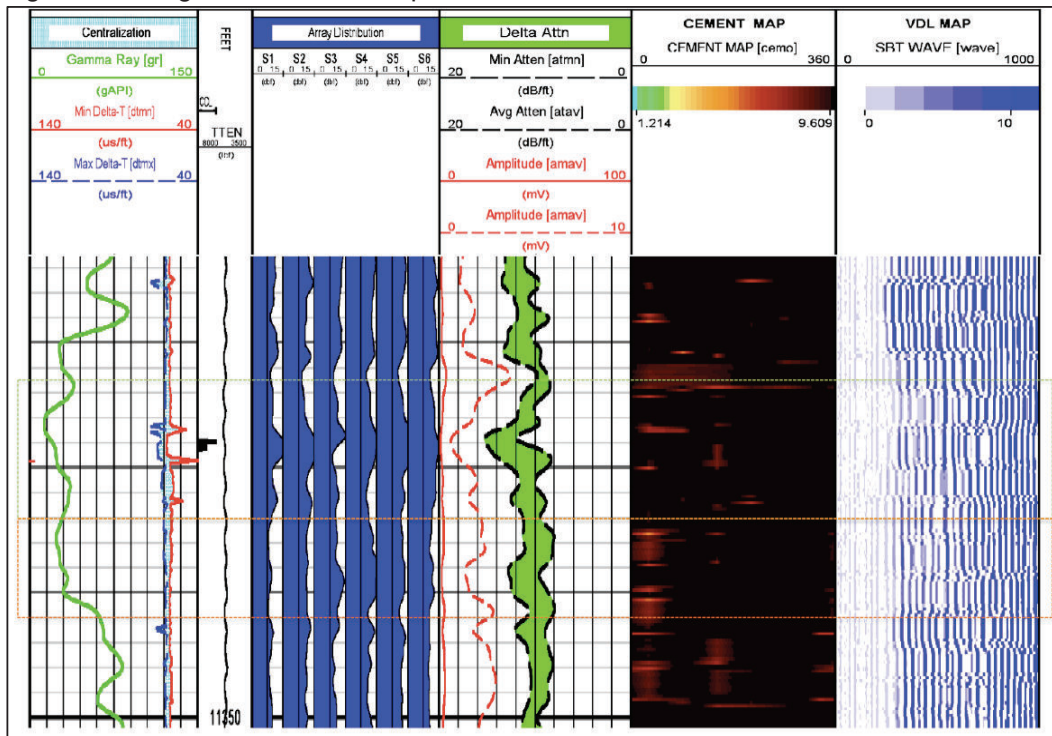
De acuerdo a la petrofísica, se propone abrir el intervalo de 11334'-11342' (8') MD.

#### 2.2.1.4. Análisis Mecánico

El registro de cemento del pozo KON-136, como se observa en la figura 2.5, muestra una buena calidad de cemento tanto en el intervalo abierto como en el intervalo que se propone adicionar; con el registro CBL se observa que existe una buena adherencia del cemento con valores que varían de 1 a 3 mV, lo cual se corrobora en el registro VDL donde se determina que existe una buena adherencia casing-formación en la zona de interés. Con el registro USIT se observa que no existe algún tipo de canalización y la zona de interés se encuentra correctamente cementada.

En el anexo No. 3.1 se presenta el diagrama mecánico del pozo KON-136.

Figura 2.5. Registro de Cemento pozo KON-136

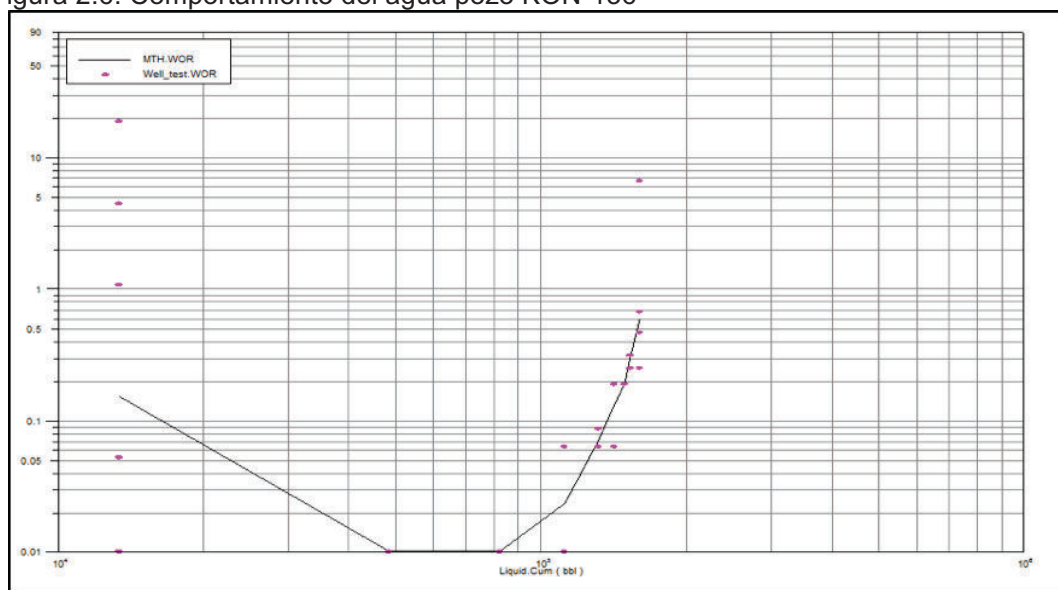


Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016

2.2.1.5. *Comportamiento del Agua*

Como se muestra en la figura 2.6, se trata de un empuje lateral; por lo que, al disparar los intervalos propuestos, no se tiene el peligro de intrusión de agua.

Figura 2.6. Comportamiento del agua pozo KON-136

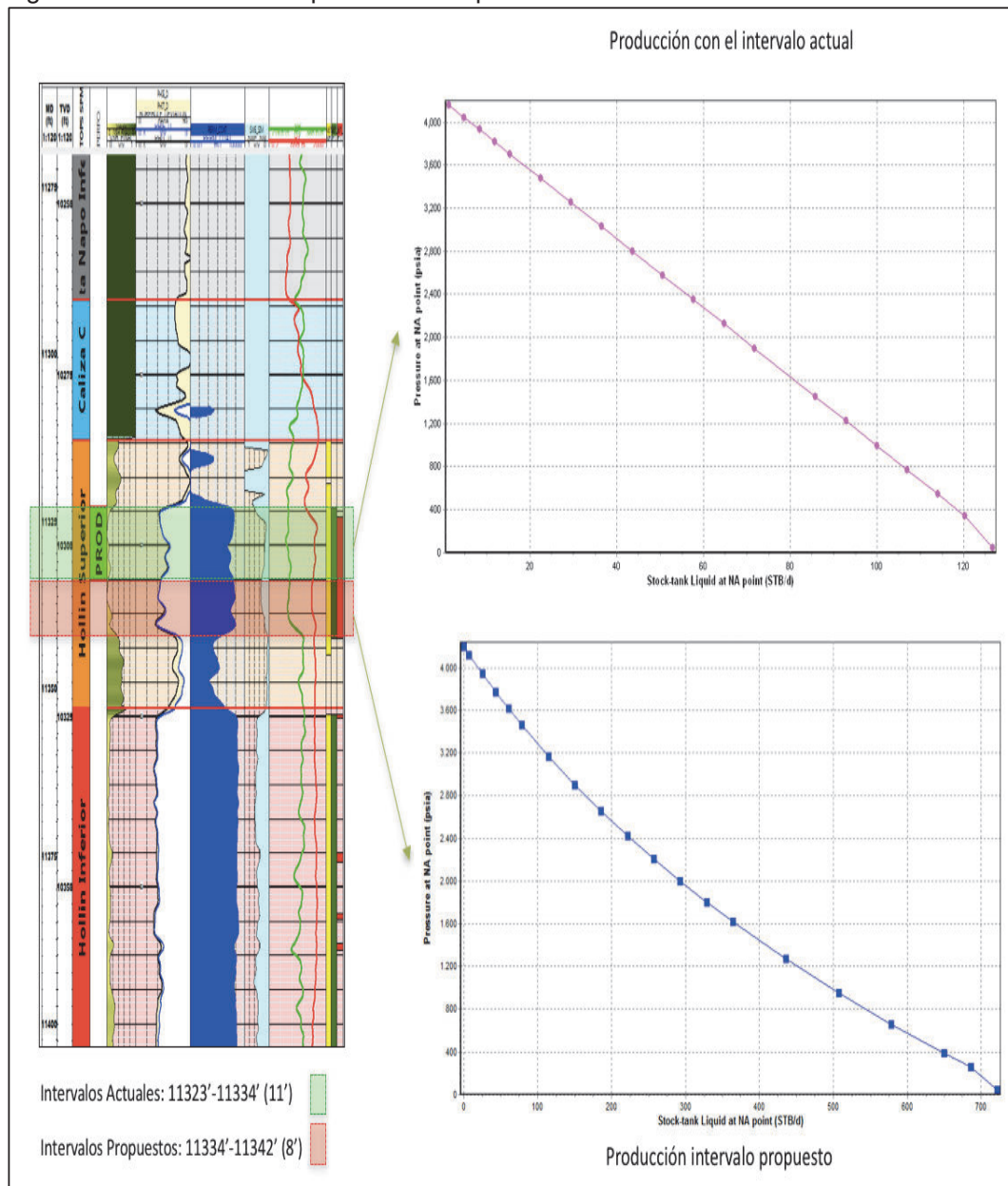


Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016

### 2.2.1.6. Análisis Nodal

Como se observa en la figura 2.7, el IP del intervalo actual es muy baja con un valor de 0.029, con un daño estimado mayor a 30. El intervalo adicional presenta buenos valores de permeabilidad y porosidad de 160 mD y 15.5%, respectivamente, con los que se obtiene una IP de 0.19.

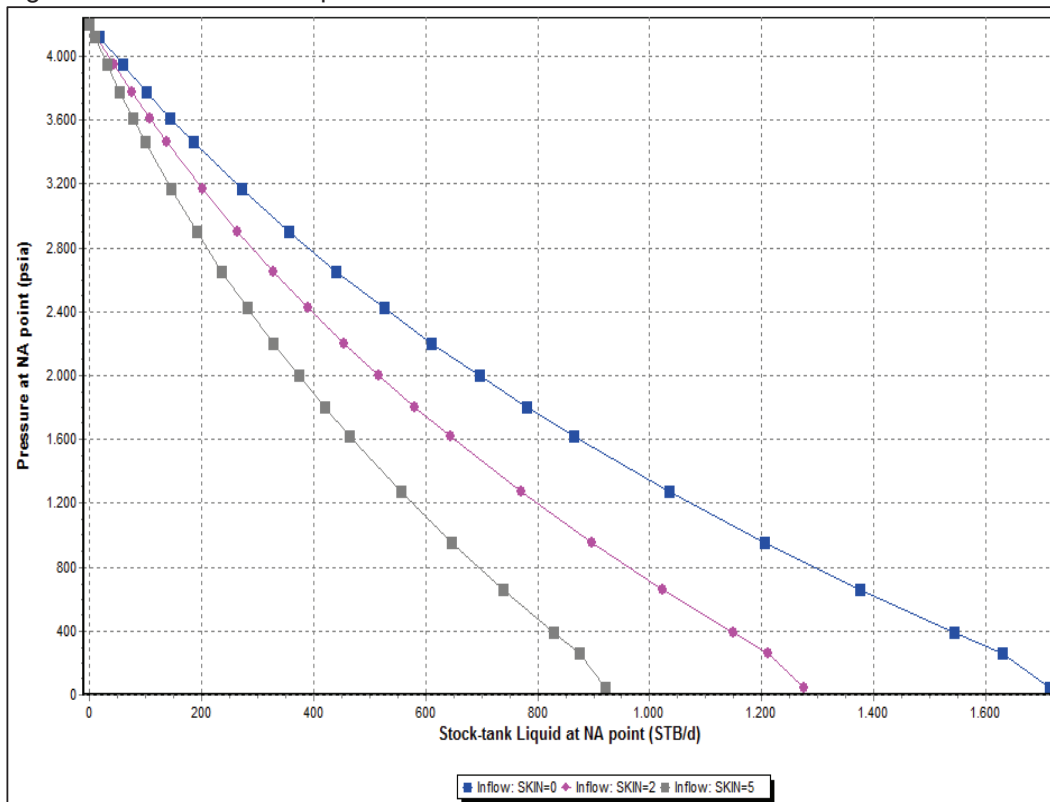
Figura 2.7. Análisis Nodal por intervalos pozo KON-136



Fuente: Shaya Ecaudor S.A., 2016  
Elaborado por: Wilson Jiménez

Al calcular la IP para toda la intervención se consideran 3 valores de daño que son 0 (caso optimista), 2.5 (caso medio) y 5 (Caso pesimista); como se puede observar en la figura 2.8.

Figura 2.8. Análisis nodal pozo KON-136



Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016

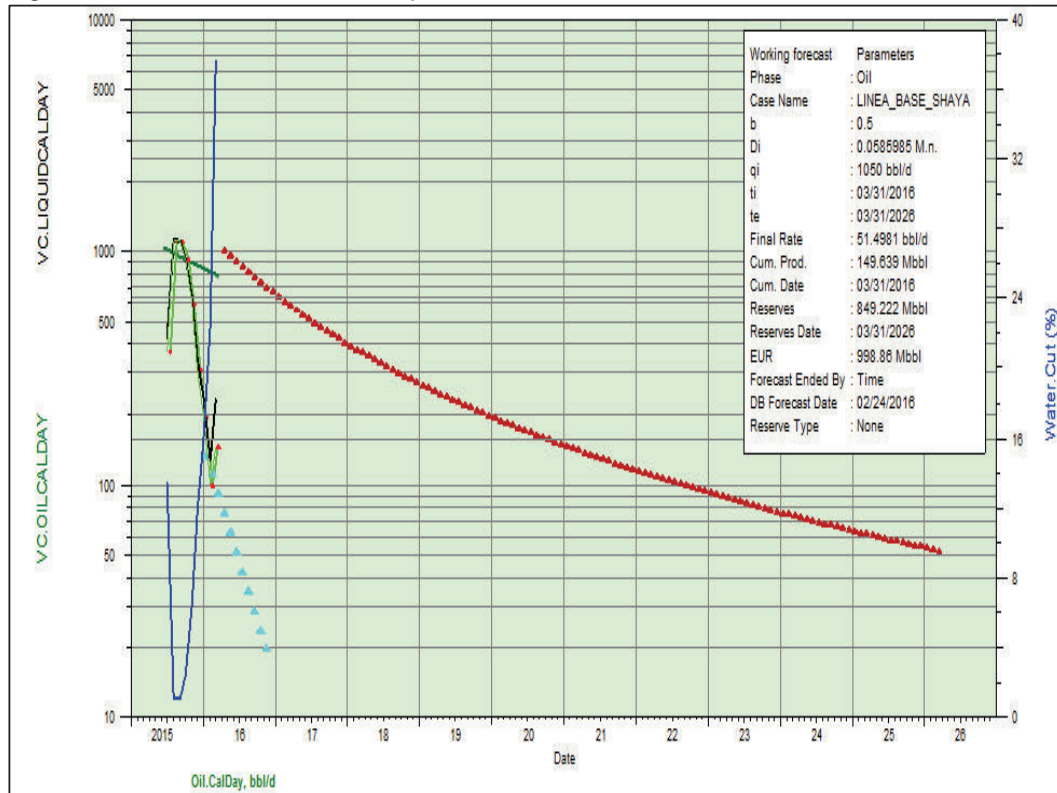
Elaborado por: Wilson Jiménez

A una presión de fondo fluyente de 400 psi se obtiene valores de 825 BFPD para un daño de 5, 1150 BFPD para un daño de 2.5 y 1500 BFPD para un daño de 0. Considerando que el BSW aumente en un máximo de 30% se tendrá una producción neta de 577.5 BPPD, 805 BPPD y 1050 BPPD, respectivamente, para los daños de 5, 2.5 y 0.

### 2.2.1.7. Análisis de Reservas

Como se observa en la figura 2.9, el pozo tiene una declinación anual de 0.058 por lo que con un caudal inicial de 1050 BPPD se obtendrá en un periodo de 10 años un volumen recuperable de 849 MBIs de petróleo.

Figura 2.9. Análisis de Reservas pozo KON-136



Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016

Elaborado por: Wilson Jiménez

Se observa una producción acumulada de 149 Mbbl, reservas iniciales de 998,86 Mbbl y se calcula un POES de 2211 Mbbl, ver anexo No. 4.1, con lo que se obtiene un factor de recobro de 0,45 y reservas remanentes de 849,22 Mbbl.

#### 2.2.1.8. Método de Cañoneo

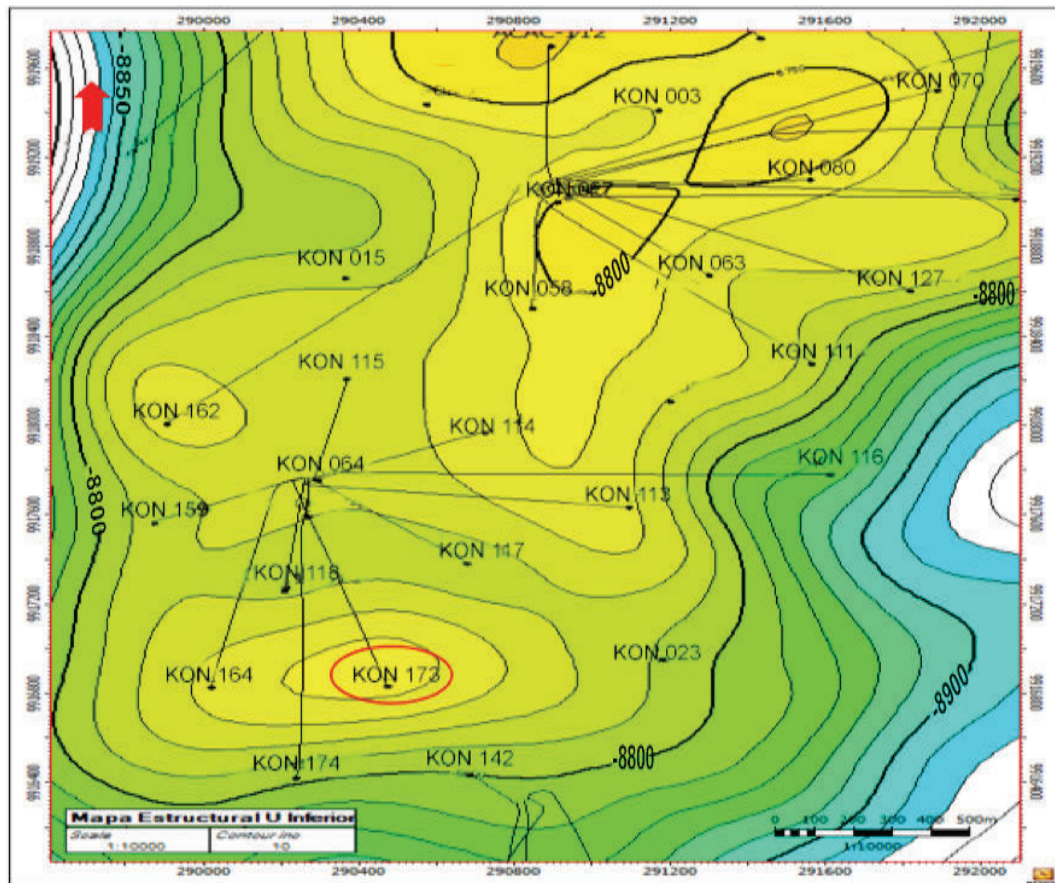
De acuerdo al análisis realizado se propone cañonear el intervalo adicional de 11334'-11342' (8') y recañonear el intervalo actual de 11323' a 11334' (11') de la arena Hollín Superior con conjunto TCP debido a que posee una presión de reservorio de 4200 psi y las condiciones del pozo son adecuadas para este método.

## 2.2.2. KON-173

### 2.2.2.1. Ubicación

El pozo KON-173 se ubica en la provincia de Orellana, coordenadas N 9917765 m y E 290265 m., con los pozos KON-164, KON-142, KON-023 y KON-118 a sus alrededores como se observa en la figura 2.10.

Figura 2.10. Ubicación pozo KON-173



Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016

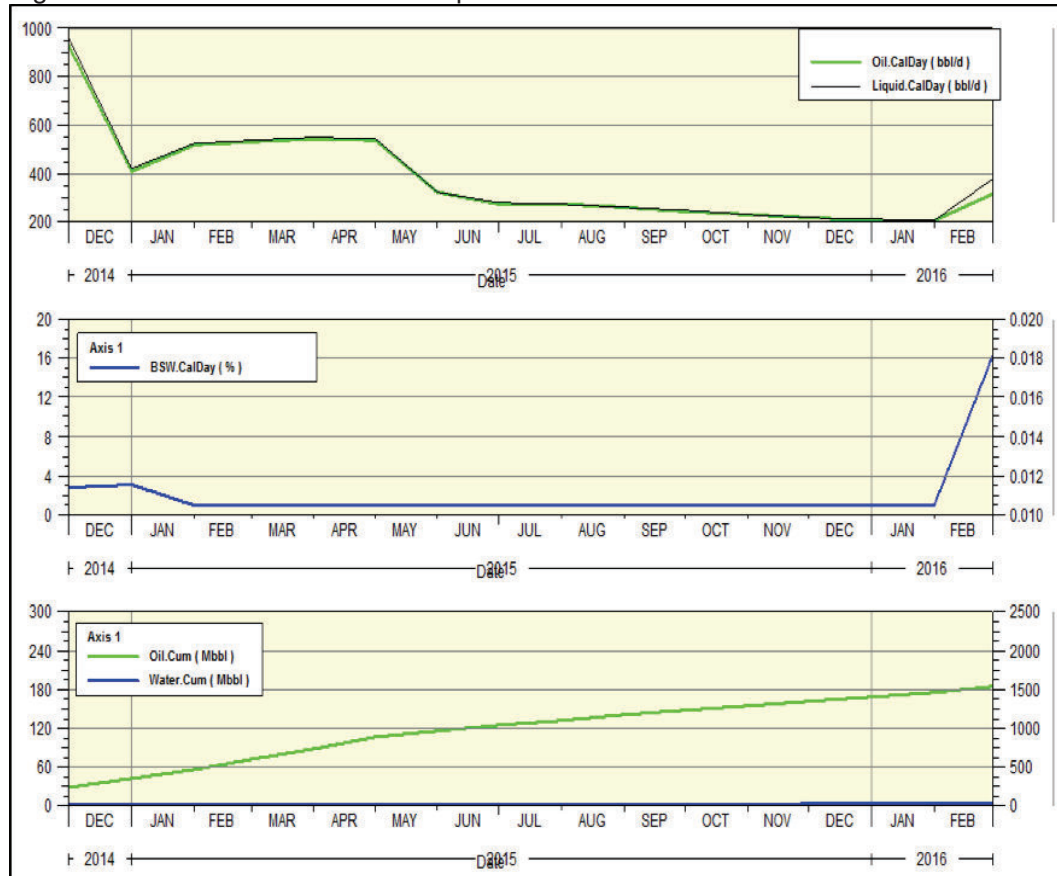
Elaborado por: Wilson Jiménez

### 2.2.2.2. Historial del Pozo

El pozo KON-173 es un pozo direccional perforado en noviembre del 2014 e inicia su producción en diciembre de 2014 con un potencial de 955 BFPD, 941 BPPD y 1.5% BSW del intervalo 10885' – 10895' (10') de la arenisca Hollín Inferior.

En enero de 2015 se realizó el reacondicionamiento No 1 con el objetivo reparar equipo BES. Como se observa en la figura 2.13, su producción ha declinado con el tiempo, hasta llegar a un potencial de 196 BFPD, 194 BPPD y 1% de BSW en marzo de 2016.

Figura 2.11. Historial de Producción pozo KON-173



Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016

Elaborado por: Wilson Jiménez

En el anexo 8.2 se muestra la producción detallada desde el inicio de su producción.

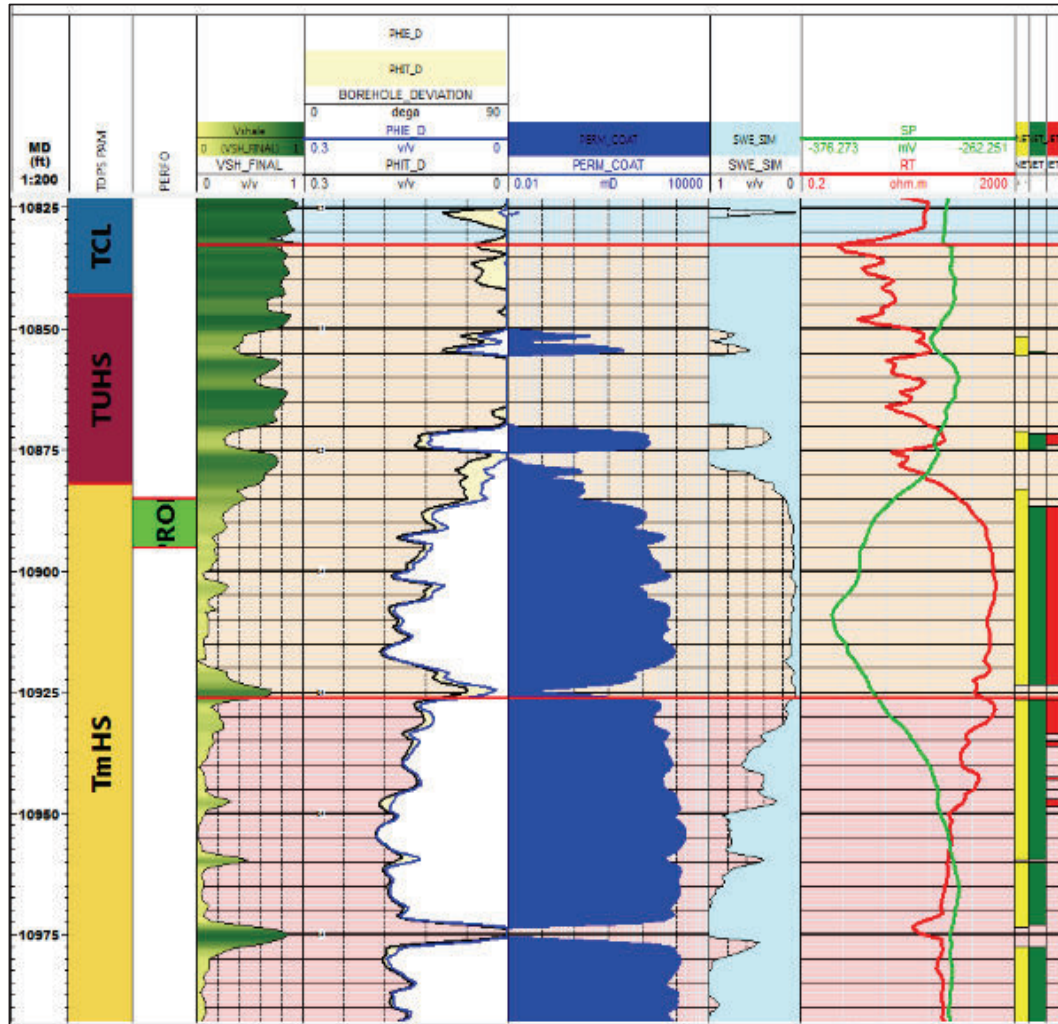
### 2.2.2.3. Análisis Petrofísico

El pozo KON-173 actualmente produce de la arena Hollín Inferior del intervalo de 10885' a 10895' (10') MD; como se observa la figura 2.11, el registro muestra una



zona de pago que no se encuentra disparada en su totalidad. Adicionalmente se observa que tanto la porosidad como la permeabilidad de la zona tienen buenos valores con algunos picos señalando que la zona se encuentra laminada. La curva de resistividad aumenta siendo éste un buen indicador que no existe presencia de agua.

Figura 2.12. Registro Petrofísico pozo KON-173

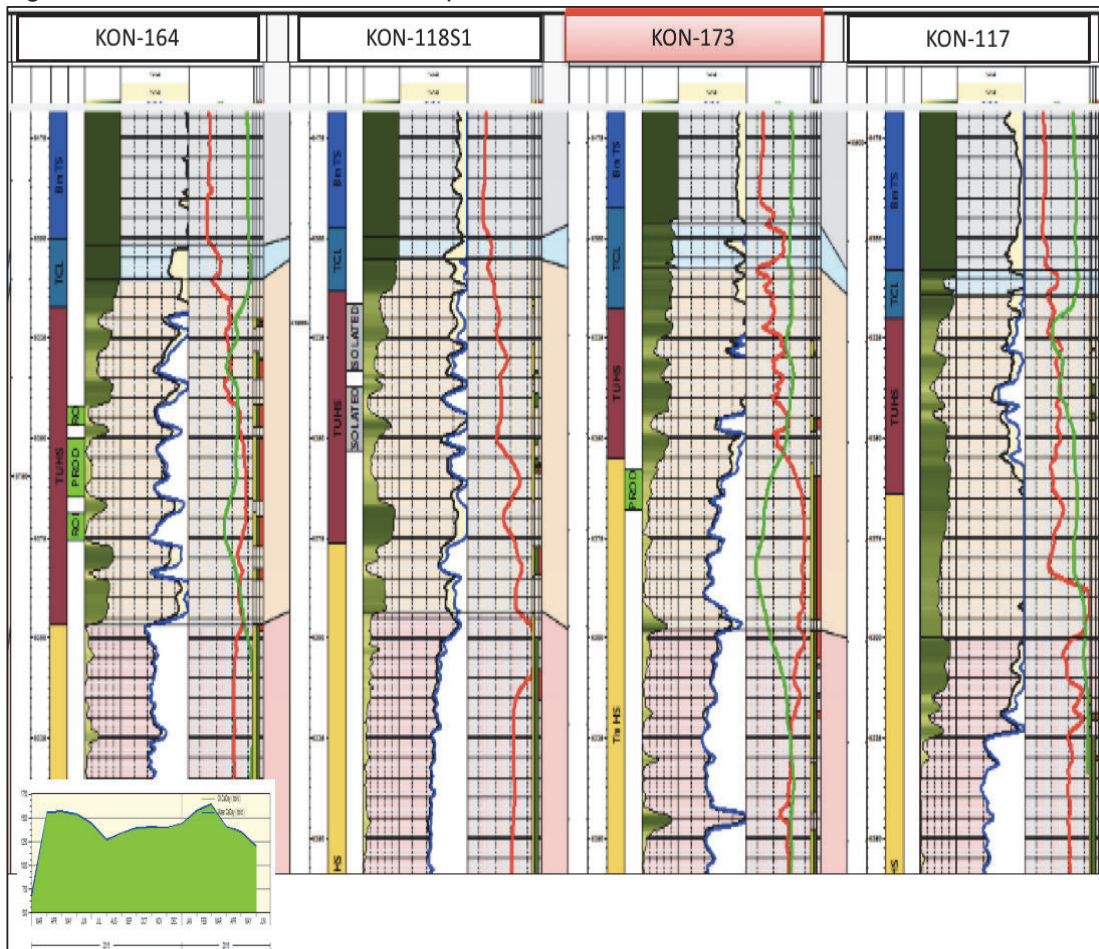


Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016

Elaborado por: Wilson Jiménez

La correlación estructural muestra una buena continuidad entre las arenas, teniendo a la mayoría de los pozos vecinos produciendo solo de la arena Hollín Superior, pero con producciones elevadas que ponen en consideración que el pozo KON-173 podría tener una mejor producción; ver figura 2.12.

Figura 2.13. Correlación Estructural pozo KON-173



Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016

Elaborado por: Wilson Jiménez

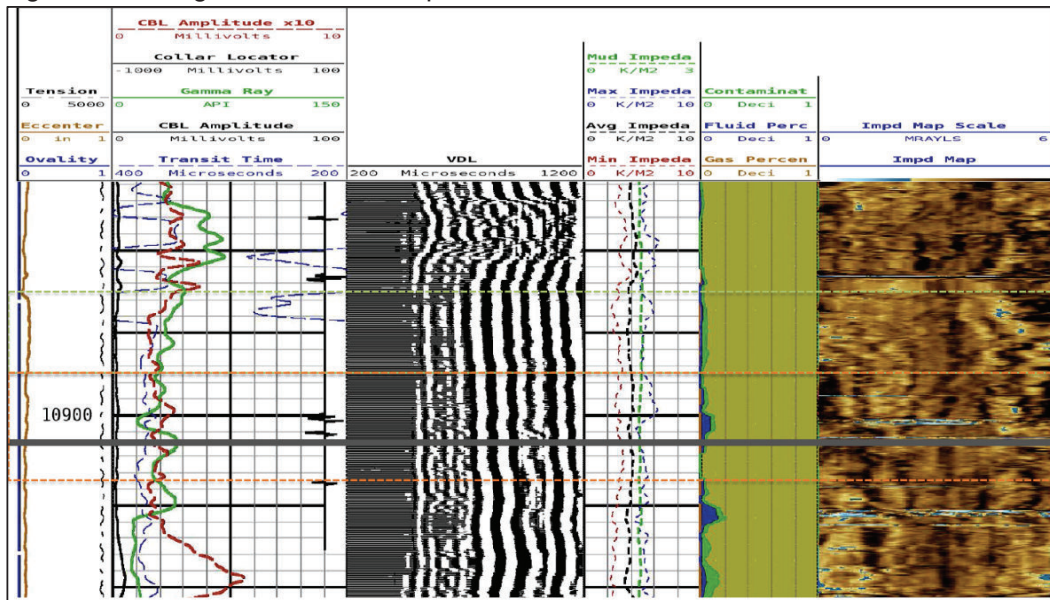
De acuerdo a la petrofísica, se propone abrir el intervalo de 10895'-10907' (12') MD.

#### 2.2.2.4. *Análisis Mecánico*

En la figura 2.14 se muestra el registro de cemento del pozo KON-173. En la zona de interés existe una buena calidad de cemento, el registro CBL varía desde valores de 1.5 a 2.5 mV probando que existe una buena calidad de cemento, el registro VDL muestra una buena adherencia de cemento casing-formación en la zona de interés y se observa con el registro USIT que no existe algún tipo de canalización en el casing.

En el anexo No. 3.2 se observa el diagrama mecánico del pozo KON-173.

Figura 2.14. Registro de Cemento pozo KON-173

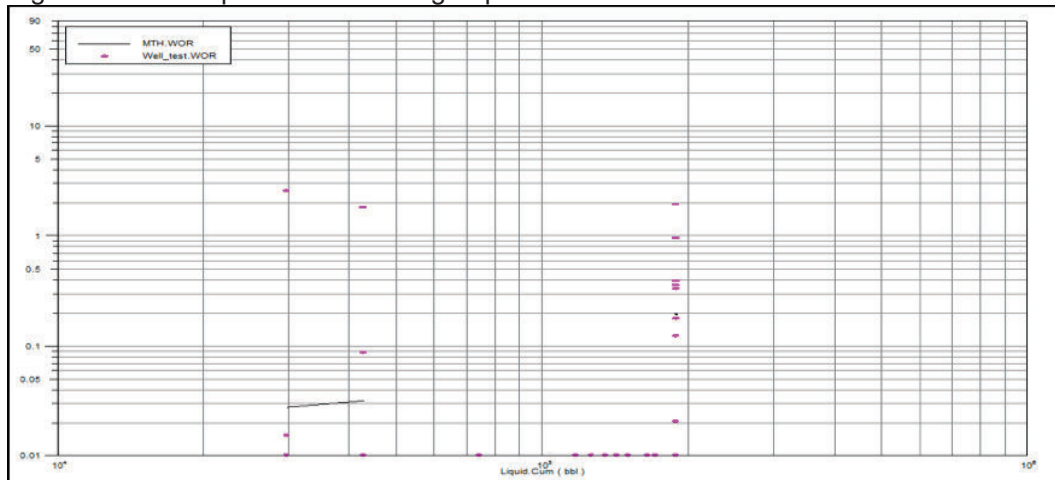


Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016

#### 2.2.2.5. Comportamiento del agua

Como se muestra en la figura 2.15, existe una tendencia clara de baja producción de agua a lo largo del tiempo, a excepción del último tramo en la que aumentó en un periodo corto de tiempo; que es producto de producción por capas, como se observó en la figura 2.11, el registro presenta muy buenos valores de permeabilidad y porosidad en la zona no cañoneada que hizo que los fluidos migraran hacia la zona disparada. De acuerdo a esto se puede concluir que no existe un peligro al cañonear para adicionar intervalos.

Figura 2.15. Comportamiento de Agua pozo KON-173

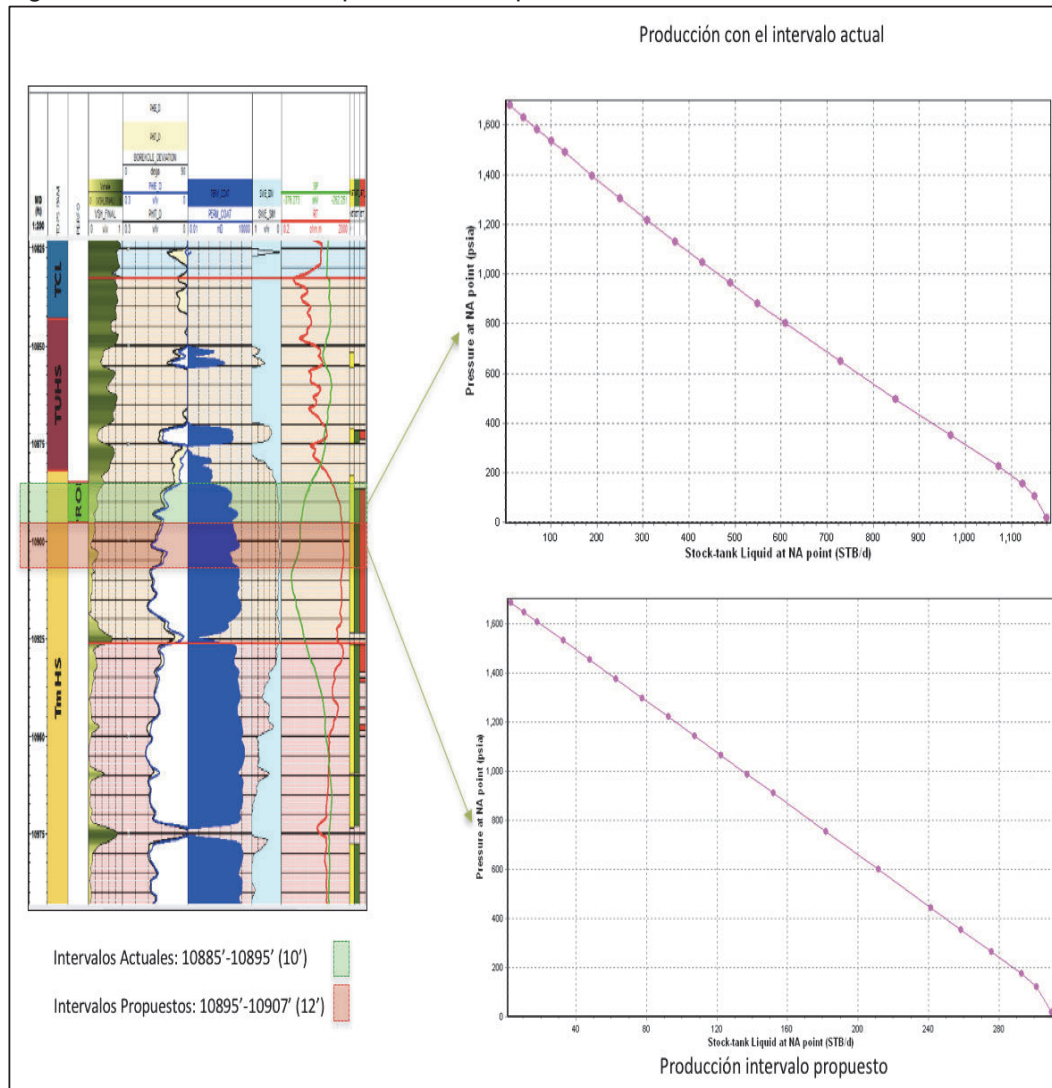


Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016

### 2.2.2.6. Análisis Nodal

Como se observa en la figura 2.16, el IP del intervalo actual del pozo es 0.19 con un daño estimado de 3.5; el intervalo adicional presenta valores de permeabilidad y porosidad de 72 mD y 12.7%, respectivamente, con los cuales se obtendrá una IP de 0.31.

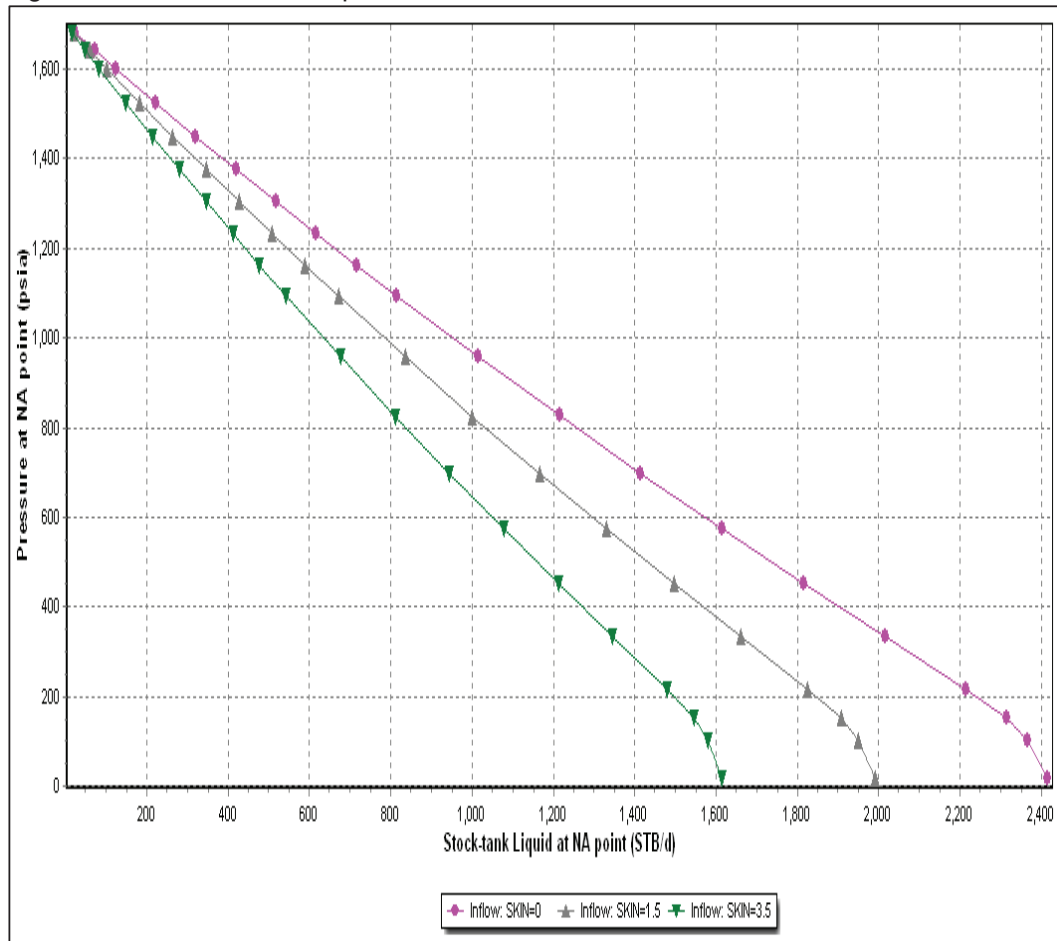
Figura 2.16. Análisis Nodal por intervalos pozo KON-173



Fuente: Shaya Ecuador S.A.  
Elaborado por: Wilson Jiménez

Al calcular la IP para toda la intervención se consideran 3 valores de daño que son: 0 (caso optimista), 1.5 (caso medio) y 3.5 (caso pesimista), como se puede observar en la figura 2.17.

Figura 2.17. Análisis Nodal pozo KON-173



Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016

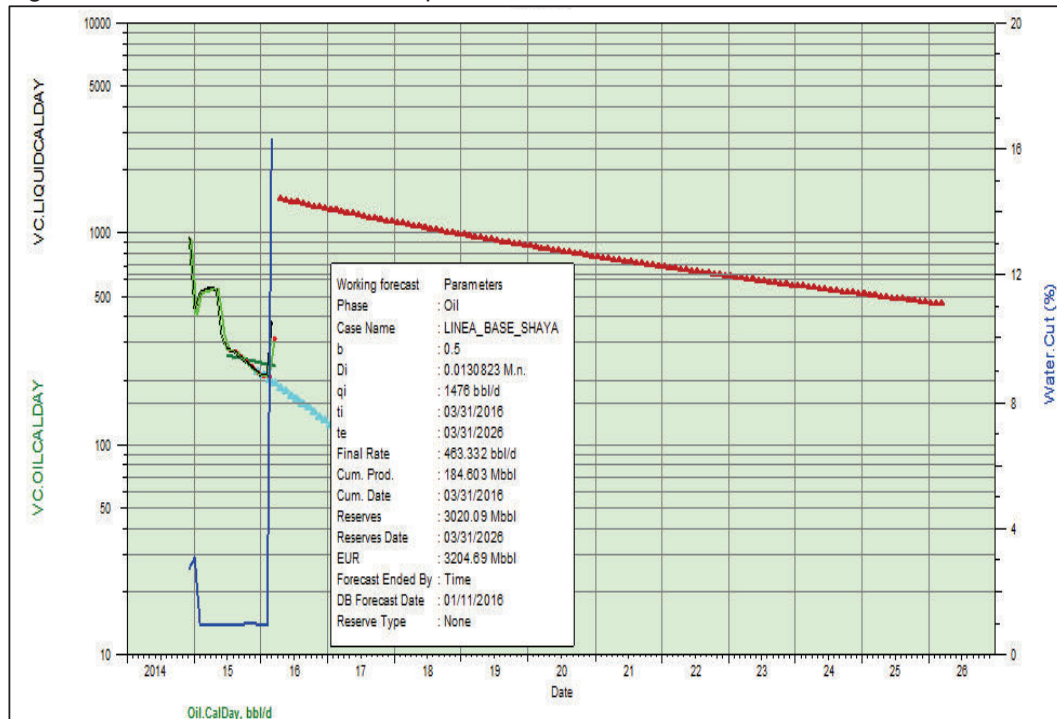
Elaborado por: Wilson Jiménez

A una presión de fondo fluente de 350 psi se obtiene valores de 1325 BFPD para un daño de 3.5, 1640 BFPD para un daño de 1.5 y 1990 BFPD para un daño de 0. Considerando que el BSW aumente en un máximo de 10%, se obtendrá una producción neta de 1192.5 BPPD, 1476 BPPD y 1791 BPPD, respectivamente, para los daños de 3.5, 1.5 y 0.

#### 2.2.2.7. Análisis de Reservas

Como se observa en la figura 2.18, el pozo tiene una declinación anual de 0.013, por lo que con un caudal inicial de 1476 BPPD se obtendría en un periodo de 10 años un volumen recuperable de 3020 MBIs de petróleo.

Figura 2.18. Análisis de Reservas pozo KON-173



Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016  
Elaborado por: Wilson Jiménez

Se observa una producción acumulada de 184 Mbbl, reservas iniciales de 3204,69 Mbbl y se calcula un POES de 6936 Mbbl, ver anexo No. 4.2, con lo que se obtiene un factor de recobro de 0,46 y reservas remanentes de 3020,08 Mbbl.

#### 2.2.2.8. Método de Cañoneo

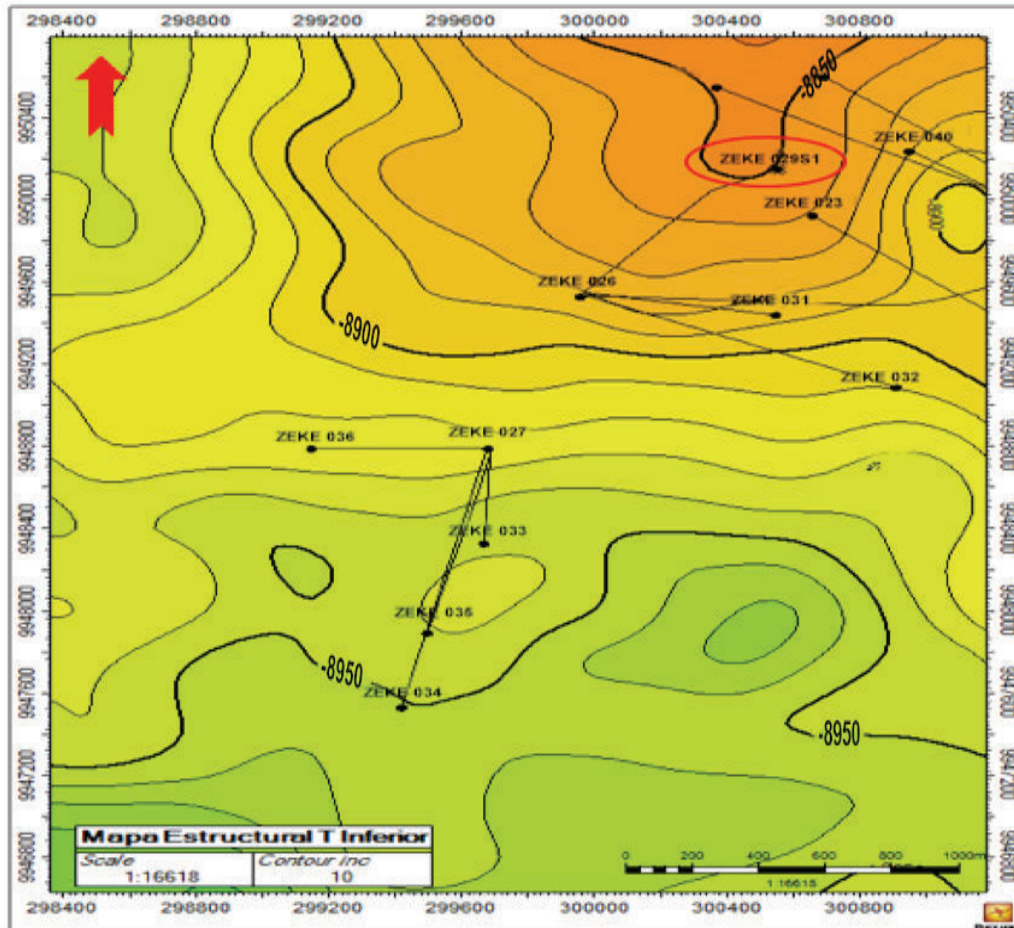
De acuerdo al análisis realizado se propone cañonear el intervalo adicional de 10895'-10907' (12') y recañonear el intervalo actual de 10885' a 10895' (10') de la arena Hollín Inferior con conjunto TCP debido a que posee una presión de reservorio de 1700 psi y las condiciones del pozo son adecuadas para este método.

#### 2.2.3. ZEKE-029S1

##### 2.2.3.1. Ubicación

El pozo ZEKE-029S1 se ubica en la provincia de Orellana, coordenadas N 9949543 m y E 299964 m con los pozos ZEKE-040, ZEKE-023 y ZEKE-026 a sus alrededores como se observa en la figura 2.19.

Figura 2.19. Ubicación pozo ZEKE-029S1



Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016

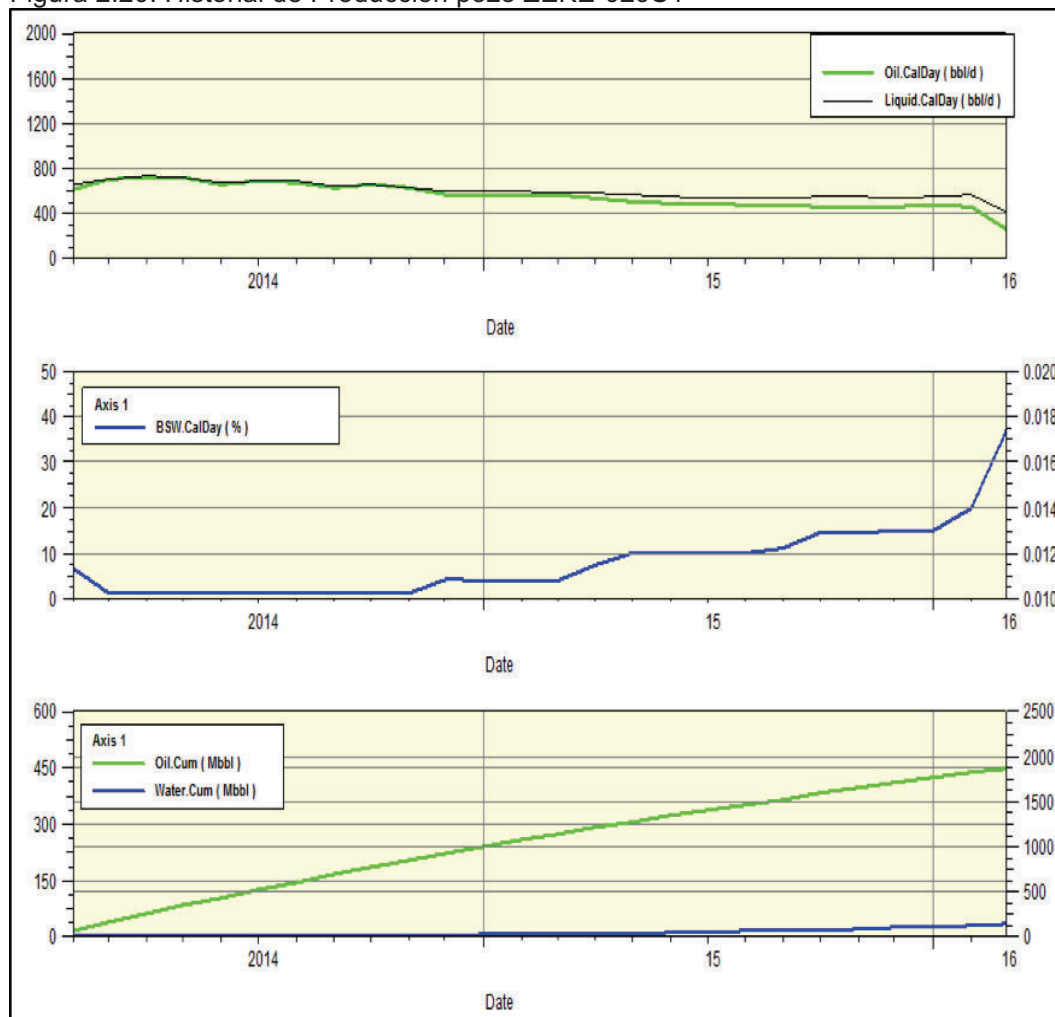
Elaborado por: Wilson Jiménez

### 2.2.3.2. *Historial del Pozo*

El pozo ZEKE-029ST es un pozo direccional, side track, perforado en enero del 2014 e inicio de producción en febrero de 2014 con un potencial de 659 BFPD, 638 BPPD y 3.2% de BSW del intervalo 10184' – 10216' (32') de la arenisca U Inferior.

Como se observa en la figura 2.22, la producción ha declinado de forma normal, con un aumento del corte de agua en los últimos meses hasta tener una producción el 14 de marzo de 2016 de 566 BFPD, 441 BPPD y 22% de BSW.

Figura 2.20. Historial de Producción pozo ZEKE-029S1



Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016

Elaborado por: Wilson Jiménez

En el anexo 8.3 se muestra la producción detallada desde el inicio de su producción.

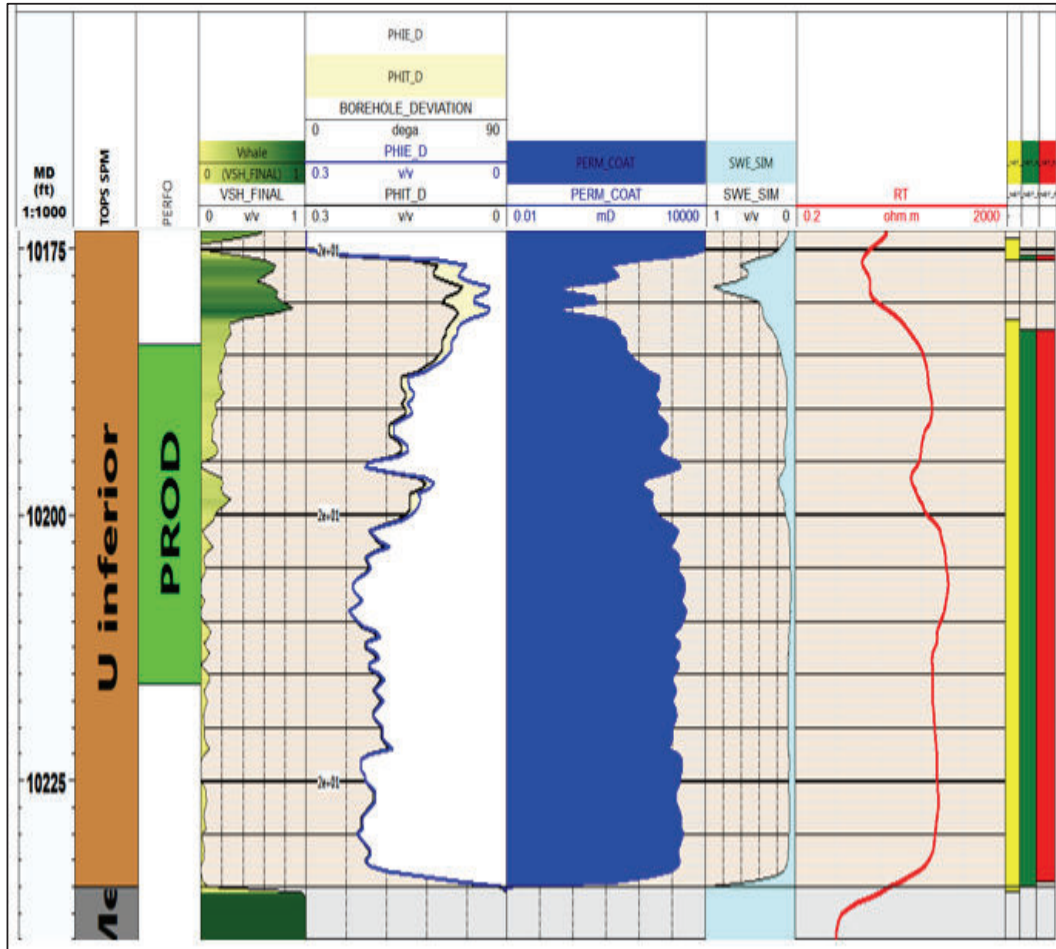
### 2.2.3.3. Análisis Petrofísico

El pozo ZEKE-029S1 actualmente produce de la arena U Inferior del intervalo desde 10184' a 10216' (32') MD; como se observa la figura 2.20, el registro



muestra una zona de pago que no se encuentra disparada en su totalidad en la arena U Inferior. Se observa que tanto la porosidad como la permeabilidad de la zona tienen buenos valores mejores al intervalo actual. Adicionalmente, la curva de resistividad se mantiene constante hasta el final de la arena donde empieza a declinar, lo cual indica presencia de agua.

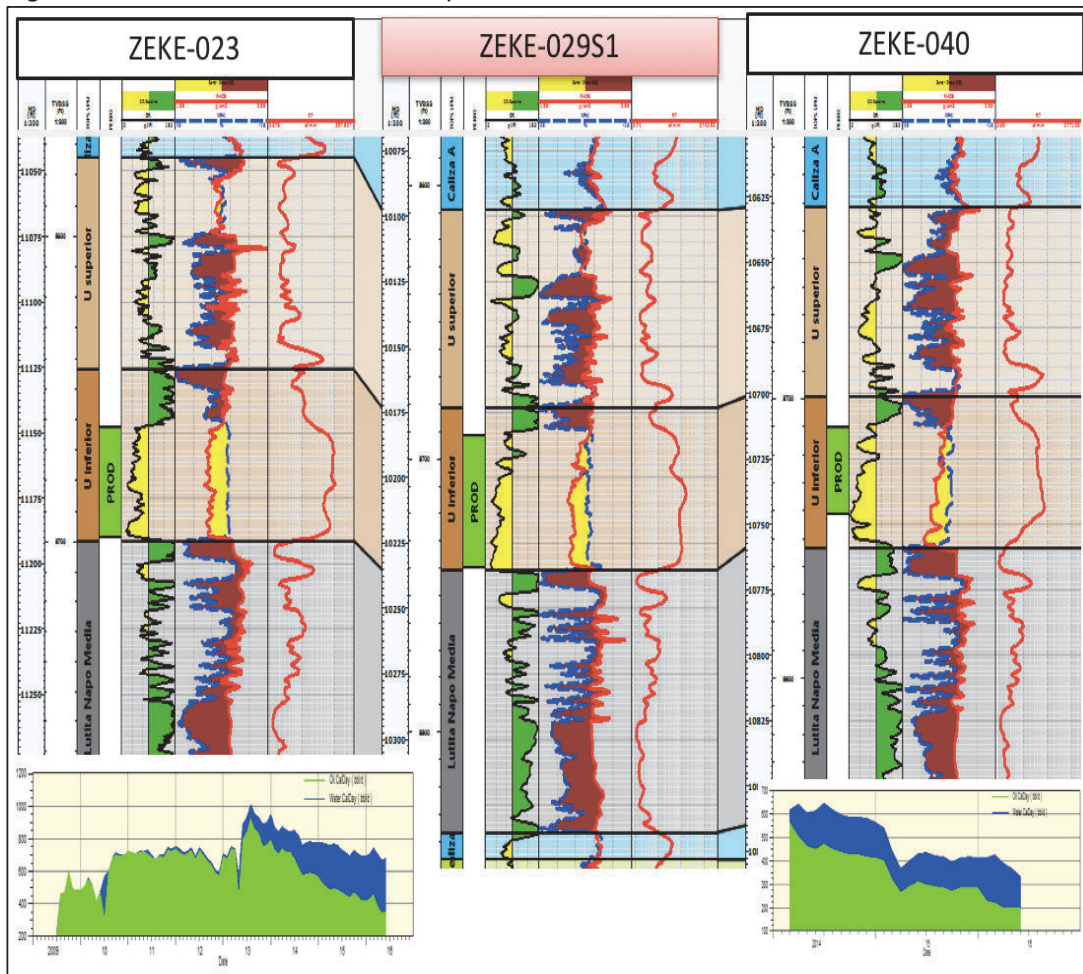
Figura 2.21. Registro Petrofísico pozo ZEKE-029S1



Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016

Como se observa en la figura 2.21, la correlación estructural muestra una buena continuidad entre las arenas, produciendo todos sus vecinos de la misma arena con producciones considerables que apuntan a que el pozo ZEKE-029S1 aumentaría su producción con la intervención.

Figura 2.22. Correlación Estructural pozo ZEKE-029S1



Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016

Elaborado por: Wilson Jiménez

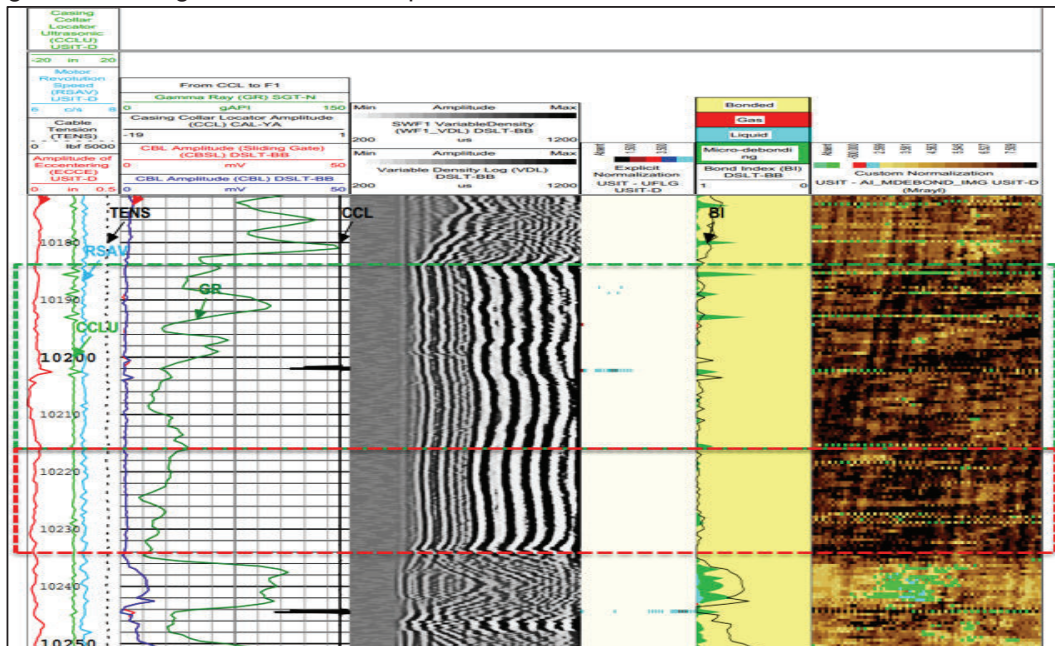
De acuerdo a la petrofísica, se propone abrir el intervalo de 10216'-10234' (18') MD.

#### 2.2.3.4. Análisis Mecánico

El registro de cemento del pozo ZEKE-029S1 se observa en la figura 2.23; notando que el registro CBL presenta valores que van desde 1 a 2.5 mV con lo que se determina que existe una buena calidad de cemento, con el registro VDL se observa que existe una buena adherencia de cemento casing-formación y con el registro USIT se corroborará la buena calidad de cemento y observar que no existe canales en el casing.

En el anexo No. 3.3 se presenta el diagrama mecánico del pozo ZEKE-029S1.

Figura 2.23. Registro de Cemento pozo ZEKE-029S1

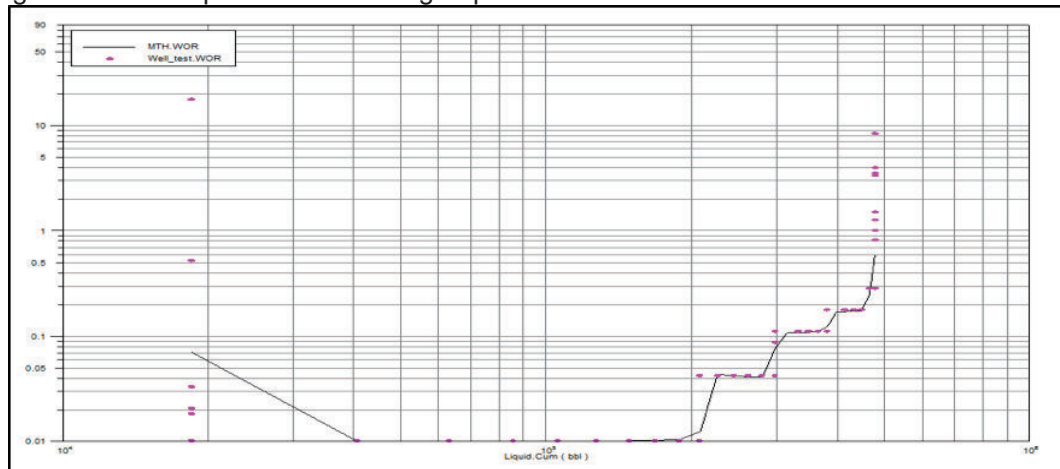


Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016

### 2.2.3.5. Comportamiento del agua

En la figura 2.24 se puede observar que se trata de producción por capas; como se observó en la figura 2.20, el registro petrofísico muestra buenos valores de permeabilidad y porosidad en la zona que hizo que con el tiempo los fluidos migraran hacia los disparados debido a una buena permeabilidad vertical, aspecto que se observa en las diferentes líneas rectas del gráfico log-log del comportamiento del agua.

Figura 2.24. Comportamiento del Agua pozo ZEKE-029S1

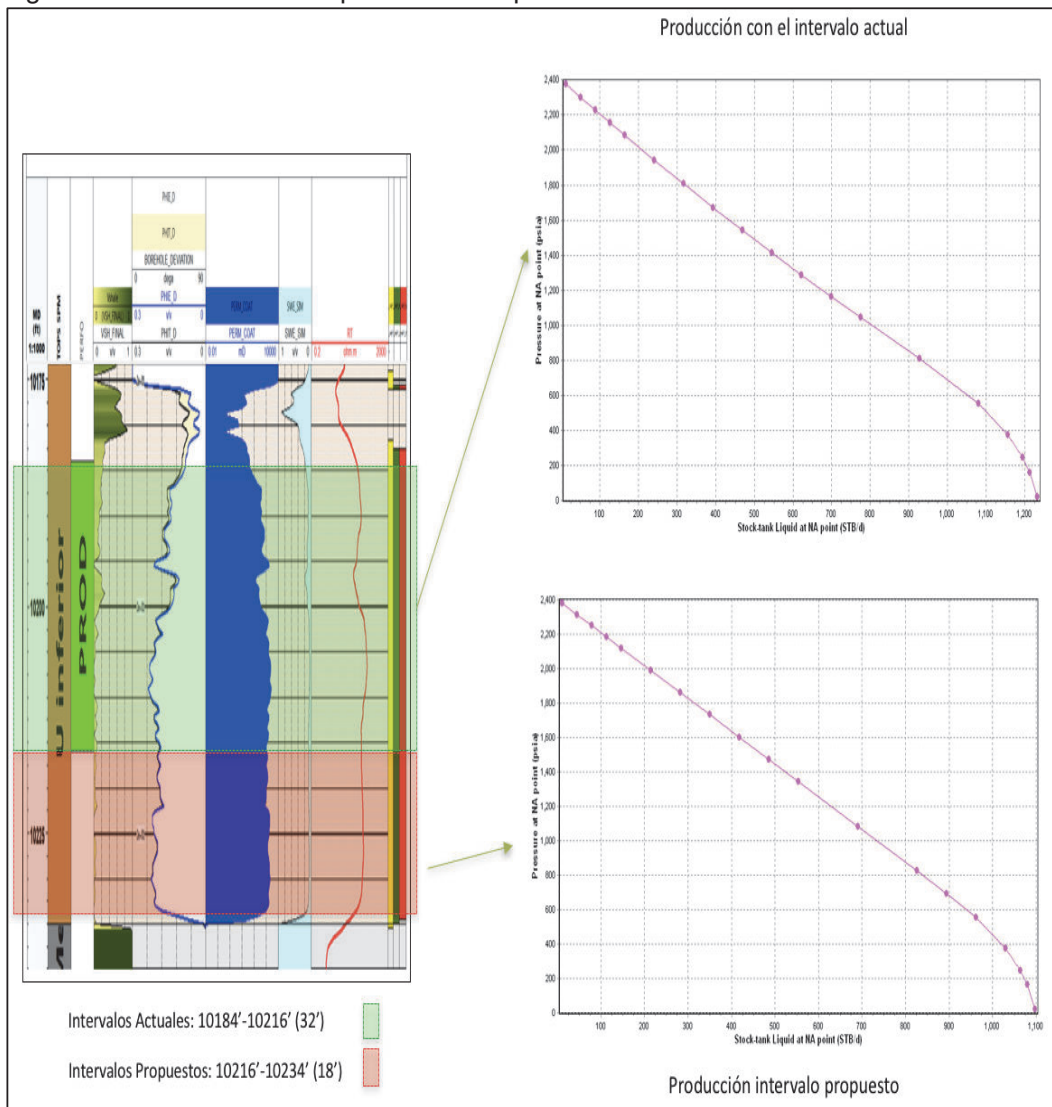


Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016

### 2.2.3.6. Análisis Nodal

Como se observa en la figura 2.25, se tiene un IP del intervalo actual del pozo de 0.80 con un daño estimado de 6. El intervalo adicional presenta valores de permeabilidad y porosidad de 445 mD y 19.92%, respectivamente, con los cuales se obtendrá una IP de 0.63.

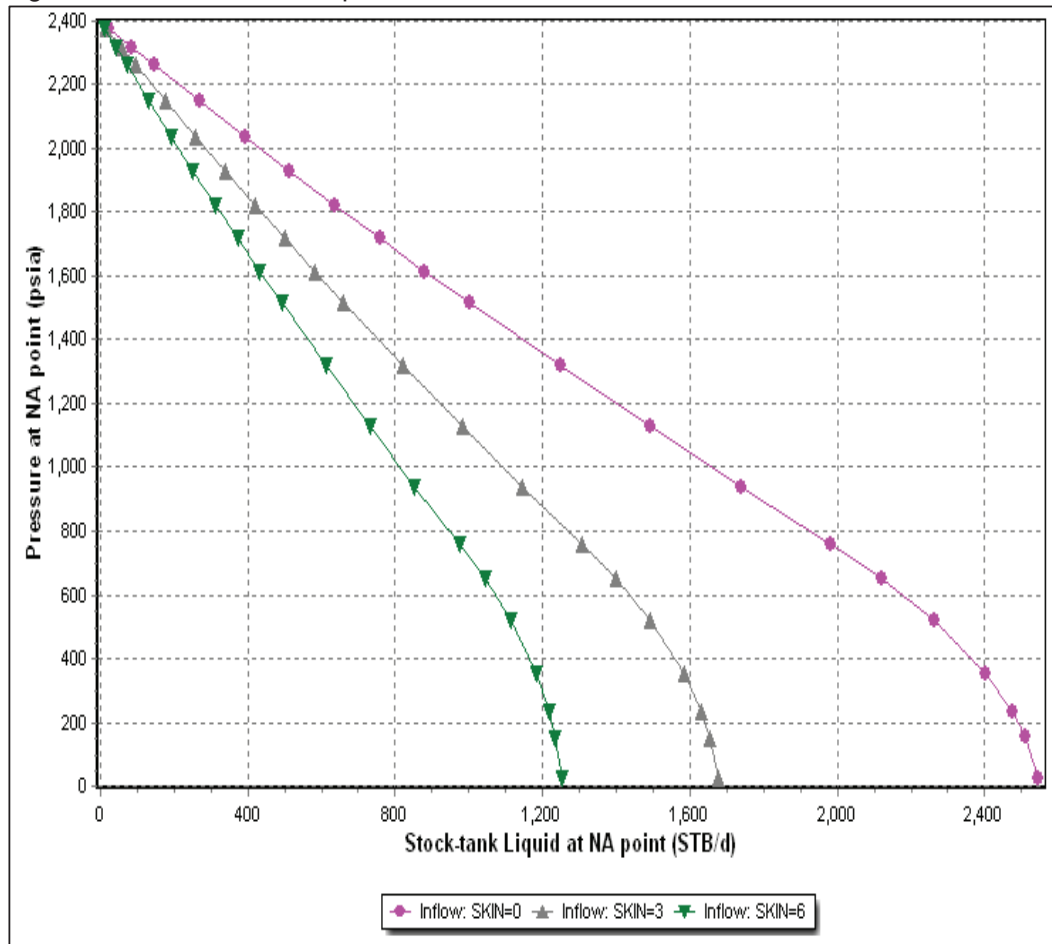
Figura 2.25. Análisis Nodal por intervalos pozo ZEKE-029S1



Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016  
Elaborado por: Wilson Jiménez

Al calcular la IP para toda la intervención se consideran 3 valores de daño que son: 0 (caso optimista), 3 (caso medio) y 6 (caso pesimista); ver figura 2.26.

Figura 2.26. Análisis Nodal pozo ZEKE-029S1



Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016

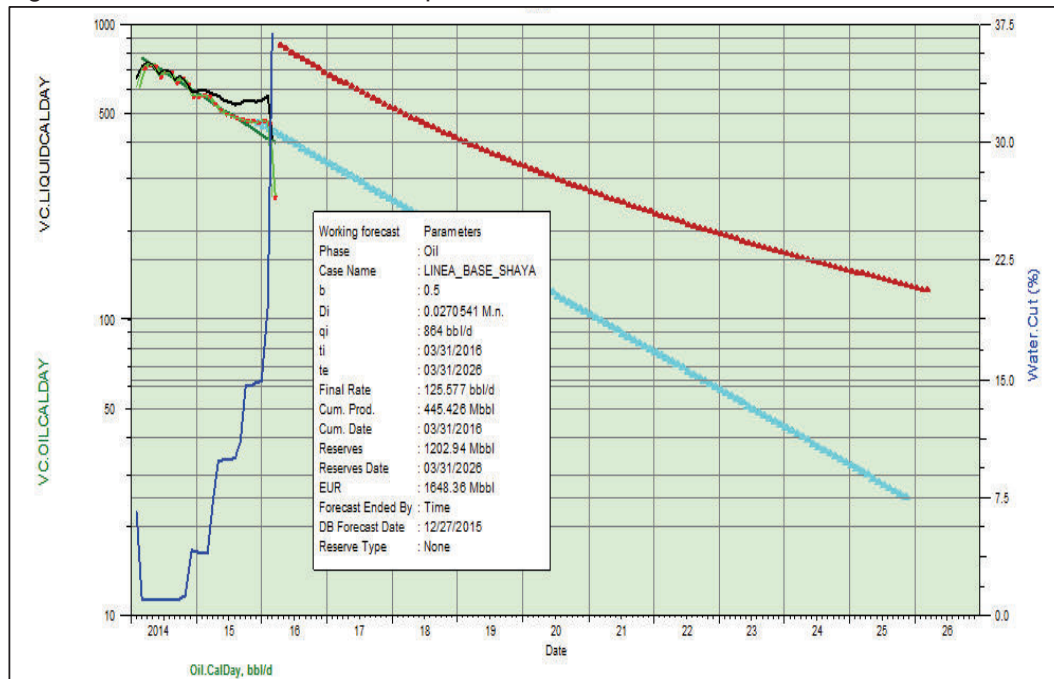
Elaborado por: Wilson Jiménez

A una presión de fondo fluente de 600 psi se obtiene valores de 1075 BFPD para un daño de 6, 1440 BFPD para un daño de 3 y 2180 BFPD para un daño de 0. Considerando que el BSW aumente en un máximo de 40%, se obtendrá una producción neta de 645 BPPD, 864 BPPD y 1380 BPPD, respectivamente, para los daños de 6, 3 y 0.

### 2.2.3.7. Análisis de Reservas

Como se observa en la figura 2.27, el pozo tiene una declinación anual de 0.027, por lo que con un caudal inicial de 864 BPPD se obtendría en un periodo de 10 años un volumen recuperable de 1203 MBIs de petróleo.

Figura 2.27. Análisis de Reservas pozo ZEKE-029S1



Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016

Elaborado por: Wilson Jiménez

Se observa una producción acumulada de 445 Mbbl, reservas iniciales de 1648,36 Mbbl y se calcula un POES de 4061 Mbbl, ver anexo No. 4.3, con lo que se obtiene un factor de recobro de 0,41 y reservas remanetes de 1202,93 Mbbl.

#### 2.2.3.8. Método de Cañoneo

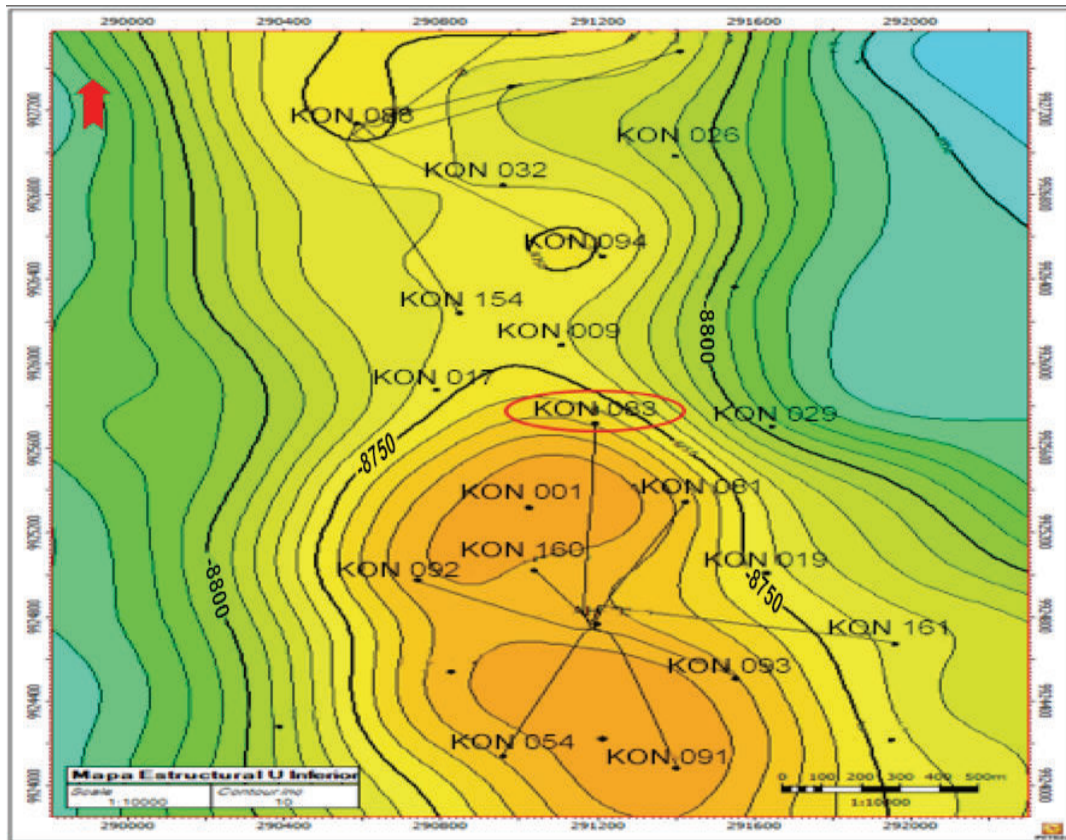
De acuerdo al análisis realizado se propone cañonear el intervalo adicional de 10216'-10234' (18') y recañonear el intervalo actual de 10184' a 10216' (32') de la arena U Inferior con conjunto TCP debido a que posee una presión de reservorio de 2400 psi y las condiciones del pozo son adecuadas para este método.

### 2.2.4. KON-083

#### 2.2.4.1. Ubicación

El pozo KON-083 se encuentra en la provincia de Orellana, coordenadas N 9924744 m y E 291193 m con los pozos KON-017, KON-029, KON-009 y KON-001 a sus alrededores como se observa en la figura 2.28.

Figura 2.28. Ubicación pozo KON-083



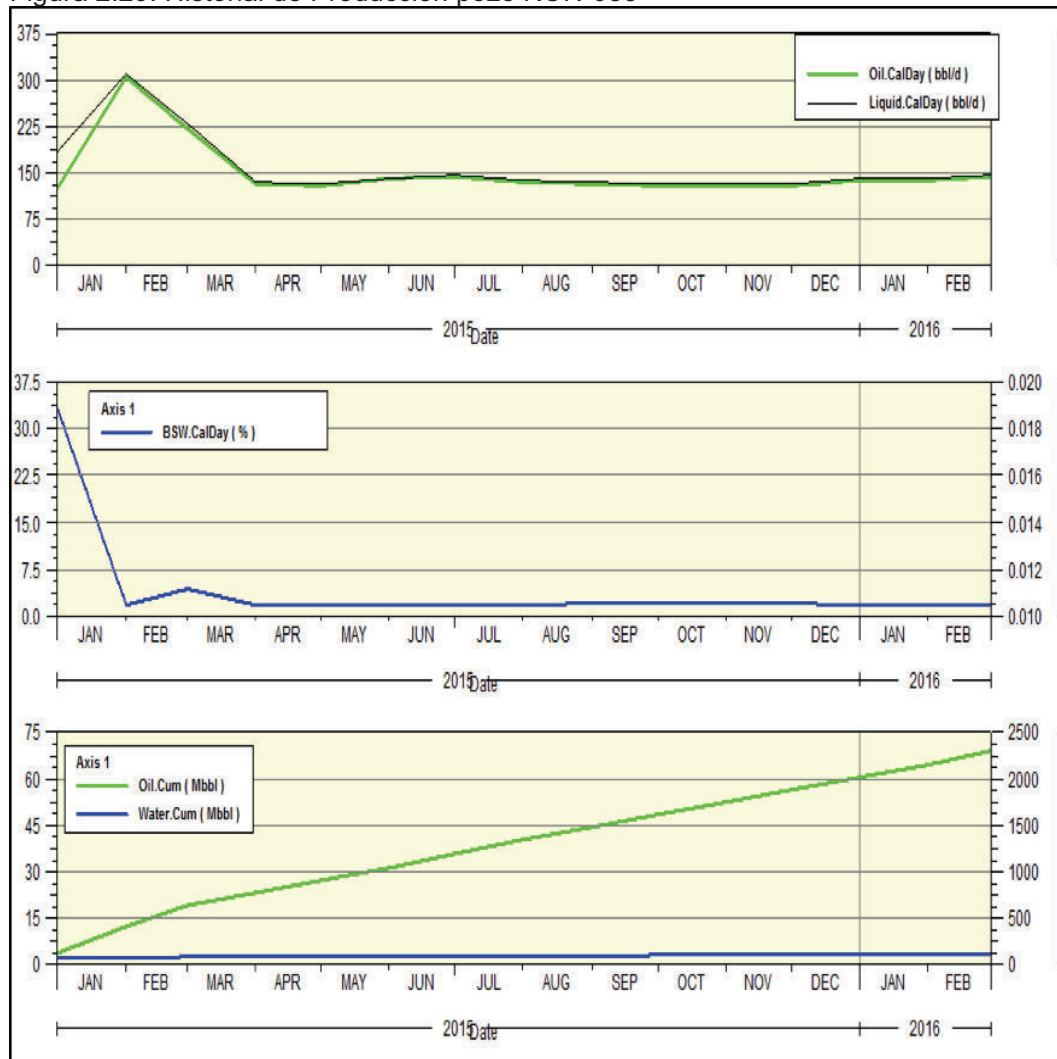
Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016  
 Elaborado por: Wilson Jiménez

#### 2.2.4.2. *Historial del Pozo*

El pozo KON-083 es un pozo direccional perforado en octubre de 2010 e inició su producción en enero de 2011 con un potencial de 3351 BFPD, 3317 BPPD y 1% de BSW del intervalo 10826' – 10840' (14') de la arenisca Hollín Inferior.

En enero de 2015 se realizó el reacondicionamiento No 1 con el objetivo de cambiar de zona, punzonar "T Inf", evaluar y bajar equipo BES; se disparó el intervalo 10625' – 10650' (25') de la arena T Inferior. Como se observa en la figura 2.31, la producción declinó de forma considerable en abril de 2015, la que se mantiene constante hasta el 14 de marzo de 2016 con una producción de 132 BFPD, 129 BPPD y 2% de BSW.

Figura 2.29. Historial de Producción pozo KON-083



Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016

Elaborado por: Wilson Jiménez

En el anexo 8.4 se muestra la producción detallada desde el inicio de su producción.

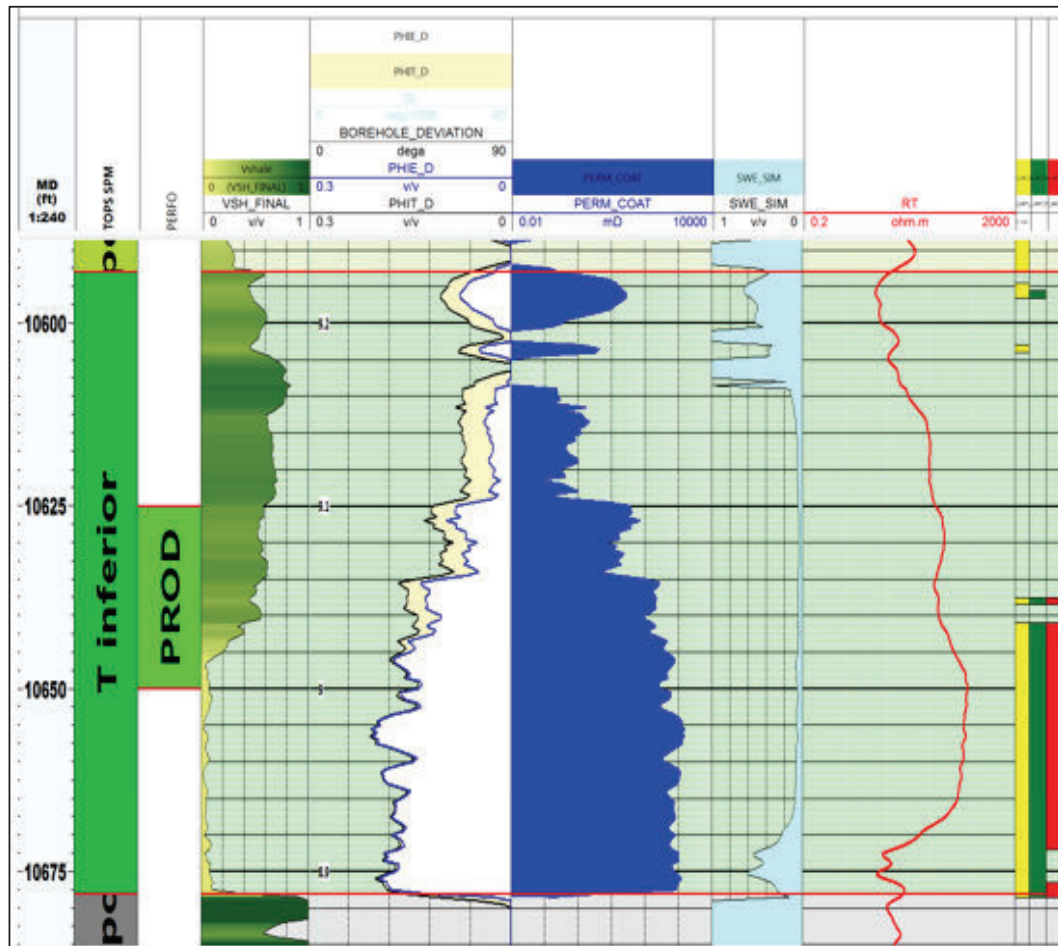
#### 2.2.4.3. Análisis Petrofísico

El pozo KON-083 actualmente produce de la arena T Inferior del intervalo de 10634' a 10650' (16') MD; como se observa la figura 2.29, el registro muestra una zona de pago que no se encuentra disparada en su totalidad en la arena T Inferior. Se observa que la calidad de la roca en la zona no disparada es muy



buena, con valores de porosidad y permeabilidad mejores al intervalo actual. Adicionalmente, la curva de resistividad se mantiene en aumento en la mayoría de la arena, a excepción del final donde empieza a declinar; lo que indica presencia de agua.

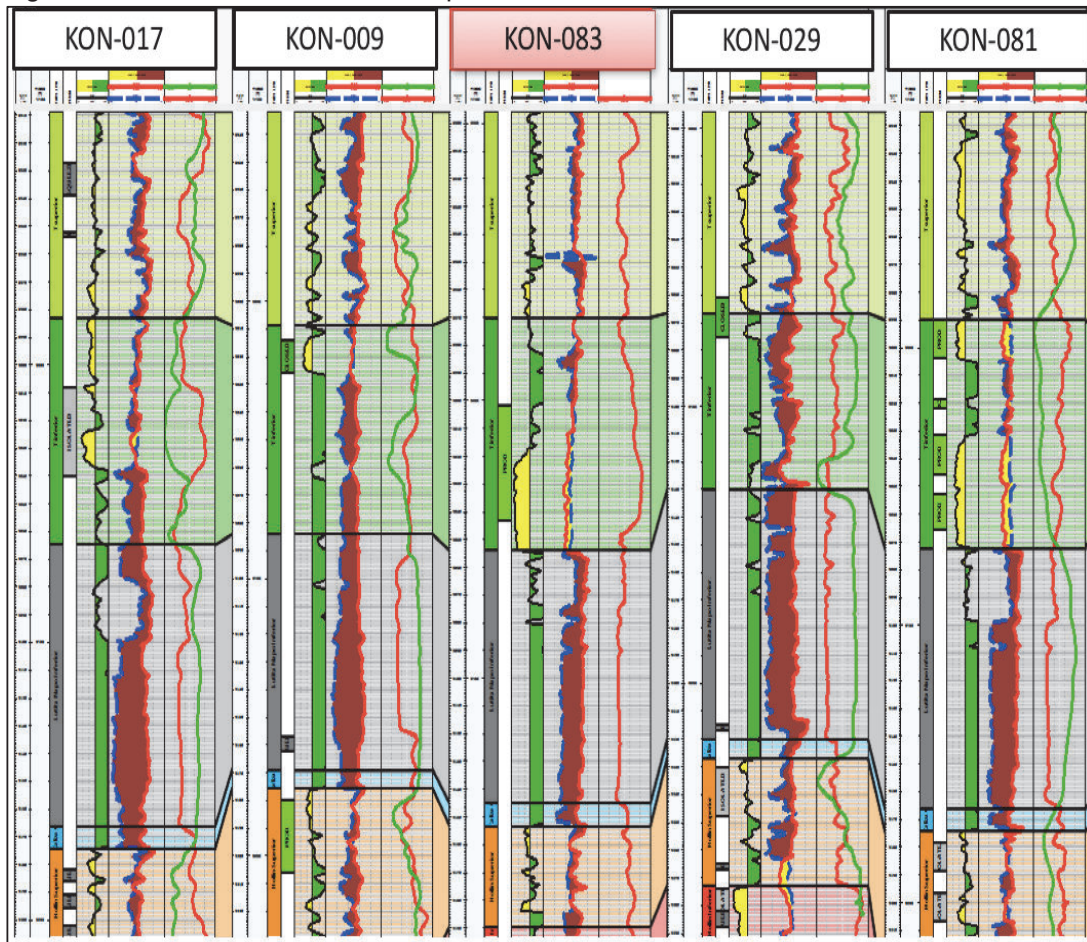
Figura 2.30. Análisis Petrofísico pozo KON-083



Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016  
Elaborado por: Wilson Jiménez

Como se observa en la figura 2.30, la correlación estructural proporciona una buena continuidad con sus pozos aledaños, siendo el pozo KON-083 el que presenta la mejor calidad de roca, por lo que su producción debería ser mayor.

Figura 2.31. Correlación Estructural pozo KON-083



Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016

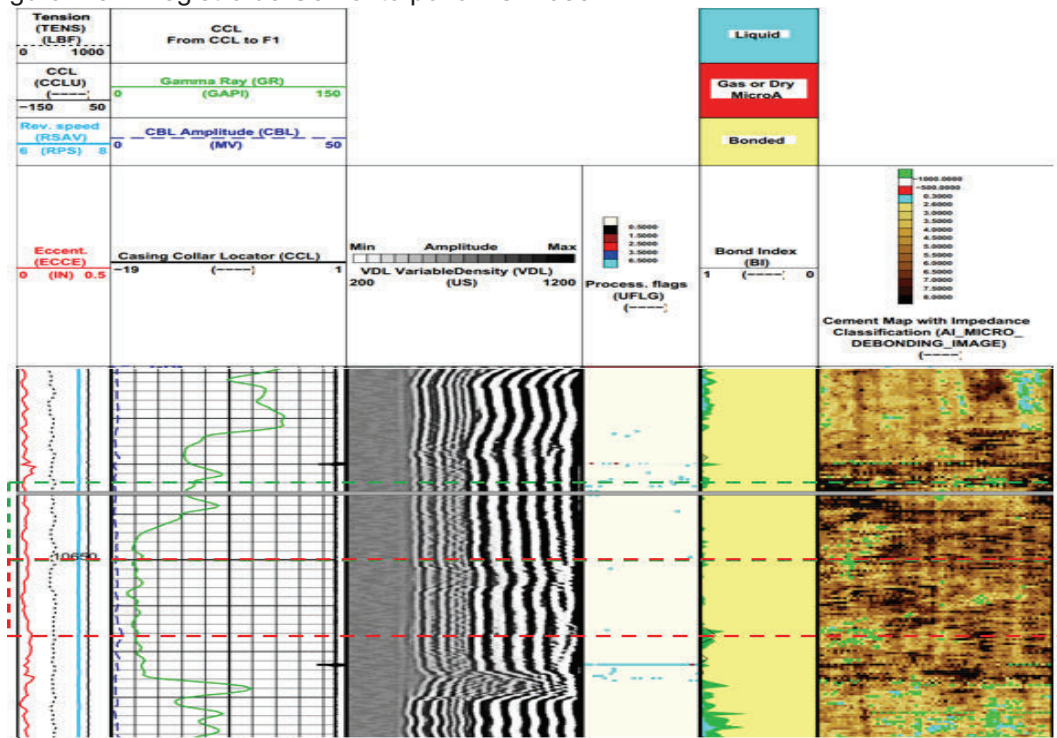
De acuerdo a la petrofísica, se propone abrir el intervalo de 10650'-10667' (17') MD.

#### 2.2.4.4. *Análisis Mecánico*

El registro de cemento del pozo KON-083 se muestra en la figura 2.32, donde se observa que el registro CBL presenta valores que varían entre 1 y 2 mV mostrando una buena calidad de cemento en la zona de interés; en el registro VDL se observa que existe una buena adherencia de cemento en el casing-formación; y, el registro USIT muestra que en la zona de interés no existe presencia de canalización y existe una buena cementación.

En el anexo No. 3.4 se muestra el diagrama mecánico del pozo KON-083.

Figura 2.32. Registro de Cemento pozo KON-083

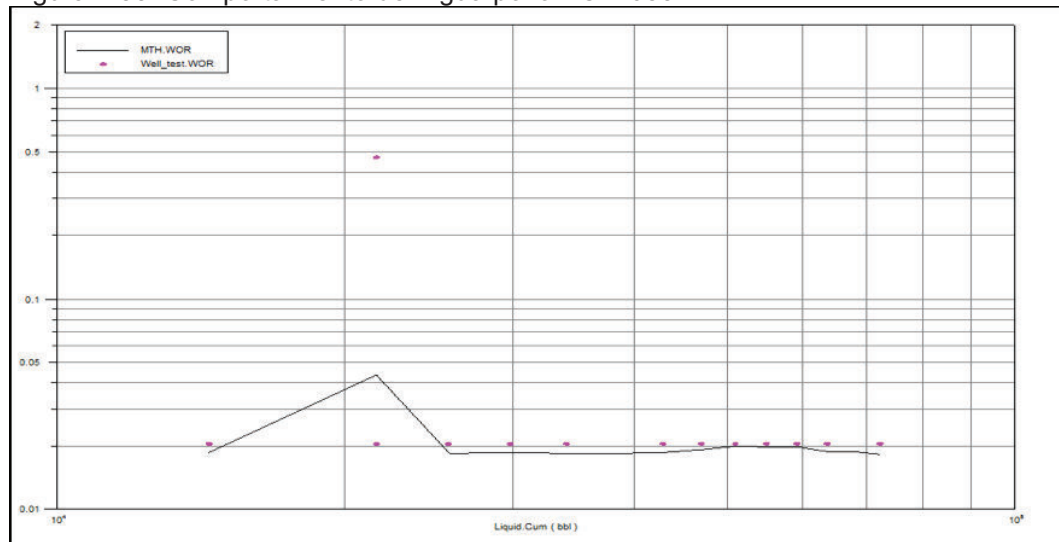


Fuente: Shaya Ecuador S.A.

### 2.2.4.5. Comportamiento del agua

Como se muestra en la figura 2.33, se trata de un empuje lateral normal por lo que no existirían inconvenientes de intrusión de agua al disparar los nuevos intervalos.

Figura 2.33. Comportamiento del Agua pozo KON-083

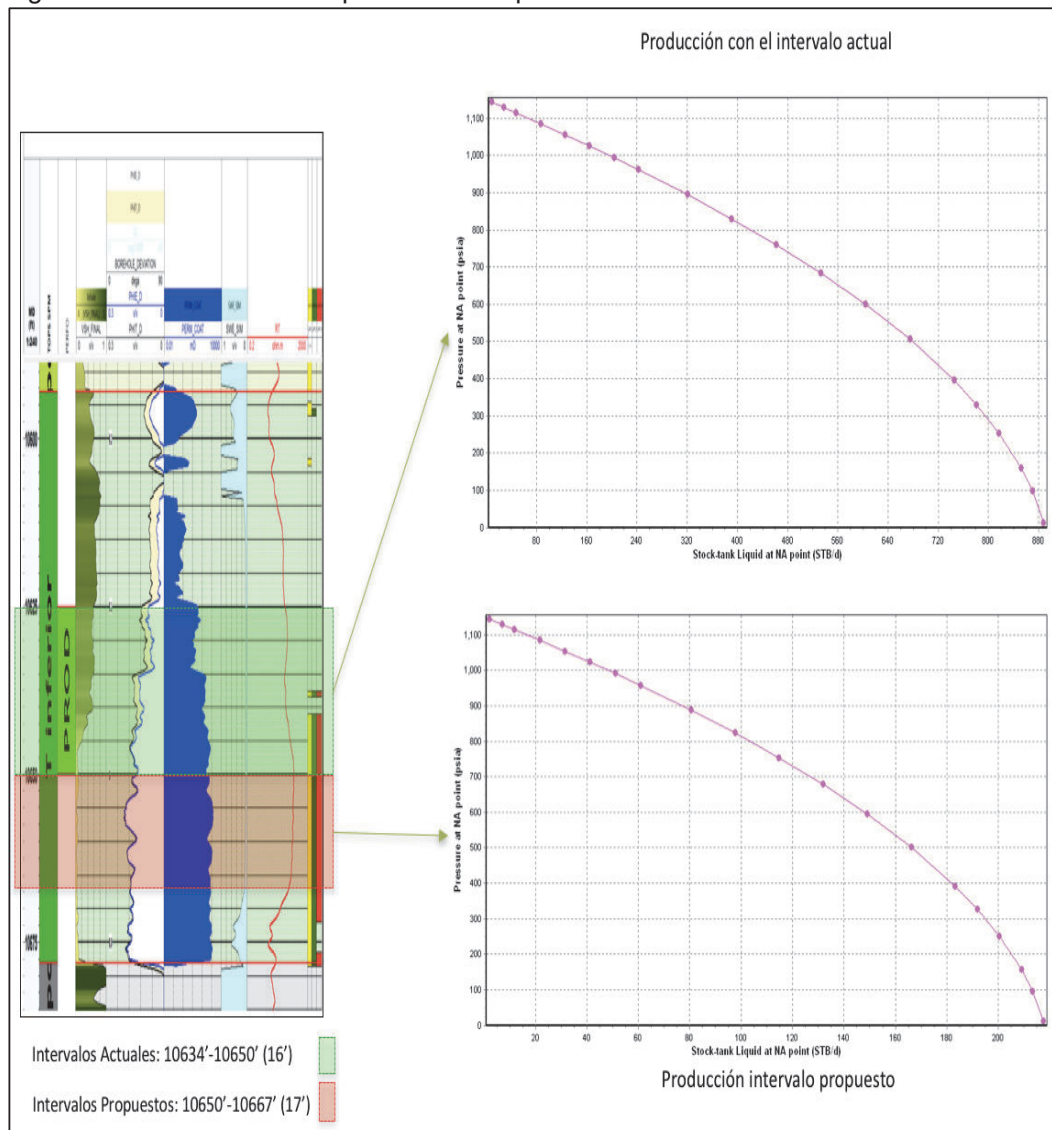


Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016

### 2.2.4.6. Análisis Nodal

Como se observa en la figura 2.34, se tiene un IP del intervalo actual del pozo de 0.326 con un daño estimado de 4. Para el intervalo adicional presenta valores de permeabilidad y porosidad de 234 mD y 17%, respectivamente; con los cuales se obtendrá una IP de 1.28.

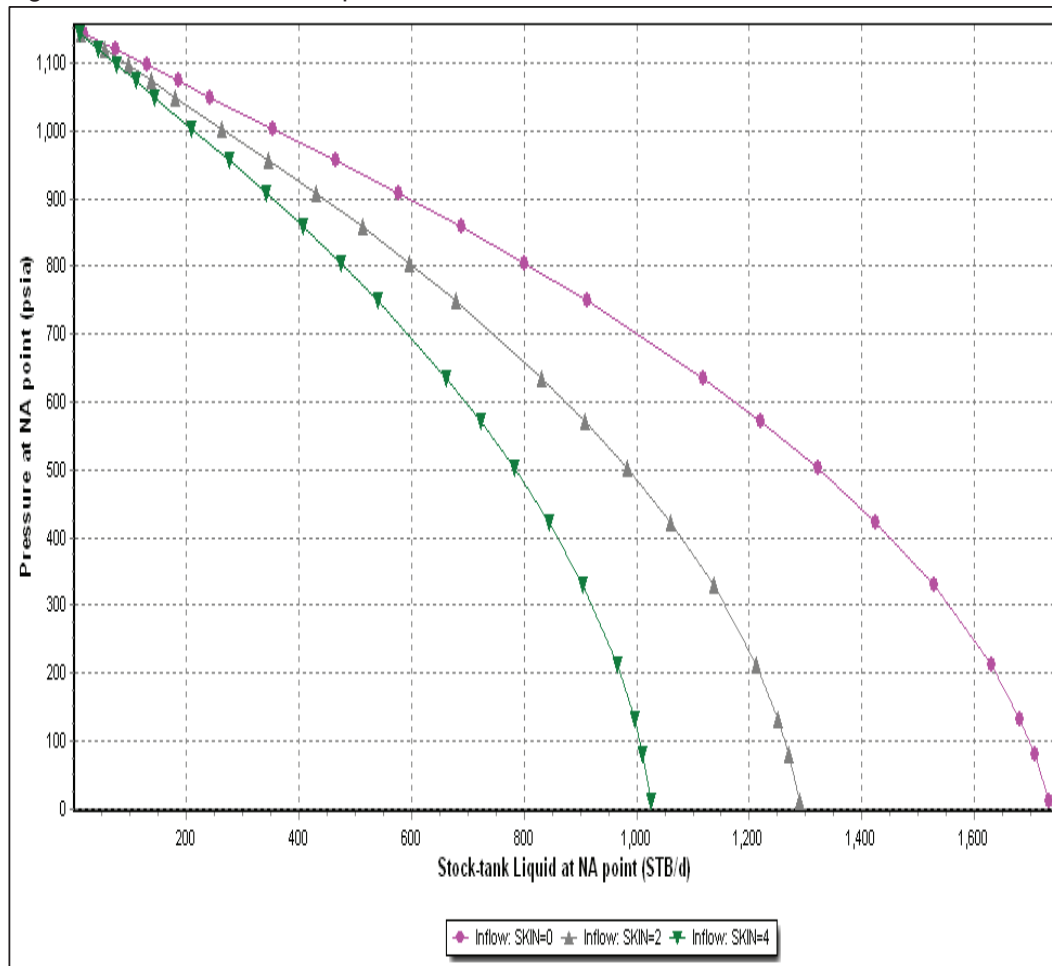
Figura 2.34. Análisis Nodal por intervalos pozo KON-083



Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016  
Elaborado por: Wilson Jiménez

Al calcular la IP para toda la intervención se considera 3 valores de daño que son: 0 (caso optimista), 2 (caso medio) y 4 (caso pesimista); ver figura 2.35.

Figura 2.35. Análisis Nodal pozo KON-083



Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016

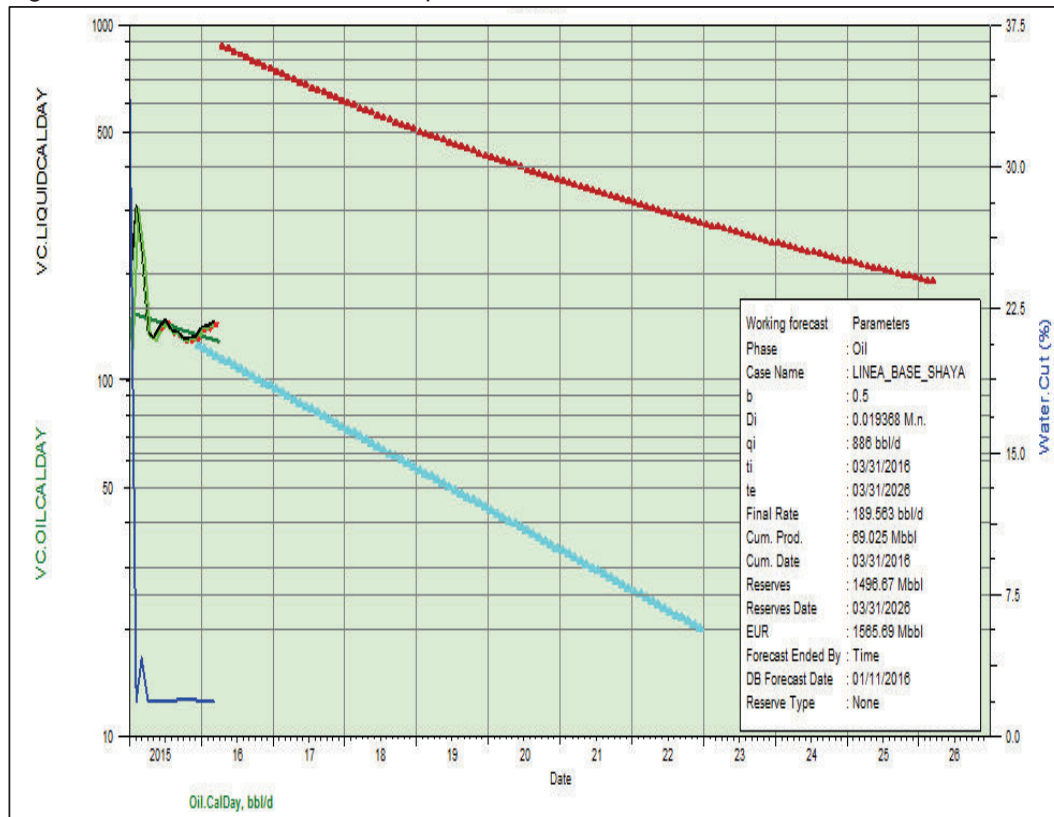
Elaborado por: Wilson Jiménez

A una presión de fondo fluente de 500 psi se obtiene valores de 785 BFPD para un daño de 4, 985 BFPD para un daño de 2 y 1325 BFPD para un daño de 0. Considerando que el BSW aumente en un máximo de 10%, se obtendrá una producción neta de 706 BPPD, 886 BPPD y 1192 BPPD, respectivamente, para los daños de 4, 2 y 0.

#### 2.2.4.7. Análisis de Reservas

Como se observa en la figura 2.36, el pozo tiene una declinación anual de 0.019, por lo que con un caudal inicial de 886 BPPD se obtendría en un periodo de 10 años un volumen recuperable de 1496 MBIs de petróleo.

Figura 2.36. Análisis de Reservas pozo KON-083



Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016  
Elaborado por: Wilson Jiménez

Se observa una producción acumulada de 69 Mbbl, reservas iniciales de 1566,69 Mbbl y se calcula un POES de 3489 Mbbl, ver anexo No. 4.4, con lo que se obtiene un factor de recobro de 0,45 y reservas remanentes de 1496,66 Mbbl.

#### 2.2.4.8. Método de Cañoneo

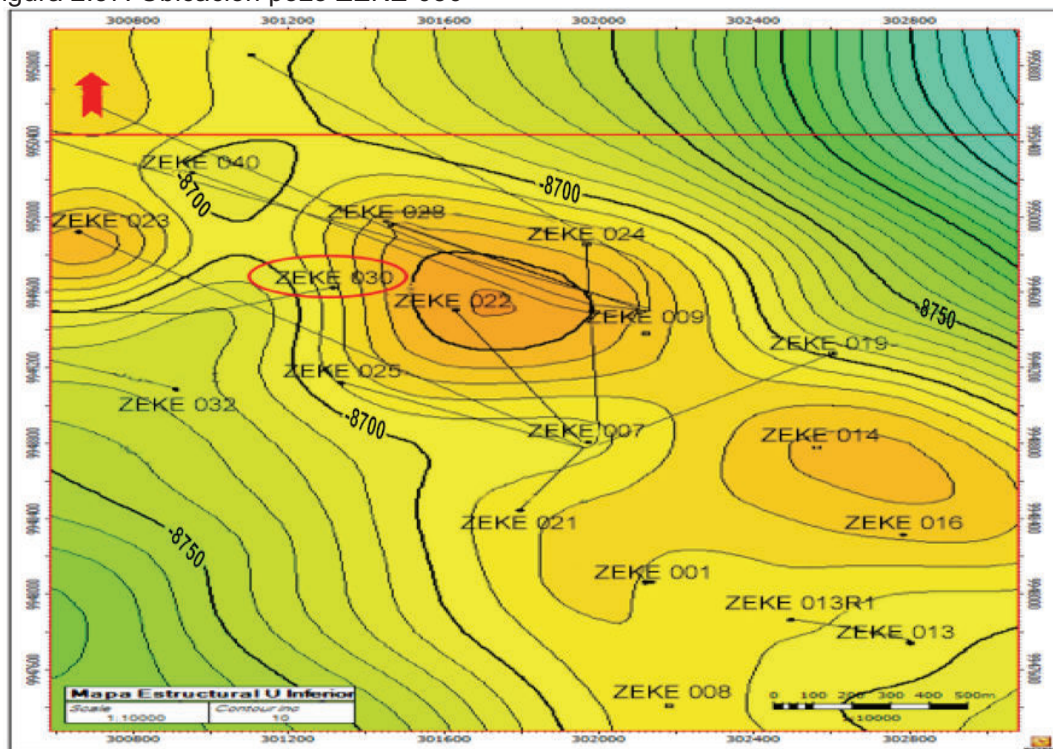
De acuerdo al análisis realizado se propone cañonear el intervalo adicional de 10650'-10667' (17') y recañonear el intervalo actual de 10634' a 10650' (16') de la arena T Inferior con unidad Wireline debido a que posee las características necesarias para su correcta ejecución, teniendo en cuenta que al poseer una presión de reservorio de 1200 psi se debe controlar el pozo correctamente para evitar que el fluido ingrese a la formación.

## 2.2.5. ZEKE-030

### 2.2.5.1. Ubicación

El pozo ZEKE-030 se localiza en la provincia de Orellana, coordenadas N 9949535 m y E 299959 m con los pozos ZEKE-025, ZEKE-020, ZEKE-028 y ZEKE-023 a sus alrededores como se observa en la figura 2.37.

Figura 2.37. Ubicación pozo ZEKE-030



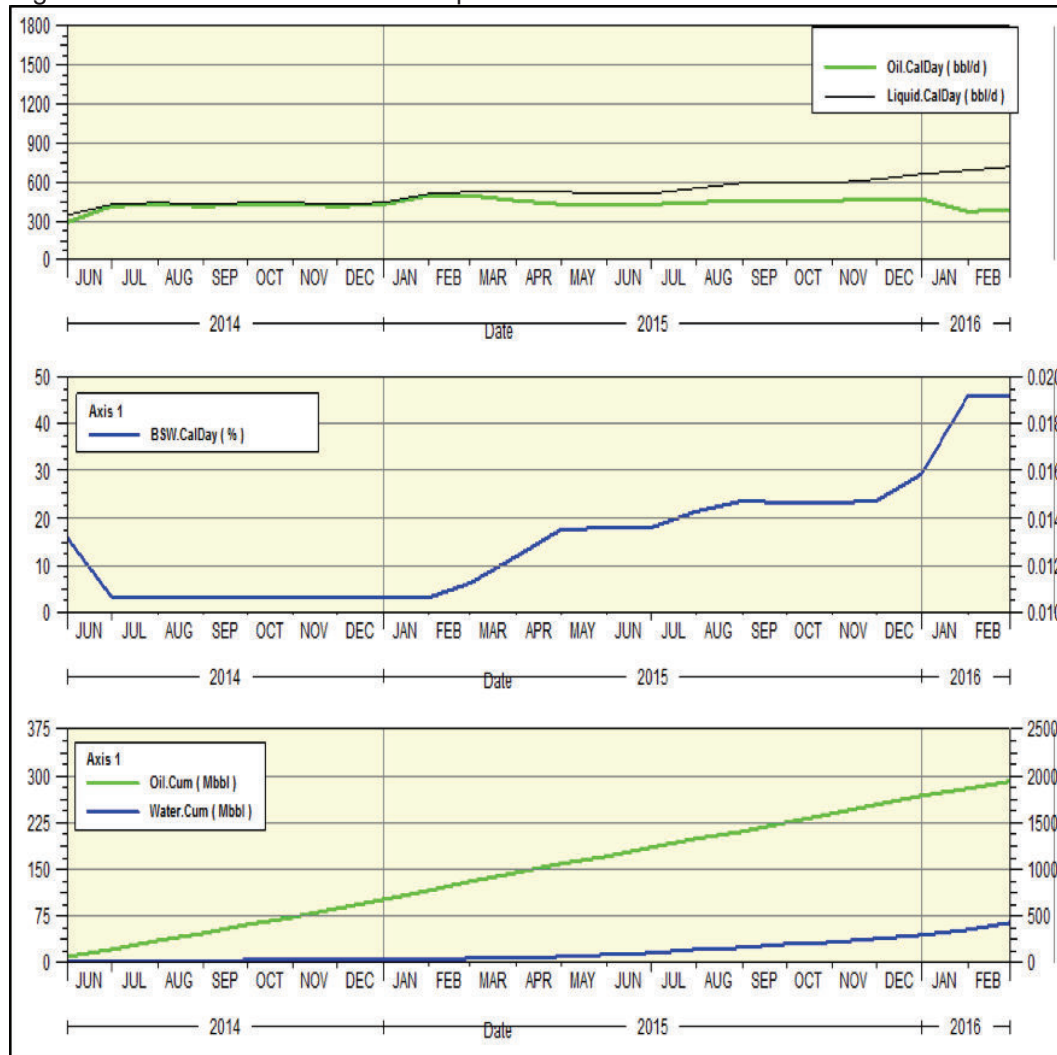
Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016  
Elaborado por: Wilson Jiménez

### 2.2.5.2. Historial del Pozo

El pozo ZEKE-030 es un pozo direccional perforado en mayo de 2014 e inició su producción en junio de 2014 con un potencial de 410 BFPD, 220 BPPD y 46% de BSW del intervalo 10818' – 10830' (12') de la arenisca U Inferior. Como se observa en la figura 2.40, la producción de petróleo se ha mantenido estable, pero

la producción de agua ha aumentado progresivamente; la producción el 25 de abril de 2016 fue de 726 BFPD, 378 BPPD y 48% de BSW.

Figura 2.38. Historial de Producción pozo ZEKE-030



Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016  
Elaborado por: Wilson Jiménez

En el anexo 8.5 se muestra la producción detallada desde el inicio de su producción.

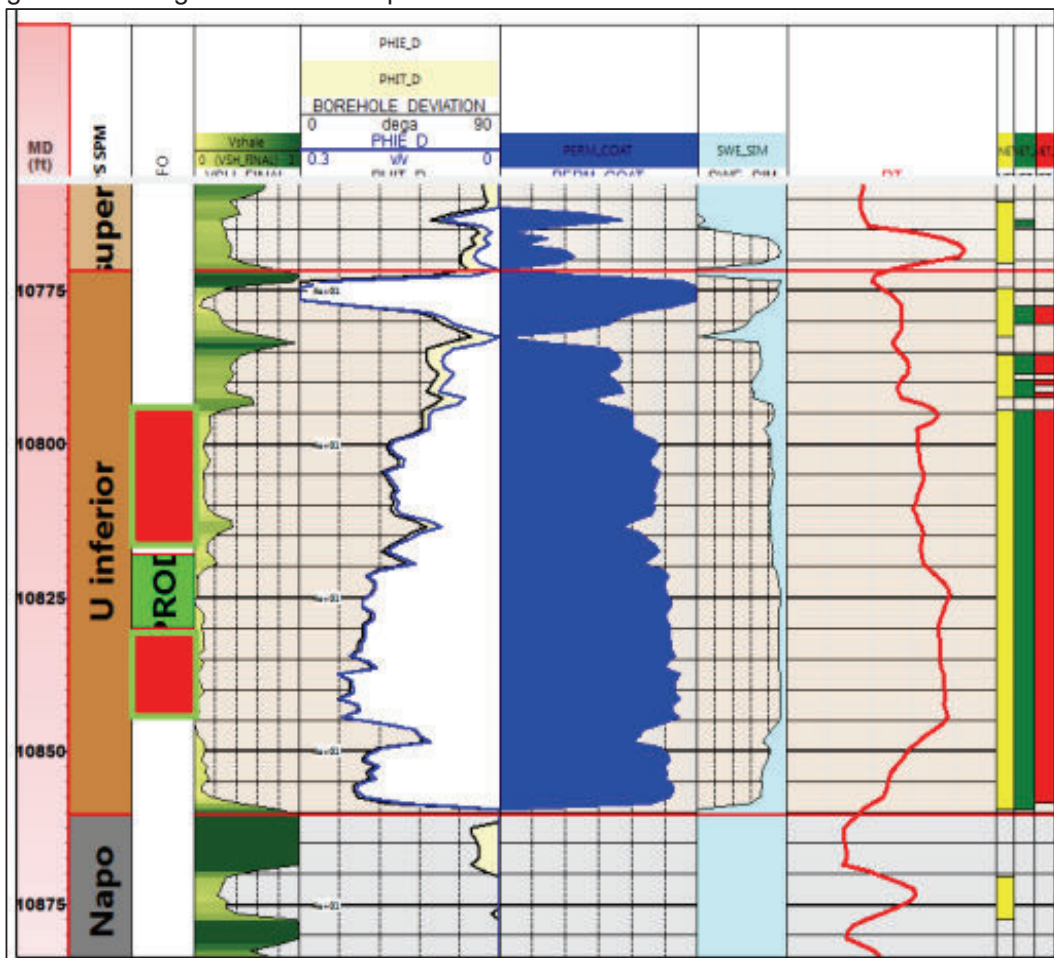
### 2.2.5.3. Análisis Petrofísico

El pozo ZEKE-030 actualmente produce de la arena U Inferior en el intervalo de 10818' a 10830' (12') MD; como se observa la figura 2.38, el registro muestra una



zona de pago que no se encuentra disparada en su totalidad en la arena U Inferior. Se observa que tanto la porosidad como la permeabilidad de la zona en la parte superior de los disparados tienen valores menores a la misma, pero en la parte inferior los valores son mejores. Adicionalmente se observa que la resistividad disminuye en la parte inferior, lo que indica posiblemente presencia de agua.

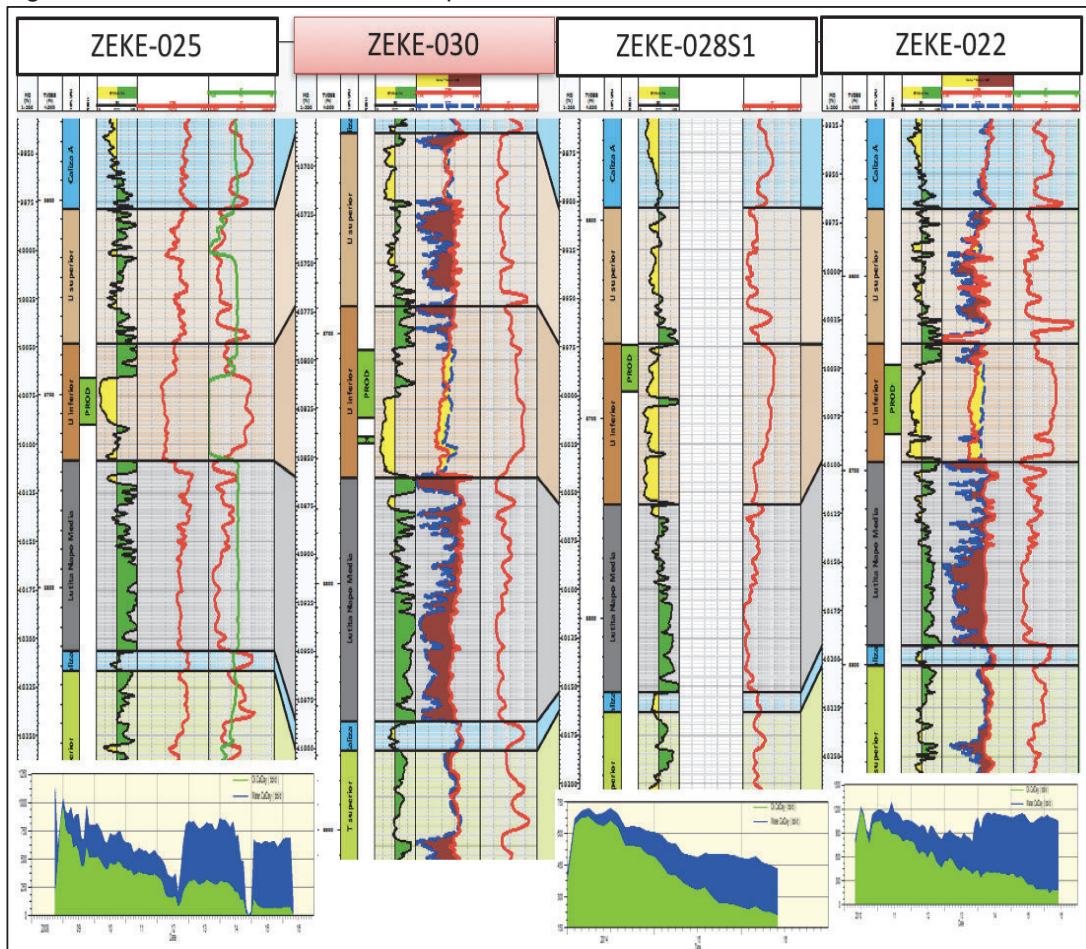
Figura 2.39. Registro Petrofísico pozo ZEKE-030



Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016  
Elaborado por: Wilson Jiménez

Como se observa en la figura 2.39, la correlación estructural muestra una buena continuidad entre las arenas, produciendo todos los vecinos de la misma arena con buenas producciones.

Figura 2.40. Correlación Estructural pozo ZEKE-030



Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016

Elaborado por: Wilson Jiménez

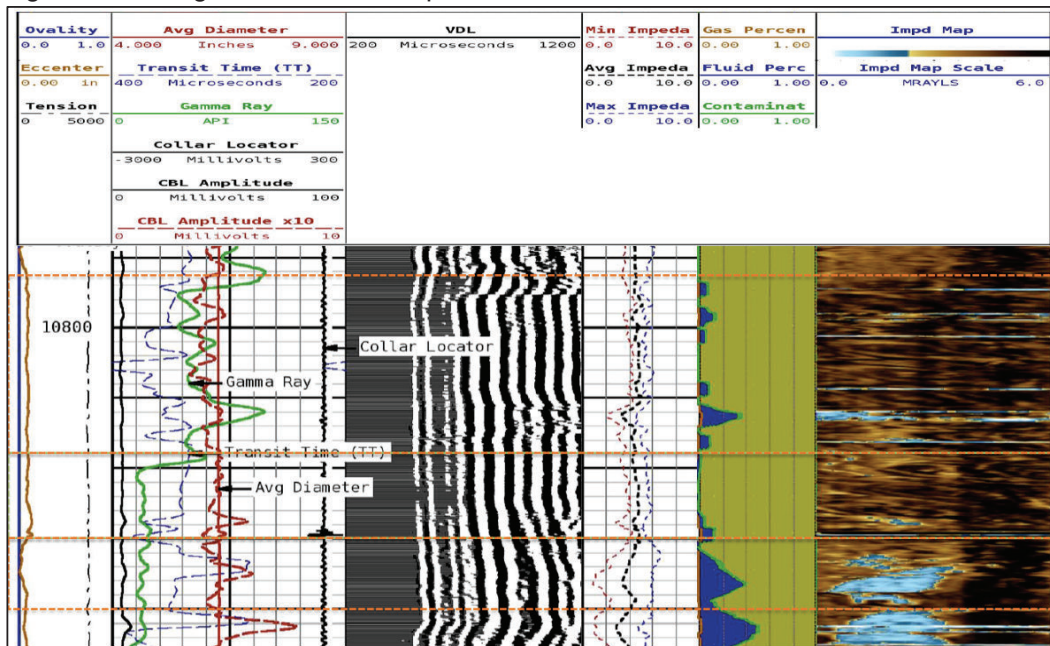
De acuerdo a la petrofísica, se propone abrir los intervalos de 10795'-10818' (23') MD y 10839'-10843' (13').

#### 2.2.5.4. Análisis Mecánico

Como se observa en la figura 2.41, el registro de cemento del pozo ZEKE-030 muestra valores de CBL que varían de 3.5 a 6 mV; representando una buena calidad de cemento. El registro VDL muestra una buena adherencia de cemento casing-formación en la zona de interés y el registro USIT indica que existe una buena cementación en la zona con pequeños canales en la parte inferior los cuales pueden aumentar la intrusión de agua si no se los maneja con cuidado.

En el anexo No. 3.5 se presenta el diagrama mecánico del pozo ZEKE-030.

Figura 2.41. Registro de Cemento pozo ZEKE-030

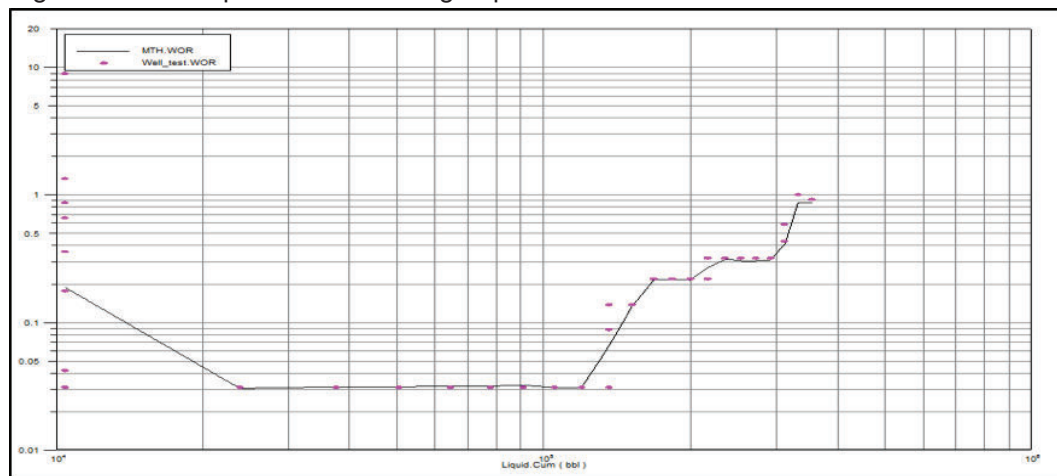


Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016

### 2.2.5.5. Comportamiento del agua

Como se muestra en la figura 2.42, se trata de producción por capas; y tal como se observó en la figura 2.38, el registro petrofísico presenta buenos valores de permeabilidad y porosidad en la zona, que hizo que con el tiempo los fluidos migraran hacia los disparados debido a una buena permeabilidad vertical; aspecto que se observa en las diferentes líneas rectas del grafico log-log del comportamiento del agua.

Figura 2.42. Comportamiento del Agua pozo ZEKE-030

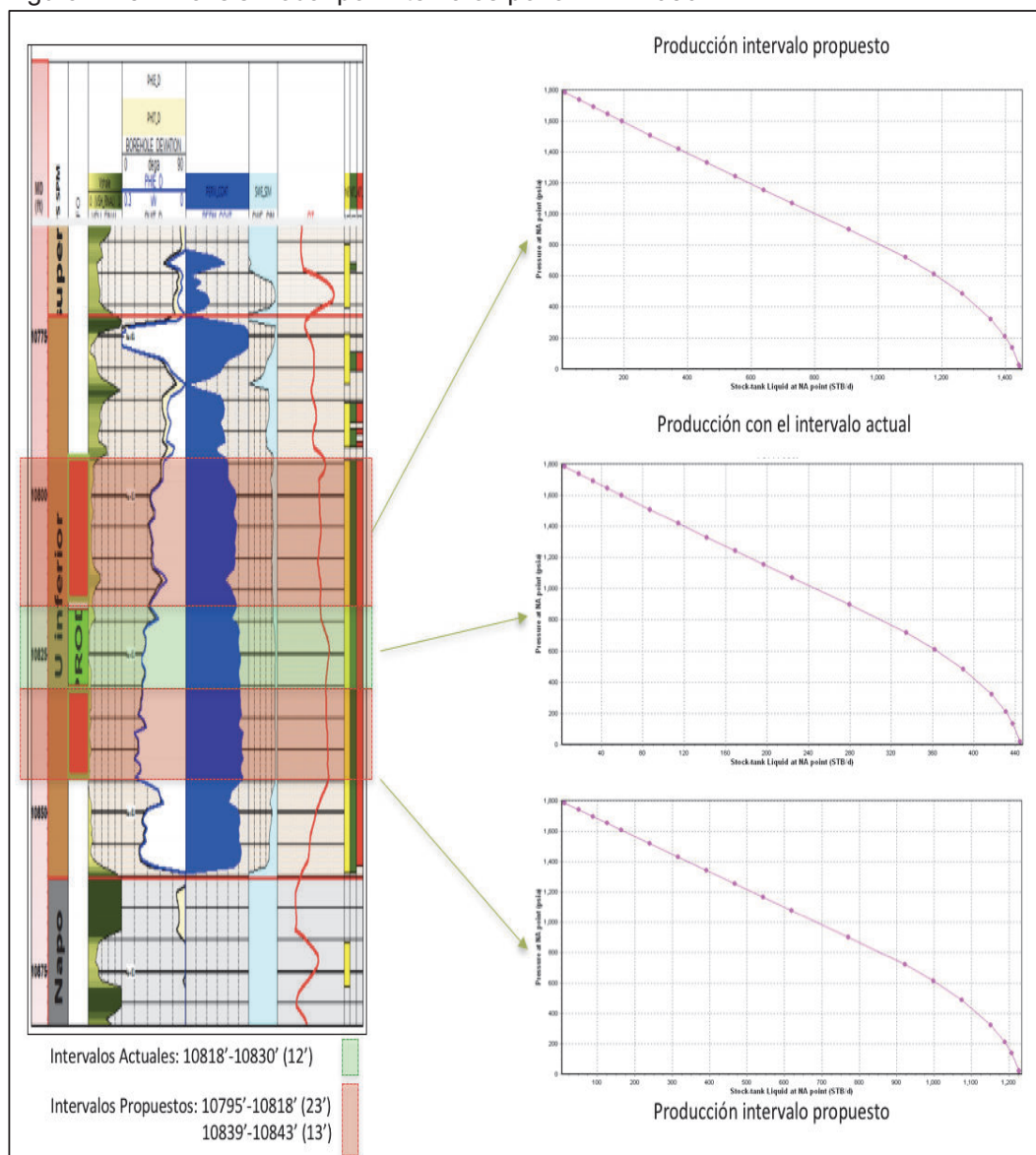


Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016

### 2.2.5.6. Análisis Nodal

Como se observa en la figura 2.43, se tiene un IP del intervalo actual del pozo de 0.70 con un daño estimado de 2.5. El intervalo adicional superior presenta valores de permeabilidad y porosidad de 100 mD y 14%, respectivamente, con los cuales se obtiene una IP de 0.3. El intervalo adicional inferior presenta mejores valores que el intervalo actual con permeabilidad y porosidad de 575 mD y 21%, respectivamente, obteniendo una IP de 1.

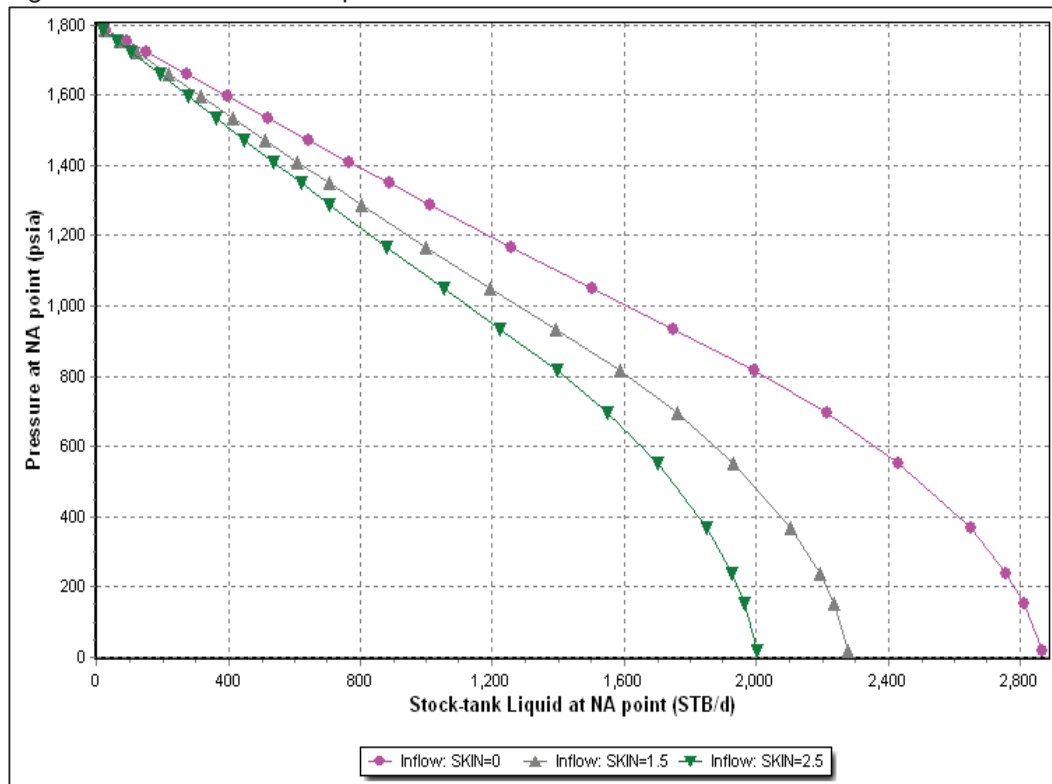
Figura 2.43. Análisis Nodal por intervalos pozo ZEKE-030



Fuente: Shaya Ecuador S.A.  
Elaborado por: Wilson Jiménez

Al calcular la IP para toda la intervención se considera 3 valores de daño que son: 0 (caso optimista), 1.5 (caso medio) y 2.5 (caso pesimista); ver figura 2.44.

Figura 2.44. Análisis Nodal pozo ZEKE-030



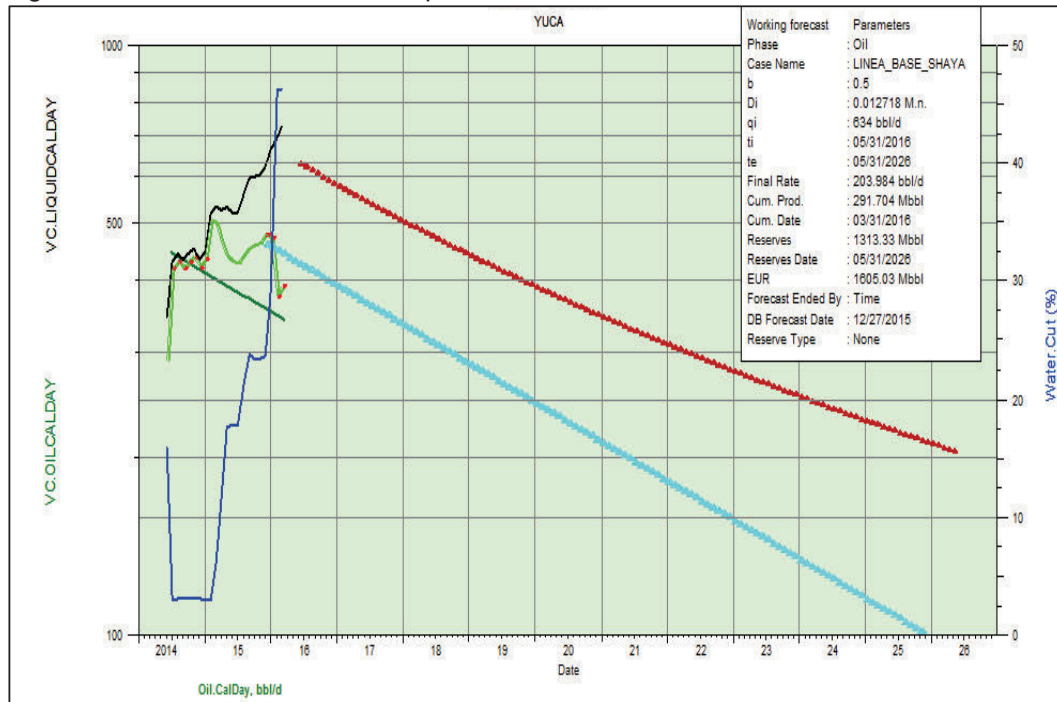
Fuente: Shaya Ecuador S.A.  
Elaborado por: Wilson Jiménez

A una presión de fondo fluente de 700 psi se obtiene valores de 1395 BFPD para un daño de 2.5, 1585 BFPD para un daño de 1.5 y 1995 BFPD para un daño de 0. Considerando que el BSW aumente en un máximo de 60%, se obtendrá una producción neta de 558 BPPD, 634 BPPD y 798 BPPD, respectivamente, para los daños de 2.5, 1.5 y 0.

#### 2.2.5.7. Análisis de Reservas

Como se observa en la figura 2.45, el pozo presenta una declinación anual de 0.012, por lo que con un caudal inicial de 634 BPPD se obtendría en un periodo de 10 años un volumen recuperable de 1313 MBIs de petróleo.

Figura 2.45. Análisis de Reservas pozo ZEKE-030



Fuente: Shaya Ecuador S.A., 2016  
Elaborado por: Wilson Jiménez

Se observa una producción acumulada de 291 Mbbl, reservas iniciales de 1605,09 Mbbl y se calcula un POES de 5885 Mbbl, ver anexo No. 4.5, con lo que se obtiene un factor de recobro de 0,27 y reservas remanentes de 1313.32 Mbbl.

#### 2.2.5.8. Método de Cañoneo

De acuerdo al análisis realizado se propone cañonear los intervalos adicionales de 10795'-10818' (23') MD y 10839'-10843' (13') y recañonear el intervalo actual de 10818' a 10830' (12') de la arena U Inferior con unidad Wireline debido a que posee las características necesarias para su correcta ejecución, teniendo en cuenta que al poseer una presión de reservorio de 1800 psi se debe controlar el pozo correctamente para evitar que el fluido ingrese a la formación.

## CAPÍTULO III

### ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis técnico permite comprobar la viabilidad de las intervenciones y de la producción estimada a obtener. La evaluación económica tiene como objetivo determinar la factibilidad de las intervenciones y es primordial al momento de decidir la implementación de la intervención.

En el anexo 6 se presenta el centro de costos para todos los pozos analizados.

#### 3.1. INTRODUCCIÓN

Para el análisis económico se utilizan tres indicadores económicos: el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI).

- **Valor Actual Neto (VAN):** es el valor presente de los flujos de caja futuros de un proyecto. Para el cálculo se emplea la ecuación:

$$VAN = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+i)^t}$$

Donde,

$I_o$ = Inversión inicial

$V_t$ = Flujo de Caja en el periodo t

$i$ = Tasa de Interés

El VAN se analiza bajo las siguientes consideraciones:

Si el VAN es mayor a 0 el proyecto genera ganancias.

Si el VAN es igual a 0 el proyecto no genera ganancias ni pérdidas.

Si el VAN es menor a 0 el proyecto genera pérdidas.

- **Tasa Interna de Retorno (TIR):** es la tasa de descuento de un proyecto que permite que el valor de la inversión sea igual al valor de los beneficios, es decir que el VAN sea igual a cero.

$$0 = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1 + TIR)^t}$$

Donde,

$I_o$ = Inversión inicial

$V_t$ = Flujo de Caja en el periodo t

Para el análisis del TIR se considera:

Si el TIR es mayor a la tasa de interés el proyecto genera ganancias.

Si el TIR es igual a la tasa de interés el proyecto no genera ganancias ni pérdidas.

Si el TIR es menor a la tasa de interés el proyecto genera pérdidas.

- **Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI):** es el tiempo que se requiere para que los flujos de caja recuperen su inversión inicial. Para el cálculo se emplea la ecuación.

$$PRI = a + \frac{(b - c)}{d}$$

Donde,

a= Periodo inmediato anterior en que se recupera la inversión

b= Inversión inicial



c= Flujo de caja acumulado al año inmediato anterior en que se recupera la inversión.

d= Flujo de caja del año que se recupera la inversión.

Para el cálculo del flujo de caja neto se realizó el siguiente procedimiento:

1. Se multiplica la producción diaria estimada por el valor de ingreso por barril y se obtiene el ingreso bruto.
2. Se multiplica la producción diaria estimada por el costo de producción por barril y se obtiene el egreso bruto.
3. Se resta el ingreso bruto menos el egreso bruto y se obtiene el ingreso gravable.
4. Se multiplica el ingreso gravable por el porcentaje de utilidades y se obtiene el valor de utilidades.
5. Se resta el ingreso gravable menos el valor de las utilidades y a esa resta se la multiplica por el porcentaje de impuesto a la renta y se obtiene el valor del impuesto a la renta.
6. Se resta el valor del ingreso gravable menos el valor de las utilidades y menos el valor del impuesto a la renta y se obtiene el flujo de caja neto.

Para el análisis económico se considera un valor de ingreso de \$24 dólares por barril producido por día, un valor de costo de producción de \$4 dólares por barril producido por día, 10 % de interés, 15% de utilidades y 22% de impuesto a la renta. Valores con los que trabaja la empresa operadora del bloque A.

Adicionalmente se realiza el análisis económico para los tres casos propuestos en el análisis técnico que son el caso pesimista, el caso medio y el caso optimista. Ver Anexo 10.

## 3.2. ANÁLISIS

### 3.2.1. KON-136

Se propone cañonear el pozo KON-136 con conjunto TCP de acuerdo al análisis técnico; el costo de operación estimado se detalla en la tabla 3.1.

Tabla 3.1. Costos estimados de operación pozo KON-136

<b>COSTOS ESTIMADOS DE OPERACIÓN KON-136</b>	
<b>ACTIVIDADES</b>	<b>COSTO</b>
Renta de taladro de WO	\$133.950,00
Corrida de tubing	\$19.008,00
Operaciones de re-disparo	\$151.528,20
Inspección de tubulares boca de pozo	\$6.833,00
Servicio de slick line	\$6.666,67
BHA limpieza	\$22.442,04
Agua de matado	\$28.696,00
Unidad de filtración	\$3.868,00
Spooler	\$3.707,00
Logística de materiales	\$1.500,00
Ambulancias	\$2.505,00
Vacuum	\$3.000,00
IT & Telecom	\$1.695,38
Adecuaciones en locación	\$2.000,00
Equipo BES	\$220.000,00
Tubería de producción y accesorios	\$40.202,79
Mantenimiento de cabezal	\$5.000,00
<b>Total</b>	<b>\$652.602,08</b>

Fuente: Shaya Ecuador S.A.  
Elaborado por: Wilson Jiménez

A partir de los costos de la tabla 3.1, se procede a calcular los indicadores económicos establecidos con los perfiles de producción determinados en el análisis técnico que son 100 BPPD caso pesimista, 400 BPPD caso medio y 700 BPPD caso optimista; ver tabla 3.2.

Tabla 3.2. Análisis de escenarios económicos pozo KON-136

Nro	Fecha	Caso Pesimista		Caso Medio		Caso Optimista	
		Producción	FCNeto	Producción	FCNeto	Producción	FCNeto
0	1-May-16	-	-\$652,602.08	-	-\$652,602.08	-	-\$652,602.08
1	1-Jun-16	735.0	\$292,383.00	1050.0	\$417,690.00	1750.0	\$696,150.00
2	1-Jul-16	722.1	\$287,240.29	1031.5	\$410,343.27	1719.2	\$683,905.45
3	1-Aug-16	709.4	\$282,188.03	1013.4	\$403,125.76	1689.0	\$671,876.27
4	1-Sep-16	696.9	\$277,224.64	995.6	\$396,035.20	1659.3	\$660,058.67
5	1-Oct-16	684.6	\$272,348.55	978.1	\$389,069.36	1630.1	\$648,448.93
6	1-Nov-16	672.6	\$267,558.22	960.8	\$382,226.03	1601.4	\$637,043.39
7	1-Dec-16	660.8	\$262,852.15	943.9	\$375,503.08	1573.2	\$625,838.46
8	1-Jan-17	649.1	\$258,228.86	927.3	\$368,898.37	1545.6	\$614,830.62
9	1-Feb-17	637.7	\$253,686.88	911.0	\$362,409.84	1518.4	\$604,016.39
10	1-Mar-17	626.5	\$249,224.80	895.0	\$356,035.43	1491.7	\$593,392.38
11	1-Apr-17	615.5	\$244,841.19	879.3	\$349,773.14	1465.4	\$582,955.23
12	1-May-17	604.7	\$240,534.69	863.8	\$343,620.99	1439.7	\$572,701.65
13	1-Jun-17	594.0	\$236,303.94	848.6	\$337,577.06	1414.4	\$562,628.43
14	1-Jul-17	583.6	\$232,147.60	833.7	\$331,639.43	1389.5	\$552,732.38
15	1-Aug-17	573.3	\$228,064.37	819.0	\$325,806.24	1365.0	\$543,010.40
16	1-Sep-17	563.2	\$224,052.95	804.6	\$320,075.65	1341.0	\$533,459.42
17	1-Oct-17	553.3	\$220,112.10	790.5	\$314,445.85	1317.4	\$524,076.42
18	1-Nov-17	543.6	\$216,240.56	776.6	\$308,915.08	1294.3	\$514,858.47
19	1-Dec-17	534.0	\$212,437.11	762.9	\$303,481.59	1271.5	\$505,802.65
20	1-Jan-18	524.6	\$208,700.56	749.5	\$298,143.66	1249.1	\$496,906.11
21	1-Feb-18	515.4	\$205,029.74	736.3	\$292,899.63	1227.2	\$488,166.05
22	1-Mar-18	506.3	\$201,423.48	723.3	\$287,747.83	1205.6	\$479,579.72
23	1-Apr-18	497.4	\$197,880.65	710.6	\$282,686.65	1184.4	\$471,144.41
24	1-May-18	488.7	\$194,400.14	698.1	\$277,714.49	1163.5	\$462,857.48
		<b>VAN (MM)</b>		<b>VAN (MM)</b>		<b>VAN (MM)</b>	
		\$1.517		\$2.422		\$4.432	
		<b>TIR</b>		<b>TIR</b>		<b>TIR</b>	
		43%		62%		105%	
		<b>PRI (Meses)</b>		<b>PRI (Meses)</b>		<b>PRI (Meses)</b>	
		2.26		1.57		0.94	

Fuente: Shaya Ecuador S.A.  
Elaborado por: Wilson Jiménez

En la tabla 3.2 se observa que se obtiene valores de VAN mayores a 0 y valores de TIR mayores al interés para todos los casos, recuperando la inversión en algo más de 2 meses para el caso pesimista, 1 mes y medio para el caso medio y menos de un mes para el caso optimista.

### 3.2.2. KON-173

Se propone cañonear el pozo KON-173 con conjunto TCP de acuerdo al análisis técnico; el costo de operación estimado se detalla en la tabla 3.3.

Tabla 3.3. Costos estimados de operación pozo KON-173

<b>COSTOS ESTIMADOS DE OPERACIÓN KON-173</b>	
<b>ACTIVIDADES</b>	<b>COSTO</b>
Renta de taladro de WO	\$133.950,00
Corrida de tubing	\$19.008,00
Operaciones de re-disparo	\$151.528,20
Inspección de tubulares boca de pozo	\$6.833,00
Servicio de slick line	\$6.666,67
BHA limpieza	\$22.442,04
Agua de matado	\$28.696,00
Unidad de filtración	\$3.868,00
Spooler	\$3.707,00
Logística de materiales	\$1.500,00
Ambulancias	\$2.505,00
Vacuum	\$3.000,00
IT & Telecom	\$1.695,38
Adecuaciones en locación	\$2.000,00
Equipo BES	\$220.000,00
Tubería de producción y accesorios	\$40.202,79
Mantenimiento de cabezal	\$5.000,00
<b>Total</b>	<b>\$652.602,08</b>

Fuente: Shaya Ecuador S.A.  
Elaborado por: Wilson Jiménez

A partir de los costos de la tabla 3.3, se procede a calcular los indicadores económicos establecidos con los perfiles de producción determinados en el análisis técnico que son 200 BPPD caso pesimista, 600 BPPD caso medio y 1000 BPPD caso optimista; ver tabla 3.4.

Tabla 3.4. Análisis de escenarios económicos pozo KON-173

Nro	Fecha	Caso Pesimista		Caso Medio		Caso Optimista	
		Producción	FCNeto	Producción	FCNeto	Producción	FCNeto
0	1-May-16	-	-\$652.602,08	-	-\$652.602,08	-	-\$652.602,08
1	1-Jun-16	577,5	\$229.729,50	805,0	\$320.229,00	1050,0	\$417.690,00
2	1-Jul-16	567,3	\$225.688,80	790,8	\$314.596,51	1031,5	\$410.343,27
3	1-Aug-16	557,4	\$221.719,17	776,9	\$309.063,08	1013,4	\$403.125,76
4	1-Sep-16	547,6	\$217.819,36	763,3	\$303.626,99	995,6	\$396.035,20
5	1-Oct-16	537,9	\$213.988,15	749,8	\$298.286,51	978,1	\$389.069,36
6	1-Nov-16	528,5	\$210.224,32	736,7	\$293.039,96	960,8	\$382.226,03
7	1-Dec-16	519,2	\$206.526,69	723,7	\$287.885,69	943,9	\$375.503,08
8	1-Jan-17	510,0	\$202.894,10	711,0	\$282.822,08	927,3	\$368.898,37
9	1-Feb-17	501,1	\$199.325,41	698,5	\$277.847,54	911,0	\$362.409,84
10	1-Mar-17	492,3	\$195.819,48	686,2	\$272.960,49	895,0	\$356.035,43
11	1-Apr-17	483,6	\$192.375,22	674,1	\$268.159,40	879,3	\$349.773,14
12	1-May-17	475,1	\$188.991,55	662,2	\$263.442,76	863,8	\$343.620,99
13	1-Jun-17	466,7	\$185.667,38	650,6	\$258.809,08	848,6	\$337.577,06
14	1-Jul-17	458,5	\$182.401,69	639,2	\$254.256,90	833,7	\$331.639,43
15	1-Aug-17	450,5	\$179.193,43	627,9	\$249.784,78	819,0	\$325.806,24
16	1-Sep-17	442,5	\$176.041,61	616,9	\$245.391,33	804,6	\$320.075,65
17	1-Oct-17	434,8	\$172.945,22	606,0	\$241.075,15	790,5	\$314.445,85
18	1-Nov-17	427,1	\$169.903,29	595,4	\$236.834,89	776,6	\$308.915,08
19	1-Dec-17	419,6	\$166.914,87	584,9	\$232.669,22	762,9	\$303.481,59
20	1-Jan-18	412,2	\$163.979,02	574,6	\$228.576,81	749,5	\$298.143,66
21	1-Feb-18	405,0	\$161.094,80	564,5	\$224.556,38	736,3	\$292.899,63
22	1-Mar-18	397,8	\$158.261,31	554,6	\$220.606,67	723,3	\$287.747,83
23	1-Apr-18	390,8	\$155.477,66	544,8	\$216.726,43	710,6	\$282.686,65
24	1-May-18	384,0	\$152.742,97	535,2	\$212.914,44	698,1	\$277.714,49
		<b>VAN (MM)</b>		<b>VAN (MM)</b>		<b>VAN (MM)</b>	
		\$1,065		\$1,718		\$2,422	
		<b>TIR</b>		<b>TIR</b>		<b>TIR</b>	
		33%		47%		62%	
		<b>PRI (Meses)</b>		<b>PRI (Meses)</b>		<b>PRI (Meses)</b>	
		2,89		2,06		1,56	

Fuente: Shaya Ecuador S.A.  
Elaborado por: Wilson Jiménez

En la tabla 3.4 se observa que para los casos pesimista, medio y optimista se obtiene un valor de VAN mayor a 0, valores de TIR mayores al interés y se recupera la inversión en algo más de 1 mes para los casos pesimista y medio, y menos de un mes para el caso optimista.

### 3.2.3. ZEKE-029S1

Se propone cañonear el pozo ZEKE-029S1 con conjunto TCP de acuerdo al análisis técnico; el costo de operación estimado se detalla en la tabla 3.5.

Tabla 3.5. Costos estimados de operación pozo ZEKE-029S1

<b>COSTOS ESTIMADOS DE OPERACIÓN ZEKE-029S1</b>	
<b>ACTIVIDADES</b>	<b>COSTO</b>
Renta de taladro de WO	\$133.950,00
Corrida de tubing	\$19.008,00
Operaciones de re-disparo	\$151.528,20
Inspección de tubulares boca de pozo	\$6.833,00
Servicio de slick line	\$6.666,67
BHA limpieza	\$22.442,04
Agua de matado	\$28.696,00
Unidad de filtración	\$3.868,00
Spooler	\$3.707,00
Logística de materiales	\$1.500,00
Ambulancias	\$2.505,00
Vacuum	\$3.000,00
IT & Telecom	\$1.695,38
Adecuaciones en locación	\$2.000,00
Equipo BES	\$220.000,00
Tubería de producción y accesorios	\$40.202,79
Mantenimiento de cabezal	\$5.000,00
<b>Total</b>	<b>\$652.602,08</b>

Fuente: Shaya Ecuador S.A.  
Elaborado por: Wilson Jiménez

A partir de los costos de la tabla 3.5 se procede a calcular los indicadores económicos establecidos con los perfiles de producción determinados en el análisis técnico que son 200 BPPD caso pesimista, 600 BPPD caso medio y 1000 BPPD caso optimista; ver tabla 3.6.

Tabla 3.6. Análisis escenarios económicos pozo ZEKE-029S1

Nro	Fecha	Caso Pesimista		Caso Medio		Caso Optimista	
		Producción	FCNeto	Producción	FCNeto	Producción	FCNeto
0	1-May-16	-	-\$652,602.08	-	-\$652,602.08	-	-\$652,602.08
1	1-Jun-16	645.0	\$256,581.00	864.0	\$343,699.20	1380.0	\$548,964.00
2	1-Jul-16	643.4	\$255,937.15	861.8	\$342,836.74	1376.5	\$547,586.46
3	1-Aug-16	641.8	\$255,294.92	859.7	\$341,976.44	1373.1	\$546,212.38
4	1-Sep-16	640.2	\$254,654.29	857.5	\$341,118.31	1369.6	\$544,841.74
5	1-Oct-16	638.6	\$254,015.28	855.4	\$340,262.32	1366.2	\$543,474.55
6	1-Nov-16	636.9	\$253,377.87	853.2	\$339,408.49	1362.8	\$542,110.78
7	1-Dec-16	635.3	\$252,742.05	851.1	\$338,556.80	1359.4	\$540,750.44
8	1-Jan-17	633.8	\$252,107.84	848.9	\$337,707.24	1355.9	\$539,393.51
9	1-Feb-17	632.2	\$251,475.21	846.8	\$336,859.82	1352.5	\$538,039.99
10	1-Mar-17	630.6	\$250,844.17	844.7	\$336,014.52	1349.1	\$536,689.86
11	1-Apr-17	629.0	\$250,214.72	842.6	\$335,171.34	1345.8	\$535,343.12
12	1-May-17	627.4	\$249,586.84	840.4	\$334,330.28	1342.4	\$533,999.76
13	1-Jun-17	625.8	\$248,960.54	838.3	\$333,491.33	1339.0	\$532,659.77
14	1-Jul-17	624.3	\$248,335.82	836.2	\$332,654.49	1335.7	\$531,323.14
15	1-Aug-17	622.7	\$247,712.66	834.1	\$331,819.74	1332.3	\$529,989.87
16	1-Sep-17	621.1	\$247,091.06	832.0	\$330,987.09	1329.0	\$528,659.94
17	1-Oct-17	619.6	\$246,471.02	830.0	\$330,156.53	1325.6	\$527,333.35
18	1-Nov-17	618.0	\$245,852.54	827.9	\$329,328.06	1322.3	\$526,010.09
19	1-Dec-17	616.5	\$245,235.61	825.8	\$328,501.66	1319.0	\$524,690.15
20	1-Jan-18	614.9	\$244,620.23	823.7	\$327,677.34	1315.7	\$523,373.52
21	1-Feb-18	613.4	\$244,006.40	821.7	\$326,855.08	1312.4	\$522,060.20
22	1-Mar-18	611.9	\$243,394.10	819.6	\$326,034.89	1309.1	\$520,750.17
23	1-Apr-18	610.3	\$242,783.34	817.5	\$325,216.76	1305.8	\$519,443.43
24	1-May-18	608.8	\$242,174.11	815.5	\$324,400.67	1302.5	\$518,139.97
		<b>VAN (MM)</b>		<b>VAN (MM)</b>		<b>VAN (MM)</b>	
		\$1.465		\$2.163		\$3.810	
		<b>TIR</b>		<b>TIR</b>		<b>TIR</b>	
		39%		52%		84%	
		<b>PRI (Meses)</b>		<b>PRI (Meses)</b>		<b>PRI (Meses)</b>	
		2.55		1.90		1.19	

Fuente: Shaya Ecuador S.A.  
Elaborado por: Wilson Jiménez

En la tabla 3.6 se observa que para los casos pesimista, medio y optimista se obtiene un valor de VAN mayor a 0, valores de TIR mayores al interés y se recupera la inversión en 2 meses y medio para el caso pesimista, menos de 2 mes para el caso medio, y un poco más de un mes para el caso optimista.

### 3.2.4. KON-083

Se propone cañonear el pozo KON-083 con unidad Wireline de acuerdo al análisis técnico; el costo de operación estimado se detalla en la tabla 3.7.

Tabla 3.7. Costos estimados de operación pozo KON-083

<b>COSTOS ESTIMADOS DE OPERACIÓN KON-083</b>	
<b>ACTIVIDADES</b>	<b>COSTO</b>
Renta de taladro de WO	\$85,728.00
Corrida de tubing	\$19,008.00
Cañoneo Wireline	\$99,709.03
Inspección de tubulares boca de pozo	\$6,833.00
Servicio de slick line	\$6,666.67
BHA limpieza	\$22,668.73
Agua de matado	\$28,409.04
Unidad de filtración	\$3,868.00
Spooler	\$3,707.00
Logística de materiales	\$1,500.00
Ambulancias	\$1,605.00
Vacuum	\$3,000.00
IT & Telecom	\$1,086.26
Adecuaciones en locación	\$2,000.00
Equipo BES	\$220,000.00
Tubería de producción y accesorios	\$40,202.79
Mantenimiento de cabezal	\$5,000.00
<b>Total</b>	<b>\$550,991.52</b>

Fuente: Shaya Ecuador S.A.  
Elaborado por: Wilson Jiménez

A partir de los costos de la tabla 3.7 se procede a calcular los indicadores económicos establecidos con los perfiles de producción determinados en el análisis técnico que son 706 BPPD caso pesimista, 886 BPPD caso medio y 1192 BPPD caso optimista; ver tabla 3.8.



Tabla 3.8. Análisis escenarios económicos pozo KON-083

Nro	Fecha	Caso Pesimista		Caso Medio		Caso Optimista	
		Producción	FCNeto	Producción	FCNeto	Producción	FCNeto
0	1-May-16	-	-\$550,991.52	-	-\$550,991.52	-	-\$550,991.52
1	1-Jun-16	706.0	\$280,846.80	886.0	\$352,450.80	1192.0	\$474,177.60
2	1-Jul-16	651.0	\$258,976.56	817.0	\$325,004.58	1099.2	\$437,252.21
3	1-Aug-16	600.3	\$238,809.42	753.4	\$299,695.67	1013.6	\$403,202.30
4	1-Sep-16	553.6	\$220,212.73	694.7	\$276,357.62	934.7	\$371,803.94
5	1-Oct-16	510.5	\$203,064.22	640.6	\$254,836.97	861.9	\$342,850.64
6	1-Nov-16	470.7	\$187,251.11	590.7	\$234,992.18	794.8	\$316,152.01
7	1-Dec-16	434.1	\$172,669.40	544.7	\$216,692.76	732.9	\$291,532.47
8	1-Jan-17	400.3	\$159,223.21	502.3	\$199,818.36	675.8	\$268,830.11
9	1-Feb-17	369.1	\$146,824.10	463.2	\$184,258.01	623.2	\$247,895.65
10	1-Mar-17	340.3	\$135,390.54	427.1	\$169,909.38	574.6	\$228,591.40
11	1-Apr-17	313.8	\$124,847.35	393.9	\$156,678.11	529.9	\$210,790.42
12	1-May-17	289.4	\$115,125.17	363.2	\$144,477.20	488.6	\$194,375.65
13	1-Jun-17	266.9	\$106,160.09	334.9	\$133,226.40	450.6	\$179,239.13
14	1-Jul-17	246.1	\$97,893.14	308.8	\$122,851.73	415.5	\$165,281.34
15	1-Aug-17	226.9	\$90,269.96	284.8	\$113,284.96	383.1	\$152,410.47
16	1-Sep-17	209.3	\$83,240.41	262.6	\$104,463.18	353.3	\$140,541.89
17	1-Oct-17	193.0	\$76,758.28	242.2	\$96,328.37	325.8	\$129,597.54
18	1-Nov-17	177.9	\$70,780.92	223.3	\$88,827.05	300.4	\$119,505.46
19	1-Dec-17	164.1	\$65,269.03	205.9	\$81,909.86	277.0	\$110,199.27
20	1-Jan-18	151.3	\$60,186.37	189.9	\$75,531.34	255.4	\$101,617.78
21	1-Feb-18	139.5	\$55,499.51	175.1	\$69,649.53	235.6	\$93,704.55
22	1-Mar-18	128.7	\$51,177.63	161.5	\$64,225.74	217.2	\$86,407.55
23	1-Apr-18	118.6	\$47,192.30	148.9	\$59,224.33	200.3	\$79,678.78
24	1-May-18	109.4	\$43,517.32	137.3	\$54,612.38	184.7	\$73,473.99
		<b>VAN (MM)</b>		<b>VAN (MM)</b>		<b>VAN (MM)</b>	
		\$0.914		\$1.274		\$1.887	
		<b>TIR</b>		<b>TIR</b>		<b>TIR</b>	
		43%		56%		78%	
		<b>PRI (Meses)</b>		<b>PRI (Meses)</b>		<b>PRI (Meses)</b>	
		2.05		1.61		1.18	

Fuente: Shaya Ecuador S.A.  
Elaborado por: Wilson Jiménez

En la tabla 3.8 se observa que para los casos pesimista, medio y optimista se obtiene un valor de VAN mayor a 0, valores de TIR mayores al interés y se recupera la inversión en 2 meses para el caso pesimista, un poco más de 1 mes y medio para el caso medio, y un poco más de un mes para el caso optimista.

### 3.2.5. ZEKE-030

Se propone cañonear el pozo ZEKE-030 con unidad Wireline de acuerdo al análisis técnico; el costo de operación estimado se detalla en la tabla 3.7.

Tabla 3.9. Costos estimados de operación pozo ZEKE-030

<b>COSTOS ESTIMADOS DE OPERACIÓN ZEKE-030</b>	
<b>ACTIVIDADES</b>	<b>COSTO</b>
Renta de taladro de WO	\$85,728.00
Corrida de tubing	\$19,008.00
Cañoneo Wireline	\$99,709.03
Inspección de tubulares boca de pozo	\$6,833.00
Servicio de slick line	\$6,666.67
BHA limpieza	\$22,668.73
Agua de matado	\$28,409.04
Unidad de filtración	\$3,868.00
Spooler	\$3,707.00
Logística de materiales	\$1,500.00
Ambulancias	\$1,605.00
Vacuum	\$3,000.00
IT & Telecom	\$1,086.26
Adecuaciones en locación	\$2,000.00
Equipo BES	\$220,000.00
Tubería de producción y accesorios	\$40,202.79
Mantenimiento de cabezal	\$5,000.00
<b>Total</b>	<b>\$550,991.52</b>

Fuente: Shaya Ecuador S.A.  
Elaborado por: Wilson Jiménez

A partir de los costos de la tabla 3.9 se procede a calcular los indicadores económicos establecidos con los perfiles de producción determinados en el análisis técnico que son 558 BPPD caso pesimista, 634 BPPD caso medio y 798 BPPD caso optimista; ver tabla 3.10.

Tabla 3.10. Análisis escenarios económicos pozo ZEKE-030

Nro	Fecha	Caso Pesimista		Caso Medio		Caso Optimista	
		Producción	FCNeto	Producción	FCNeto	Producción	FCNeto
0	1-May-16	-	-\$550,991.52	-	-\$550,991.52	-	-\$550,991.52
1	1-Jun-16	558.0	\$221,972.40	634.0	\$252,205.20	798.0	\$317,444.40
2	1-Jul-16	557.4	\$221,736.10	633.3	\$251,936.72	797.2	\$317,106.47
3	1-Aug-16	556.8	\$221,500.05	632.7	\$251,668.52	796.3	\$316,768.89
4	1-Sep-16	556.2	\$221,264.26	632.0	\$251,400.61	795.5	\$316,431.68
5	1-Oct-16	555.6	\$221,028.71	631.3	\$251,132.98	794.6	\$316,094.82
6	1-Nov-16	555.0	\$220,793.42	630.6	\$250,865.64	793.8	\$315,758.33
7	1-Dec-16	554.4	\$220,558.37	630.0	\$250,598.58	792.9	\$315,422.19
8	1-Jan-17	553.9	\$220,323.58	629.3	\$250,331.81	792.1	\$315,086.41
9	1-Feb-17	553.3	\$220,089.03	628.6	\$250,065.32	791.2	\$314,750.98
10	1-Mar-17	552.7	\$219,854.74	628.0	\$249,799.11	790.4	\$314,415.92
11	1-Apr-17	552.1	\$219,620.69	627.3	\$249,533.19	789.5	\$314,081.21
12	1-May-17	551.5	\$219,386.90	626.6	\$249,267.55	788.7	\$313,746.85
13	1-Jun-17	550.9	\$219,153.35	625.9	\$249,002.19	787.9	\$313,412.86
14	1-Jul-17	550.3	\$218,920.05	625.3	\$248,737.12	787.0	\$313,079.21
15	1-Aug-17	549.7	\$218,687.00	624.6	\$248,472.33	786.2	\$312,745.93
16	1-Sep-17	549.2	\$218,454.20	624.0	\$248,207.82	785.4	\$312,413.00
17	1-Oct-17	548.6	\$218,221.65	623.3	\$247,943.59	784.5	\$312,080.42
18	1-Nov-17	548.0	\$217,989.34	622.6	\$247,679.64	783.7	\$311,748.19
19	1-Dec-17	547.4	\$217,757.28	622.0	\$247,415.98	782.8	\$311,416.33
20	1-Jan-18	546.8	\$217,525.47	621.3	\$247,152.59	782.0	\$311,084.81
21	1-Feb-18	546.2	\$217,293.90	620.6	\$246,889.49	781.2	\$310,753.65
22	1-Mar-18	545.7	\$217,062.58	620.0	\$246,626.66	780.3	\$310,422.83
23	1-Apr-18	545.1	\$216,831.51	619.3	\$246,364.12	779.5	\$310,092.38
24	1-May-18	544.5	\$216,600.68	618.7	\$246,101.85	778.7	\$309,762.27
		<b>VAN (MM)</b>		<b>VAN (MM)</b>		<b>VAN (MM)</b>	
		\$1.298		\$1.543		\$2.072	
		<b>TIR</b>		<b>TIR</b>		<b>TIR</b>	
		40%		46%		58%	
		<b>PRI (Meses)</b>		<b>PRI (Meses)</b>		<b>PRI (Meses)</b>	
		2.48		2.19		1.74	

Fuente: Shaya Ecuador S.A.  
Elaborado por: Wilson Jiménez

En la tabla 3.10 se observa que para los casos pesimista, medio y optimista se obtiene un valor de VAN mayor a 0, valores de TIR mayores al interés y se recupera la inversión en 2 meses y medio para el caso pesimista, un poco más de dos meses para el caso medio, y menos de 2 mes para el caso optimista.

## **CAPÍTULO IV**

### **RESULTADOS**

De acuerdo al estudio realizado en el capítulo 2 se realizaron las intervenciones de los pozos seleccionados, en este capítulo se analiza los resultados obtenidos en cada una de las intervenciones, se resumen las operaciones realizadas y se comparan los índices de productividad y las producciones antes y después de la intervención.

En el anexo No. 5 se evidencia el incremento de producción para los pozos analizados.

#### **4.1. KON-136**

##### **4.1.1. SUMARIO DE OPERACIONES**

El pozo KON-136 fue intervenido en marzo de 2016, se controló el pozo con fluido de control de 8.6 lpg, se saca completación BES D1150N en 3 ½" TBG TTGM, se baja conjunto TCP con 4 ½" cañones con cargas Power Jet Nova y se punzona los siguientes intervalos de la arena Hollín Superior:

- Repunzonan: 11323'-11334' (11') @ 12 SPF
- Punzonan: 11334'-11342' (8') @ 12 SPF

Se evalúa la arena Hollín Superior con equipo Jet 11J y unidad MTU y se baja equipo BES D1100N en 3 ½" TBG EUE Clase "A".

##### **4.1.2. RESULTADOS OBTENIDOS**

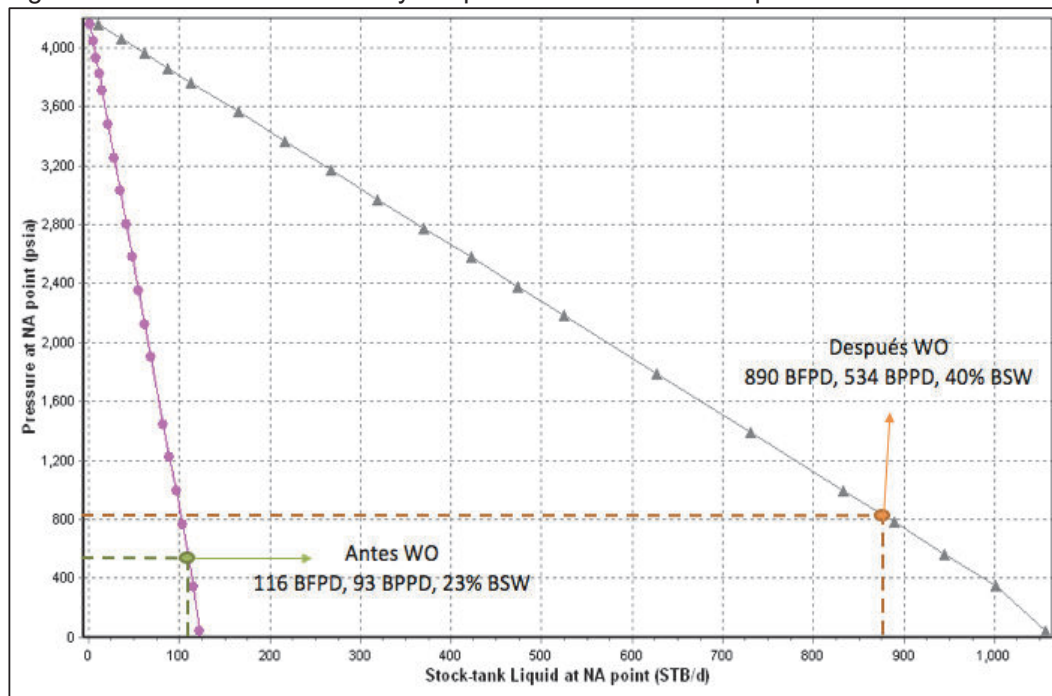
###### **4.1.2.1. *Índice de Productividad***

Para el cálculo del IP antes de la intervención se utilizó la última producción reportada del pozo que es de 116 BFP, 93 BPPD y 23% de BSW; obteniéndose un IP de 0.03.

Para el cálculo del IP luego de la intervención se empleó una producción de 890 BFPD, 534 BPPD y 40% de BSW; se obtiene un IP de 0.26, observándose un incremento de 9 veces en su IP.

En la figura 4.1 se observa el incremento de la IP antes y después de la intervención.

Figura 4.1. Análisis nodal antes y después de la intervención pozo KON-136

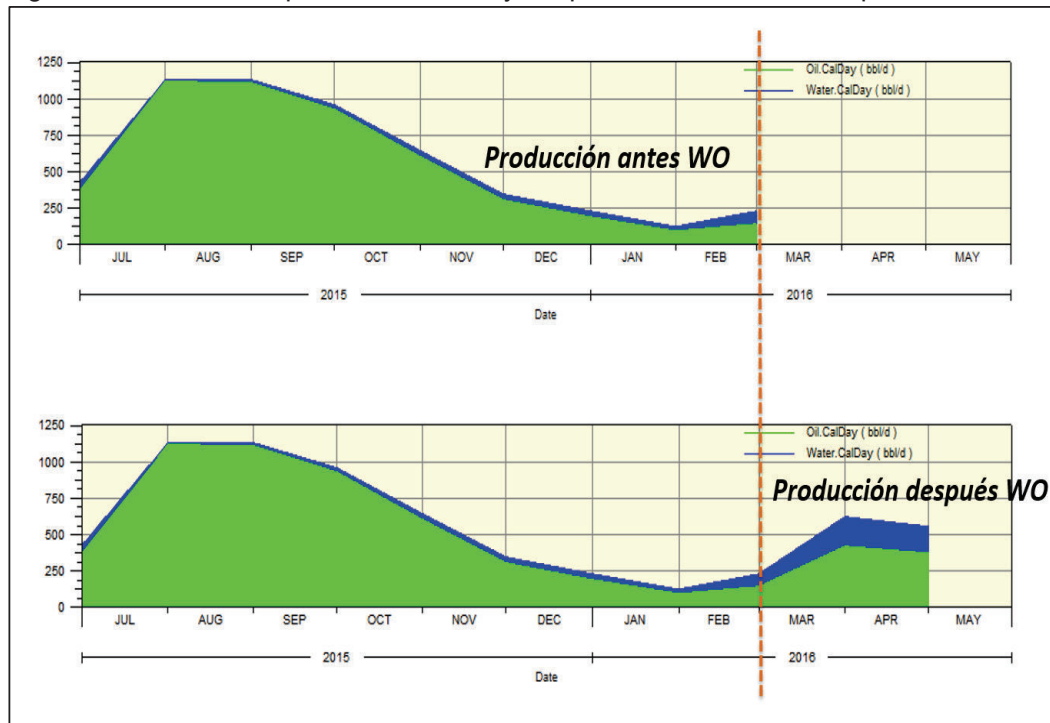


Fuente: Shaya Ecuador S.A.  
Elaborado por: Wilson Jiménez

#### 4.1.2.2. Producción Final

Antes de la intervención el pozo producía 93 BPPD con 20%, después de la intervención se logró una producción de 534 BPPD con 40% de BSW, obteniendo un ganancial de 441 BPPD. En la figura 4.2 se observa el historial de producción del pozo antes y después de la intervención.

Figura 4.2. Análisis de producción antes y después de la intervención pozo KON-136



Fuente: Shaya Ecuador S.A.  
Elaborado por: Wilson Jiménez

## 4.2. KON-173

### 4.2.1. SUMARIO DE OPERACIONES

El pozo KON-173 fue intervenido en marzo de 2016, se controla el pozo con fluido de control de 8.6 lpg, se saca completación BES P18 con camisa de refrigeración en 3 ½" TBG L-80, se baja conjunto TCP con 4 ½" cañones con cargas Power Jet Nova y se punzona los siguientes intervalos de la arena Hollín Inferior:

- Repunzonan: 10885'-10895' (10') @ 12 SPF
- Punzonan: 10895'-10907' (12') @ 12 SPF

Se evalúa la arena Hollín Inferior con equipo Jet F-8 y unidad MTU y se baja equipo BES SN2600 en 3 ½" TBG EUE.

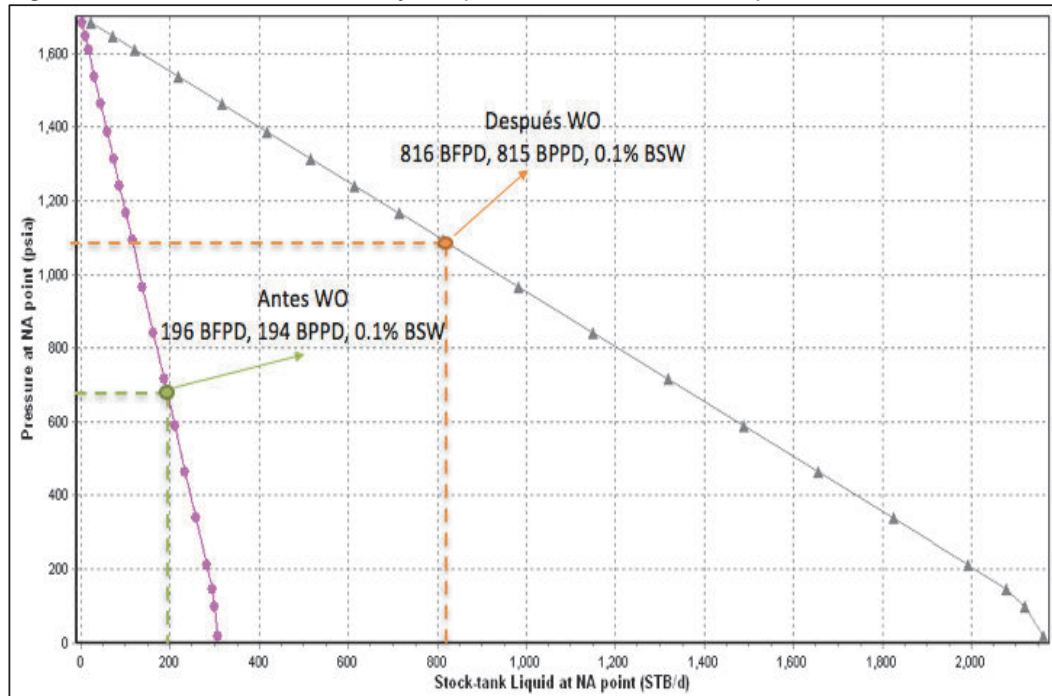
## 4.2.2. RESULTADOS OBTENIDOS

### 4.2.2.1. Índice de Productividad

Para el cálculo del IP antes de la intervención se empleó la última producción reportada de 196 BFPD, 194 BPPD y 1% de BSW, obteniéndose una IP de 0.19.

Para el cálculo de la IP después de la intervención se empleó la producción de 816 BFPD, 815 BPPD y 0.1% de BSW; se obtuvo una IP de 1.34. Se observa un incremento de 7 veces el IP como se puede observar en la figura 4.3.

Figura 4.3. Análisis nodal antes y después de la intervención pozo KON-173

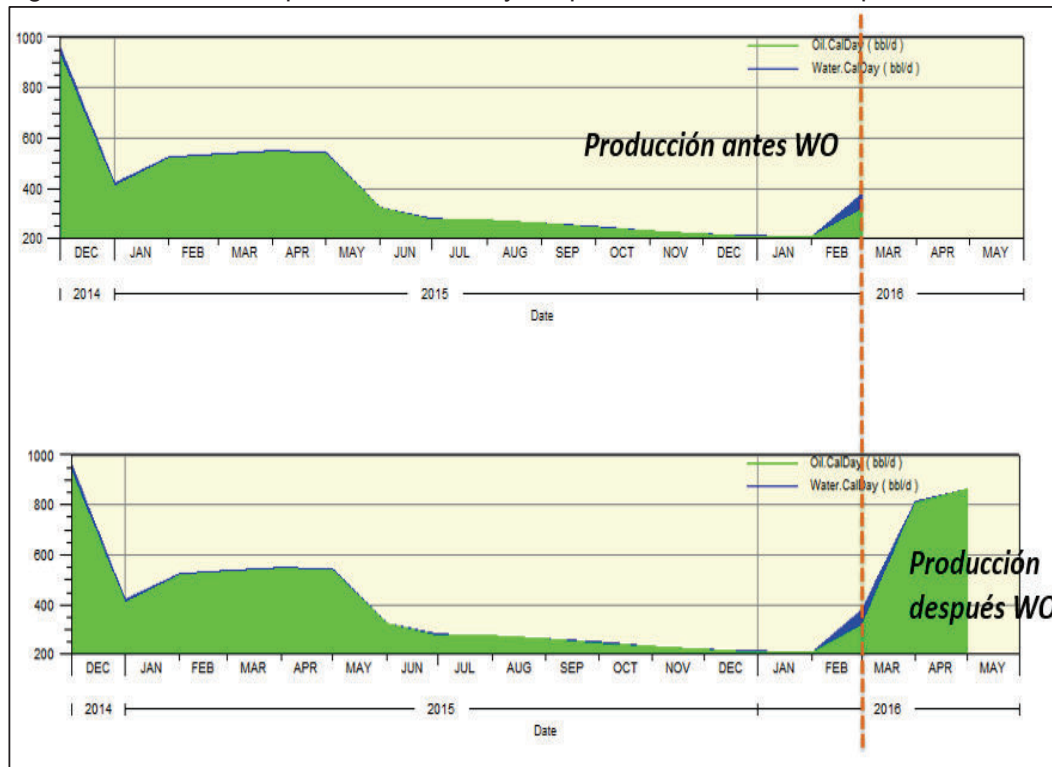


Fuente: Shaya Ecuador S.A.  
Elaborado por: Wilson Jiménez

### 4.2.2.2. Producción Final

Como se observa en la figura 4.4, el aumento de producción es considerable, antes de la intervención producía 194 BPPD con 1% de BSW para luego de la intervención producir 815 BPPD con 0.1% de BSW, obteniendo un incremental de 621 BPPD.

Figura 4.4. Análisis de producción antes y después de la intervención pozo KON-173



Fuente: Shaya Ecuador S.A.  
Elaborado por: Wilson Jiménez

### 4.3. ZEKE-029S1

#### 4.3.1. SUMARIO DE OPERACIONES

El pozo ZEKE-029S1 fue intervenido en marzo de 2016, se controla con fluido de control de 8037 lgp, se saca completación BES PF-10X en 3 ½" TBG EUE. Se baja conjunto TCP con 4 ½" cañones cargas Power Jet Nova y se punzona los siguientes intervalos de la arena U Inferior:

- Repunzonan: 10184'-10216' (32')
- Punzonan: 10216'-10234' (18')

Se evalúa la arena U Inferior con bomba Jet 11J y unidad MTU y se baja equipo BES SN2600 en 3 ½" TBG EUE.



### 4.3.2. RESULTADOS OBTENIDOS

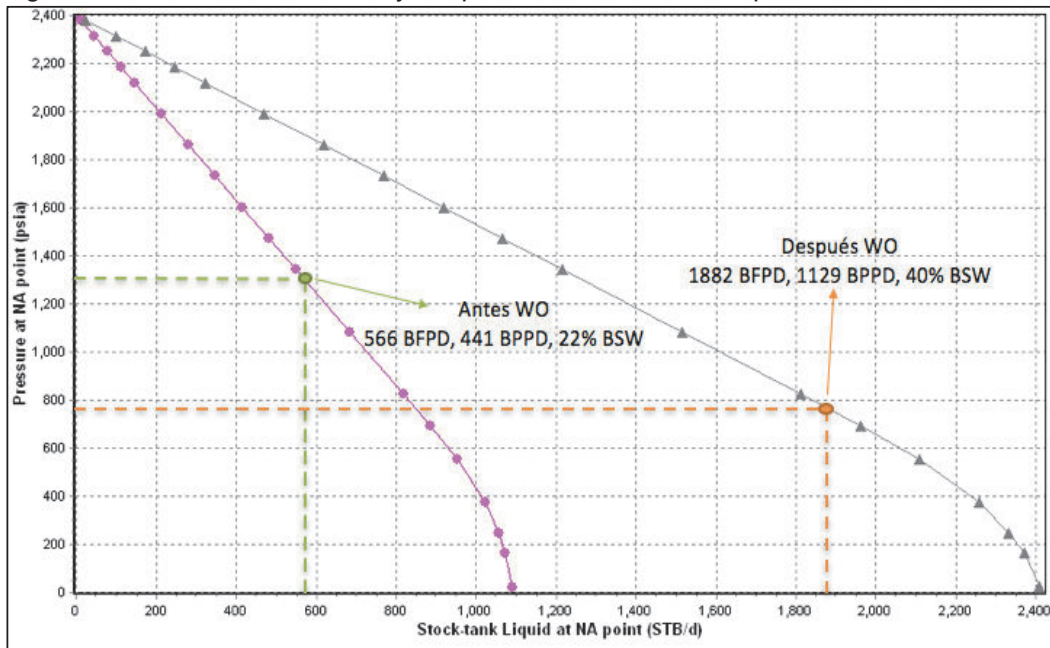
#### 4.3.2.1. Índice de Productividad

Antes de la intervención el pozo tenía un IP de 0.52 a partir de la última producción reportada de 566 BFPD, 441 BPPD y 22% de BSW.

Luego de la intervención se obtuvo un IP de 1.15 con una producción de 1882 BFPD, 1129 BPPD y 40% de BSW; obteniendo un incremento de 2.2 veces su IP.

En la figura 4.5. se puede observar el aumento del IP con la intervención.

Figura 4.5. Análisis nodal antes y después de la intervención pozo ZEKE-029S1

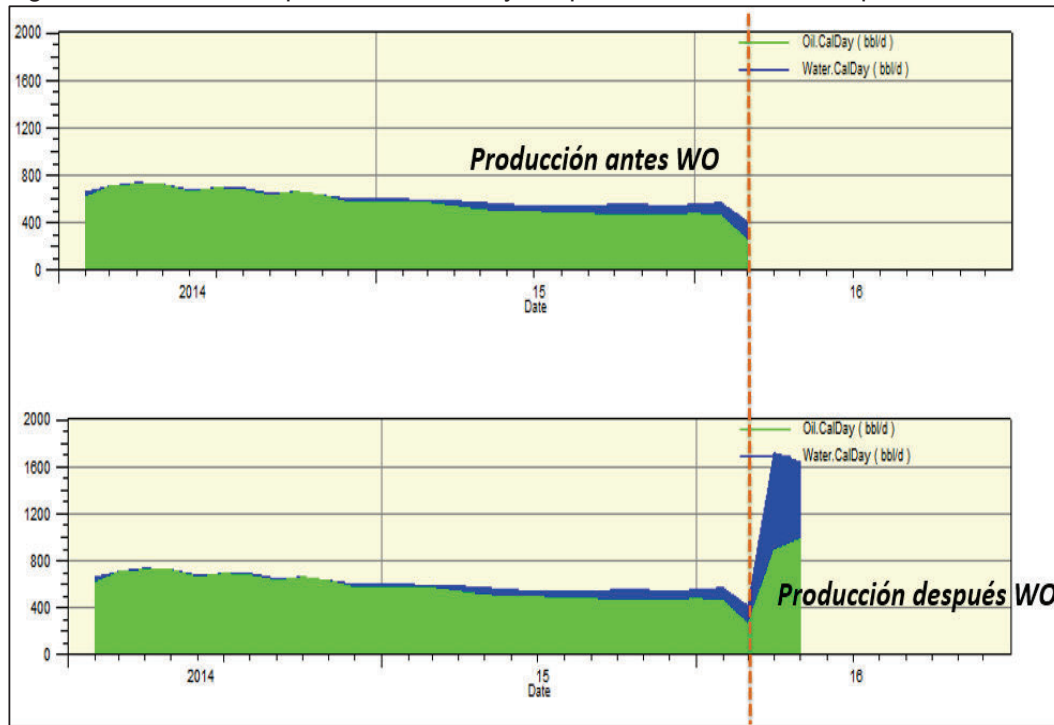


Fuente: Shaya Ecuador S.A.  
Elaborado por: Wilson Jiménez

#### 4.3.2.2. Producción Final

Antes de la intervención el pozo tenía una producción de 441 BPPD con 22% de BSW, luego de la intervención presenta una producción de 1129 BPPD con 40% de BSW; obteniendo un incremento de producción 688 BPPD. En la figura 4.6. se puede observar el historial de producción y el aumento obtenido luego de la intervención.

Figura 4.6. Análisis de producción antes y después de la intervención pozo ZEKE-029S1



Fuente: Shaya Ecuador S.A.  
Elaborado por: Wilson Jiménez

#### 4.4. KON-083

##### 4.4.1. SUMARIO DE OPERACIONES

El pozo KON-083 fue intervenido en abril de 2016, se controla el pozo con fluido de control de 8.34 lpg, se saca equipo BES D800N con camisa de refrigeración en 3 ½" TBG EUE. Con unidad Wireline se baja 4 ½" cañones cargas Power Jet Nova y se punzonan los siguientes intervalos de la arena T Inferior:

- Repunzonan: 10634'-10650' (16') @ 5 SPF
- Punzonan: 10650'-10667' (17') @ 5 SPF

Se baja equipo BES D1050N con camisa de refrigeración en 3 ½" TBG EUE Clase "A".

## 4.4.2. RESULTADOS OBTENIDOS

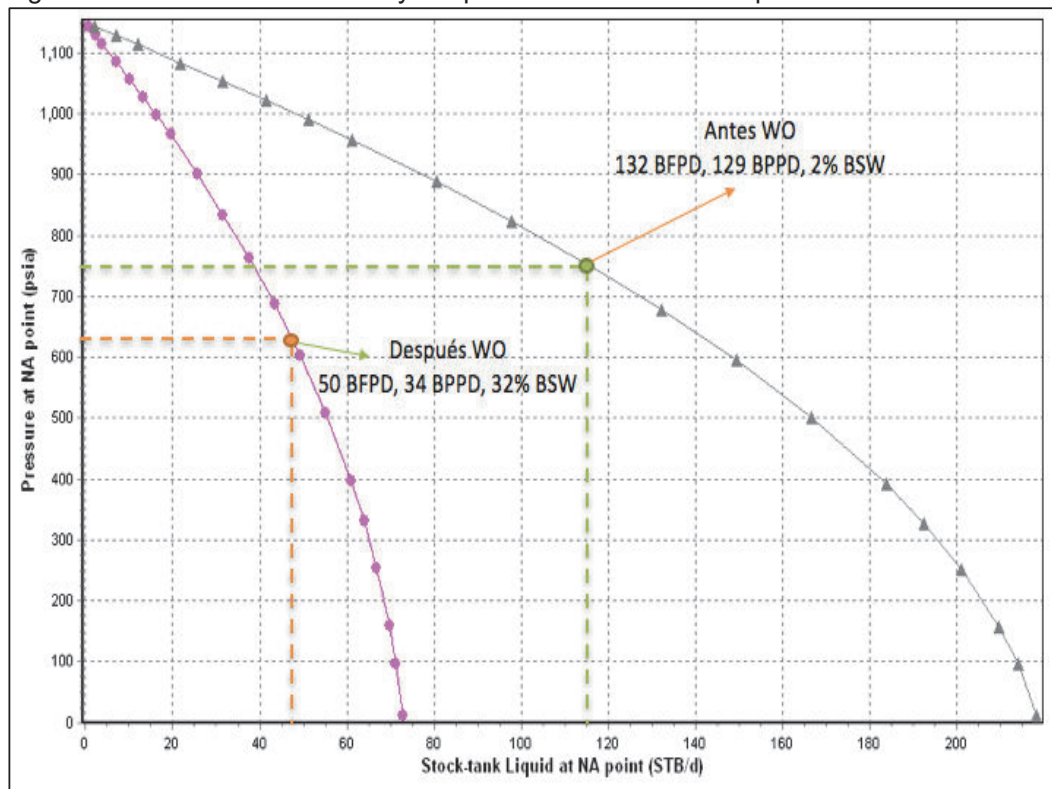
### 4.4.2.1. Índice de Productividad

Se calculó la IP antes de la intervención con la producción reportada de 132 BFPD, 129 BPPD y 2% de BSW, obteniendo una IP de 0.33.

Luego de la intervención se obtuvo una IP de 0.11 calculada con la producción de 50 BFPD, 40 BPPD y 20% de BSW, teniendo una disminución del IP de 3 veces el valor antes de la intervención.

En la figura 4.7. se observa la disminución de su IP luego de la intervención.

Figura 4.7. Análisis nodal antes y después de la intervención pozo KON-083

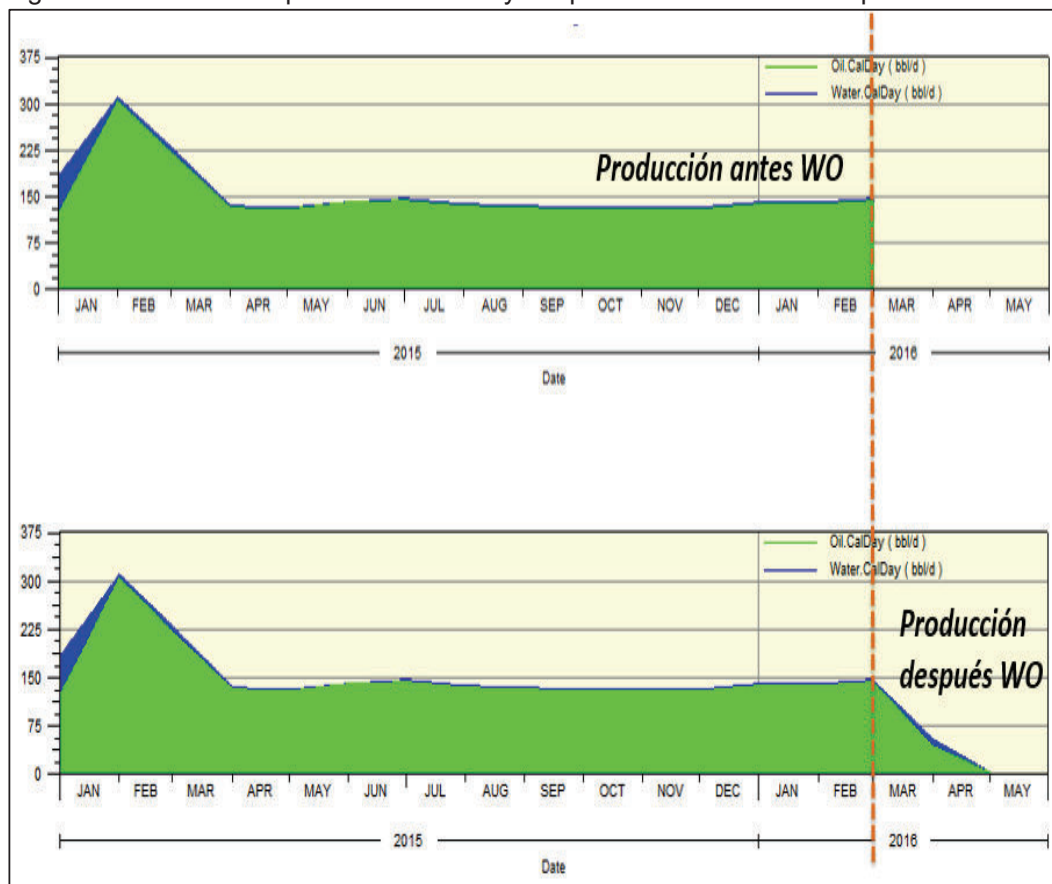


Fuente: Shaya Ecuador S.A.  
Elaborado por: Wilson Jiménez

#### 4.4.2.2. Producción Final

Antes de la intervención el pozo producía 129 BPPD con 2% de BSW para luego producir 40 BPPD con 20% de BSW, obteniendo una disminución de 89 BPPD. En la figura 4.8. se observa como cayó la producción luego de la intervención. La caída de producción se debe a un mal control del pozo realizado durante la intervención, debido a esto el fluido de control ingresó a la formación por la baja presión de la misma ocasionando de esta forma un daño y la disminución considerable de la producción.

Figura 4.8. Análisis de producción antes y después de la intervención pozo KON-083



Fuente: Shaya Ecuador S.A.  
Elaborado por: Wilson Jiménez

## 4.5. ZEKE-030

### 4.5.1. SUMARIO DE OPERACIONES

El pozo ZEKE-030 fue intervenido en mayo de 2016, se controla con fluido de control de 8.37 lpg, se saca completación BES D800N en 3 ½" TBG EUE. Con unidad Wireline se baja 4 ½" cañones cargas Power Jet Nova y se punzona los siguientes intervalos de la arena U Inferior:

- Repunzonan: 10818'-10830' (12') @ 12 SPF
- Punzonan: 10795'-10818' (23') @ 12 SPF  
10830'-10843' (13') @ 12 SPF

Se baja equipo SN3600 en 3 ½" TBG EUE.

### 4.5.2. RESULTADOS OBTENIDOS

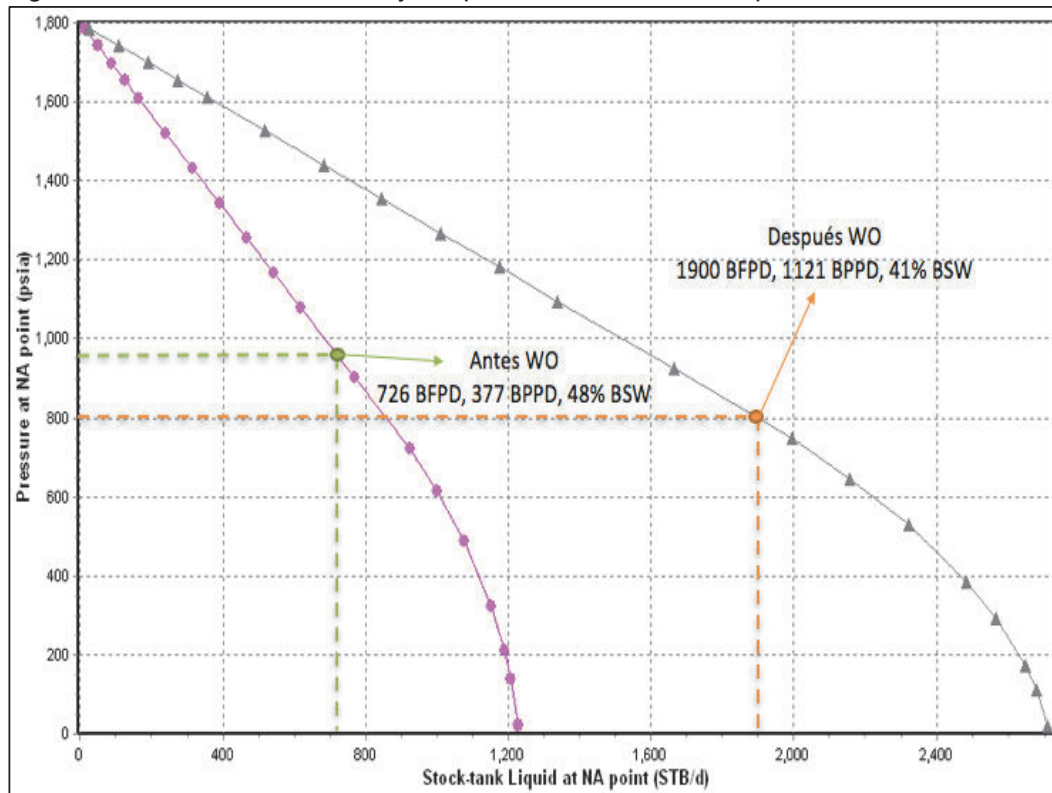
#### 4.5.2.1. *Índice de Productividad*

Para el cálculo del IP antes de la intervención se empleó la producción reportada 726 BFPD, 378 BPPD y 48% de BSW, obteniendo un IP de 0.86.

Luego de la intervención se logró una producción de 1900 BFPD, 1121 BPPD y 41% de BSW, obteniendo una IP de 1.9; el incremento es de 2.2 veces el IP.

En la figura 4.9 se observa la IP antes y después de la intervención.

Figura 4.9. Análisis nodal antes y después de la intervención pozo ZEKE-030



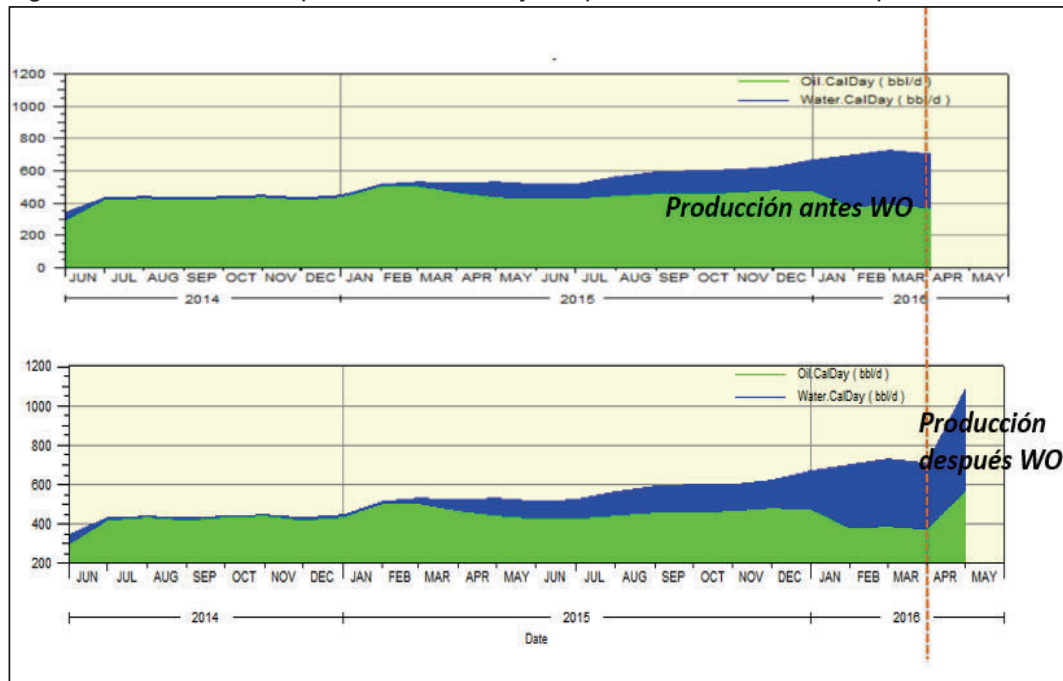
Fuente: Shaya Ecuador S.A.  
Elaborado por: Wilson Jiménez

#### 4.5.2.2. Producción Final

Antes de la intervención el pozo tenía una producción de 378 BPPD con 48% de BSW y luego de la intervención una producción de 1121 BPPD con 41% de BSW, obteniéndose un incremental de 743 BPPD.

En la figura 4.10. se observa el historial de producción del pozo y el incremento luego de la intervención.

Figura 4.10. Análisis de producción antes y después de la intervención pozo ZEKE-030



Fuente: Shaya Ecuador S.A.

Elaborado por: Wilson Jiménez

## **CAPÍTULO V**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **5.1. CONCLUSIONES**

En la tabla 5.1 se presentan los valores de la porosidad y permeabilidad tanto del intervalo actual como del intervalo adicional.

El pozo KON-136 tiene un IP actual de 0,029 BFPD/psi con un daño estimado mayor a 30. El pozo KON-173 tiene un IP actual de 0,19 BFPD/psi con un daño estimado de 3,5. El pozo ZEKE-029S1 presenta un IP actual de 0,8 con un daño estimado de 6. El pozo KON-083 tiene un IP de 0,32 BFPD/psi con un daño estimado de 4. El pozo ZEKE-030 presenta un IP de 0,70 BFPD/psi con un daño estimado de 2,5.

En la tabla 5.1 se observa los intervalos actuales y los intervalos que se determinó adicionar con su respectiva arena.

El pozo KON-136 tiene una producción acumulada de 149 Mbbl, reservas iniciales de 998,86 Mbbl y un POES de 2211 Mbbl, con lo que se obtiene un factor de recobro de 0,45 y reservas remanentes de 849,22 Mbbl. El pozo KON-173 tiene una producción acumulada de 184 Mbbl, reservas iniciales de 3204,69 Mbbl y un POES de 6936 Mbbl, con lo que se obtiene un factor de recobro de 0,46 y reservas remanentes de 3020,08 Mbbl. El pozo ZEKE-029S1 tiene una producción acumulada de 445 Mbbl, reservas iniciales de 1648,36 Mbbl y un POES de 4061 Mbbl, con lo que se obtiene un factor de recobro de 0,41 y reservas remanetes de 1202,93 Mbbl. El pozo KON-083 tiene una producción acumulada de 69 Mbbl, reservas iniciales de 1565,69 Mbbl y un POES de 3498 Mbbl, con lo que se obtiene un factor de recobro de 0,45 y reservas remanentes de 1496,66 Mbbl. El pozo ZEKE-030 tiene una producción acumulada de 291



Mbbl, reservas iniciales de 1605,09 Mbbl y un POES de 5885 Mbbl, con lo que se obtiene un factor de recobro de 0,27 y reservas remanentes de 1313,32 Mbbl.

En un periodo de 10 años se obtiene, para el pozo KON-136 un volumen recuperable de 849 MBIs de la arena Hollín Superior, para el pozo KON-173 un volumen recuperable de 3020 MBIs de la arena Hollín Inferior, para el pozo ZEKE-029S1 un volumen recuperable de 1203 MBIs de la arena U Inferior, para el pozo KON-083 un volumen recuperable de 1496 MBIs de la arena T Inferior y para el pozo ZEKE-030 un volumen recuperable de 1313 MBIs de la arena U Inferior.

Se determinó que el método más óptimo de cañoneo para los pozos KON-136, KON-173 y ZEKE-029S1 es mediante cañoneo con tubería (TCP) debido que el pozo KON-136 produce de la arena Hollín Superior con una presión de reservorio de 4200 psi a una profundidad de 11323', el pozo KON-173 produce de la arena Hollín Inferior con una presión de reservorio de 1700 psi a una profundidad de 10885' y el pozo ZEKE-029S1 produce de la arena U Inferior con una presión de reservorio de 2400 psi a una profundidad de 10184'.

Se determinó que el método más óptimo de cañoneo para los pozos KON-083 y ZEKE-030 es mediante cañoneo con cable (Wireline) debido a que el pozo KON-083 produce de la arena T Inferior con una presión de reservorio de 1200 psi a una profundidad de 10634' y el pozo ZEKE-030 produce de la arena U Inferior con una presión de reservorio de 1800 psi a una profundidad de 10818'.

En la tabla 5.1 se observa los resultados de producción obtenidos.

Como se observa en la tabla 5.2, para todos los pozos los resultados del VAN, TIR y PRI satisfacen los requerimientos para que las intervenciones sean económicamente rentables para los 3 casos propuestos.

Actividades Opex no se deben considerar como centros de costo si el pozo no está amortizada toda su inversión.

Tabla 5.1. Conclusiones

Pozo	Arena	Análisis Previo						Resultados Obtenidos						GANANCIAL
		Producción			Intervalos Actual	Porosidad	Permeabilidad	Producción			Intervalos Adicionales	Porosidad	Permeabilidad	
		BFPD	BPPD	BSW				BFPD	BPPD	BSW				
		%	mD		%	mD								
KON-136	HS	116	93	23%	11323'-11334' (11')	14.17%	60	890	534	40%	11334'-11,342' (8')	15.50%	160	441
KON-173	HI	196	194	0.1%	10885'-10895' (10')	10.10%	50	816	815	0.10%	10895'-10907' (12')	12.70%	72	621
ZEKE-029S1	UI	566	441	22%	10184' - 10216' (32')	17.17%	220	1882	1129	40%	10216'-10234' (18')	19.92%	445	688
KON-083	TI	132	129	2%	10625'-10650' (25')	11%	70	50	34	32%	10650'-10667' (17')	17%	234	-95
ZEKE-030	UI	726	377.52	48%	10818'-10830' (12')	18.45%	321	1900	1121	41%	10795'-10818' (23) 10839'-10843' (13)	14% 21%	100 575	743.48
2398.48														

Fuente: Shaya Ecuador S.A.  
Elaborado por: Wilson Jiménez

Tabla 5.2. Resultados Análisis Económico

<b>Caso</b>	<b>Indicador Económico</b>	<b>KON-136</b>	<b>KON-173</b>	<b>ZEKE-029S1</b>	<b>KON-083</b>	<b>ZEKE-030</b>
<b>Pesimista</b>	<b>VAN (MM)</b>	1.517	1.065	1.465	0.914	1.298
	<b>TIR (%)</b>	43	33	39	43	40
	<b>PRI (Meses)</b>	2.26	2.89	2.55	2.05	2.48
<b>Medio</b>	<b>VAN (MM)</b>	2.422	1.718	2.163	1.274	1.543
	<b>TIR (%)</b>	62	47	52	56	46
	<b>PRI (Meses)</b>	1.57	2.06	1.90	1.61	2.19
<b>Optimista</b>	<b>VAN (MM)</b>	4.432	2.422	3.810	1.887	2.072
	<b>TIR (%)</b>	105	62	84	78	58
	<b>PRI (Meses)</b>	0.94	1.56	1.19	1.18	1.74

Fuente: Shaya Ecuador S.A.  
Elaborado por: Wilson Jiménez

## 5.2. RECOMENDACIONES

Corroborar los valores de permeabilidad obtenidos mediante el software Techlog despejando la permeabilidad de la ecuación de darcy, a través de una prueba estabilizada del pozo al inicio de su producción en la cual se tenga una idea de cuánto es el valor del daño para determinar el valor de la permeabilidad, el mismo que permanece constante a lo largo del tiempo.

No es recomendable conformarse con el valor de permeabilidad efectiva que se obtiene al dividir a la permeabilidad absoluta para 3, debido a que existen diferentes factores que afectan a la permeabilidad efectiva y pueden disminuir su valor.

Comparar el valor del daño estimado con un valor que se haya obtenido anteriormente mediante un análisis de Build UP del pozo y analizar su variación.

Cañonear con conjunto TCP pozos que presentan una baja presión de reservorio, debido que al tener bajo balance disminuye la posibilidad de intrusión de fluido de control a la formación, con lo cual se puede disminuir el daño de formación generado por la invasión de fluidos de control durante el cañoneo.

Cañonear con unidad Wireline pozos que presentan una presión de reservorio elevada, debido que al tener bajo balance no existe la posibilidad de intrusión de fluido de control a la formación y que se produzca daño.

Para el control de pozos de baja presión utilizar un método no convencional, para evitar la intrusión del fluido de control a la formación y ocasionar un daño. Este método consiste en medir el nivel de fluido del pozo mediante echometer, si este nivel es menor a 2300' se inyecta fluido por el tubing hasta lograr un colchón que permita tener una presión similar a la de reservorio, para luego al momento de retirar la tubería circular la misma cantidad de fluido y de esta manera prevenir la intrusión de fluido a la formación y la generación de daño.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Aguinaga J., Borja D. 2011. "Estudio de los Pozos Cerrados para ser Rehabilitados a la Producción del Campo Sacha". Escuela Politécnica Nacional. Proyecto previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleos.

Ahmed T. 2000. "Reservoir Engineering Handbook Second Edition". Gulf Professional Publishing.

Álvarez M., de Lourdes M., Macías H., Tapia O., Reyes J., Rodríguez N., Vallejo C. 2009. "Modelamiento Geoestadístico de los Campos Auca y Culebra-Yulebra-Anaconda de Petroproducción Reporte Final Tomo I. Modelamiento Geológico". Petroproducción.

Alvaro R. 2011. "Estudio para Incrementar la Producción en Pozos de los Campos Auca y Culebra de la Empresa EP Petroecuador, mediante la aplicación de Estimulaciones Matriciales con el fluido Onestep". Escuela Politécnica Nacional. Proyecto previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleos.

Amaya M., Amaya R., Castaño H., Lozano E., Rueda C., Elphick J. 2010. "Casabe: New Tricks for an Old Field". Oilfield Review Spring 2010: 22, no. 1. Schlumberger.

Anchapaxi J., Romero D. 2016. "Estudio Técnico-Económico del cañoneo con cargas huecas de penetración extra profunda en pozos seleccionados de un campo del oriente ecuatoriano". Escuela Politécnica Nacional. Proyecto previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleos.

Arnold R., Burnett D., Elphick J., Feeley T., Galbrum M., Hightower M., Jiang Z., Khan M., Lavery M., Luffey F., Verbeek P. 2004. "Managing Water-From Waste to Resource". Oilfield Review.

Baby P., Rivadeneira M., Barragán R. 2004. "La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo".

Bailey B., Crabtree M., Tyrie J., Elphick J., Kuchuk F., Romano C., Roodhart L. 2000. "Water Control". Oilfield Review.

Carrasco F., Guamo M. 2012. "Análisis Técnico-Económico de la Aplicación de Punzonamientos con cañones anclados en el campo Shushufindi". Escuela Superior Politécnica del Litoral. Proyecto previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleo.

Castellanos J., León O., 2009. "Selección de Pozos Candidatos a Estimulación. Caso Campo Colorado". Universidad Industrial de Santander. Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero de Petróleos.

CIED PDVSA. 1997. "Completación y Reacondicionamiento de Pozos".

Dake L.P. "Fundamentals of Reservoir Engineering". Developments in Petroleum Science 8.

Denney D. 2009. "Integrated Approach to Formation-Water Management: From Reservoir Management to Protection of Environment". JPT March 2009.

Díaz J., Sánchez C. 2007. "Análisis Técnico-Económico del uso de las diferentes técnicas de cañoneo en los campos operados por Petroproducción". Escuela Superior Politécnica del Litoral. Proyecto previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleo.

Gavilanes J., Torres L. 2009. "Atualización de reservas y estimación de la producción de los campos Auca y Auca Sur". Escuela Politécnica Nacional. Proyecto previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleos.

Jiménez G. 2012. "Perfiles en Pozos Entubados: Perfiles de Cementación Registros de Cementación". Universidad Mayor de San Andrés. Facultad de Ciencias Geológicas.

Orellana, E. y Mooney, H.M. 1966. Tablas y curvas patrón para Sondeos Eléctricos Verticales sobre terrenos estratificados. Interciencia, Madrid.

Quisnancela M. 2014. "Análisis de los procedimientos de control de pozos en operaciones de reacondicionamiento realizadas en pozos petroleros del distrito amazónico". Escuela Politécnica Nacional. Proyecto previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleos.

Rodríguez L. 2006. "Completación y Reacondicionamiento de Pozos". ESP Oil International Training Group.

Schlumberger. 2015. "Perforating Basic Principles".

Schlumberger. 2005. "Power Jet Omega. Deep Penetrating Shaped Charge".

Schlumberger. 2014. "Power Jet Nova. Extradeep Penetrating Shaped Charge".

Schlumberger. 2003. "Manual de Completación".

Torres V., Gallardo M. 2012. "Estudio para la optimización del fluido "Drill-in" para las zonas productoras del campo Auca-EP PETROECUADOR". Escuela Superior Politécnica del Litoral. Proyecto previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleo.

Zúñiga G. 2013. "Análisis y Selección de la mejor técnica de cañoneo de Bajo Balance y su aplicación en el Área Auca". Escuela Politécnica Nacional. Proyecto previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleos.

## GLOSARIO

**Acuífero:** Una porción acuífera de un yacimiento de petróleo con desplazamiento por empuje de agua.

**Anticlinal:** Un pliegue en forma de arco, producido en las rocas, en el que las capas de roca son convexas hacia arriba.

**Control del Pozo:** Mantener la presión en las formaciones sin entubar para prevenir o dirigir el flujo de los fluidos de formación hacia el interior del pozo.

**Daño de la Formación:** Una reducción en la capacidad natural de un yacimiento para producir sus fluidos, tales como una disminución de la porosidad o de la permeabilidad, o de ambos.

**Densidad de disparo:** Número de disparos por pie lineal. Este término se utiliza para describir la configuración de las pistolas o cañones de disparo o la colocación de disparos y se abrevia con frecuencia como spf (tiros por pie).

**Factor de Recobro:** Cantidad recuperable de hidrocarburos existente en el lugar, normalmente expresada como un porcentaje.

**Factor Volumétrico:** Volumen de petróleo y gas disuelto en condiciones del yacimiento dividido por el volumen del petróleo en condiciones normales.

**Fase de los disparos:** Distribución radial de cargas de disparo sucesivas alrededor del eje de la pistola o cañón. Los conjuntos de un cañón de disparo están disponibles comúnmente en fases de 0, 180, 120, 90 y 60 grados.

**Gravedad API:** Escala de gravedad específica para medir la densidad relativa de diversos líquidos de petróleo, expresada en grados.



**Índice de Productividad:** Una forma matemática de expresión de la capacidad de un yacimiento para suministrar fluidos al pozo.

**IRIS:** Intelligent Remote Implementation System, es el nombre registrado para un sistema inteligente de implementación remota.

**Litofacies:** Una subdivisión mapeable de una unidad estratigráfica, que puede diferenciarse por sus facies o su litología-la textura, la mineralogía, la granulometría y el ambiente depositacional que la generó.

**Permeabilidad:** La capacidad, o medición de la capacidad de una roca, para transmitir fluidos, medida normalmente en darcies o milidarcies.

**Porosidad:** El porcentaje de volumen de poros o espacio poroso, o el volumen de roca que puede contener fluidos.

**POES:** Petróleo Original In Situ, s el volumen inicial u original del petróleo existente en las acumulaciones naturales.

**Presión de Burbuja:** Condiciones de presión y temperatura a las cuales sale la primera burbuja del gas en solución del petróleo.

**SAFE:** Slapper Actuated Firing Equipment, tecnología de detonación con la inmunidad a los efectos eléctricos se desvían.

**Saturación:** La cantidad relativa de agua, petróleo y gas presente en los poros de una roca, usualmente como un porcentaje del volumen.

**Viscosidad:** Una propiedad de los fluidos y las lechadas que indica su resistencia al flujo, definida como la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte.

## **ANEXOS**

**Anexo No. 1**

**Características Litológicas Bloque A**

**CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS BLOQUE A**

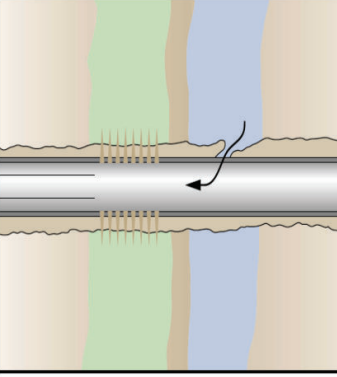
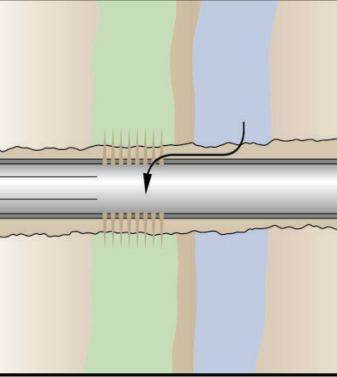
<b>Campo</b>			
<b>Arena</b>	<b>Kon-Kon Sur-Faye-Mikasa-Ymir-Eren</b>	<b>Spike-Jet-Ein</b>	<b>Armin-Levi-Bebop</b>
<b>Hollín</b>	Hollín Superior es una arenisca masiva de cuarzo con pocas intercalaciones arcillosas, con un grano fino a grueso con poco a nada de contenido de glauconita. Hollín inferior se trata de una arenisca cuarzosa de grano fino, con contenido alto a medio de glauconita, e importante presencia de material carbonáceo. La porosidad promedio es de 14%.	Presenta una secuencia de arenisca cuarzosa de grano y energía ligeramente decrecientes	Cuerpos arenosos, que representarían canales, se encuentran rodeados de sedimentos de areniscas más finas intercaladas con arcillas, definidos como planicies lodosas-arenosas.
<b>T</b>	Consiste en una arena cuarzosa, limpia de grano fino, con esporádicas capas de arcilla. Los poros en algunas muestras se encuentran rellenos con illita y caolinita. Su porosidad es del 12% en promedio y su permeabilidad es de baja a regular. Hacia arriba se desarrolla una arenisca cuarzosa-glauconítica de grano fino, en pares con fuerte bioturbación.	Se define como cuarzosa, sus granos van de finos a medios con formas que van de subangular a subredondeada, su matriz es silícica y su porosidad es de 12 al 14%.	Se describe una arena cuarzosa, con estratificación cruzada a la base, sobre la que se desarrollan areniscas de grano fino con estratificación tipo flaser, grano decreciente hasta un cambio abrupto a una lodolita laminada
<b>U</b>	Arenisca cuarzosa limpia, masiva. Hacia el techo del cuerpo U principal, el más limpio y desarrollado que se encuentra en la parte inferior, se encuentran	Formada por areniscas cuarzosas con estratificación cruzada y laminación planar de grano medio a fino. Presenta glauconita de grano fino con bioturbadas con	Arenisca cuarzosa transparente, grano medio a fino, subredondeada, porosidad regular, cemento ligeramente calcáreo, saturada de hidrocarburos con fluorescencia amarilla blanquecina, corte rápido, residuo café oscuro.
			Arenisca cuarzosa translúcida, friable, grano fino a medio, subredondeada a redondeada,

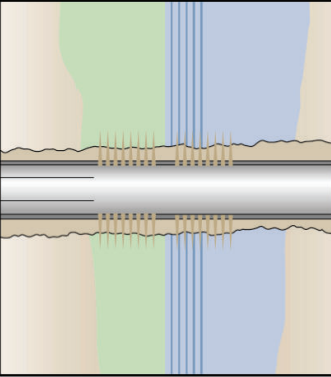
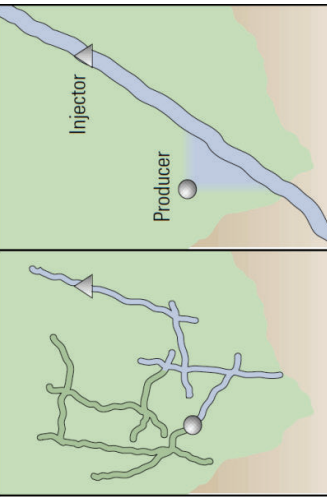
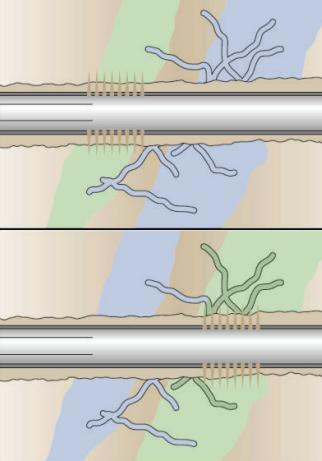
<b>Campo</b>				
<b>Arena</b>	<b>Kon-Kon Sur-Faye-Mikasa-Ymir-Eren</b>	<b>Spike-Jet-Ein</b>	<b>Armin-Levi-Bebop</b>	<b>Zeke</b>
	limolitas en estratos delgados. La arenisca U superior es una arenisca cuarzo-glauconítica de grano fino, dispuesta en capas delgadas, con importante bioturbación. En promedio presenta una porosidad del 13% con permeabilidades entre 300 y 1300 mD.	matriz calcárea e intercalaciones de lutitas y calizas		subangular, regular a buena selección ligeramente calcárea, de matriz arcillosa, regular porosidad visible con manchas de hidrocarburo con fluorescencia natural débil amarillenta.
<b>Basal Tena</b>	Se trata de una arenisca cuarzosa redondeada, de grano medio a grueso, clasificación moderada a pobre y forma angular a subangular. El cuarzo es monocristalino, se presentan también pellets de arcilla y granos de fosfato. La calidad de la roca reservorio es excelente con un promedio de porosidad del 19% y permeabilidad de hasta 5 darcys.		Conglomerado con clastos arcillosos y matriz de limolita verde con ripples. Presenta una roca calcárea tipo wackestone con matriz esparrítica, algo bioturbada.	Parcialmente de arcillas, con un número significativo de intercalaciones de areniscas y escasos conglomerados; margas y calizas que aparecen en menor calidad.

Fuente: Baby, Rivadeneira y Barragán, 2004.  
Elaborado por: Wilson Jiménez

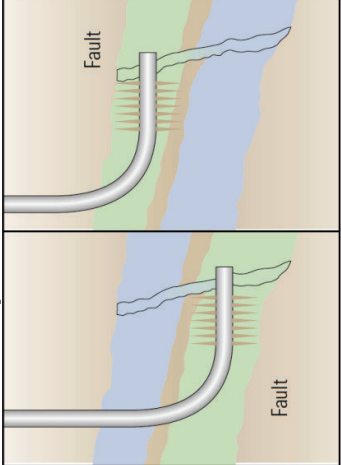
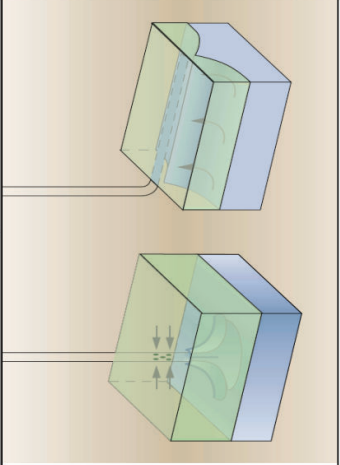
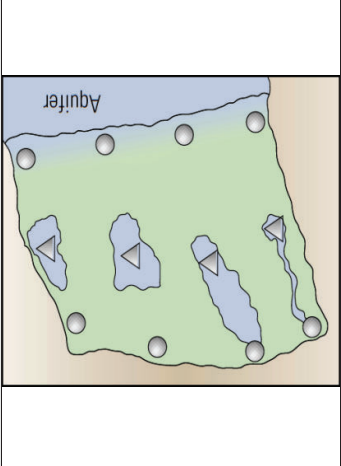
**Anexo No. 2**  
**Manejo del Agua**

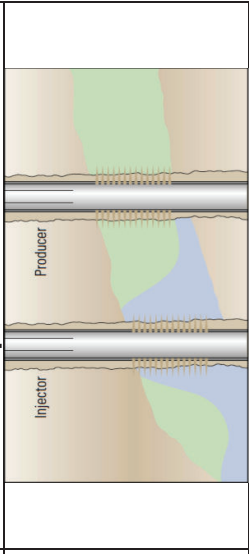
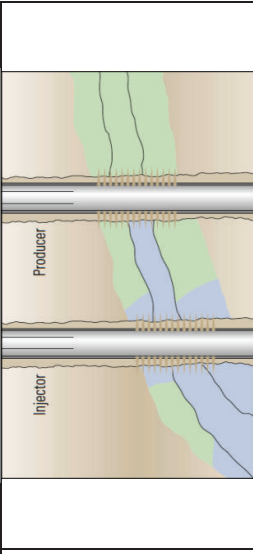
**ANEXO No. 2.1 TIPOS DE PROBLEMAS DE PRODUCCIÓN DE AGUA**

Problema	Causa	Solución	Representación
<p><b>1 Fuga del Tubing, Casing o packer</b></p>	<p>Fuga en un sector del tubing, casing o packer</p>	<p>Realizar un squeeze en la zona</p>	
<p><b>2 Flujo a través del casing del casing</b></p>	<p>Fallas en la cementación primaria, permitiendo el flujo del agua a través del casing por el anular</p>	<p>Realizar un squeeze para mejorar el cemento de la zona</p>	

Problema	Causa	Solución	Representación
<p><b>3</b> Movimiento del contacto agua-petróleo</p>	<p>El movimiento hacia arriba del contacto agua petróleo de forma uniforme</p>	<p>Abandonando el pozo desde el fondo utilizando un tapón puente o un tapón de cemento</p>	
<p><b>4</b> Capas de alta permeabilidad sin crossflow</p>	<p>Zonas de alta permeabilidad con una barrera continua de lutita arriba y abajo.</p>	<p>Aplicando un cierre de fluidos rígido o cierre mecánico en el pozo inyector o productor</p>	
<p><b>5</b> Fisuras entre el inyector y el productor</p>	<p>Fallas naturales o formaciones con fallas bajo flujo de agua</p>	<p>Inyectando un gel fluuyente, lo que nos ayuda a evitar que se afecten las fisuras que contribuyen a la producción de petróleo</p>	

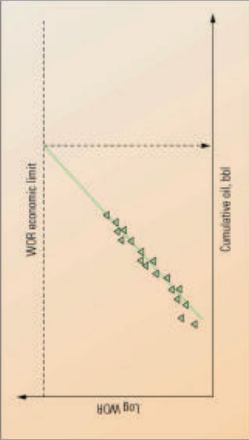
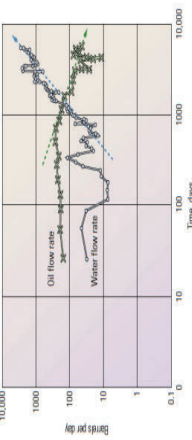
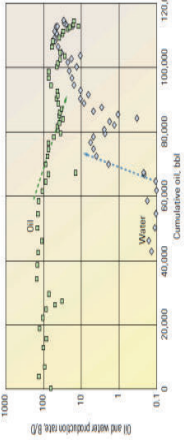
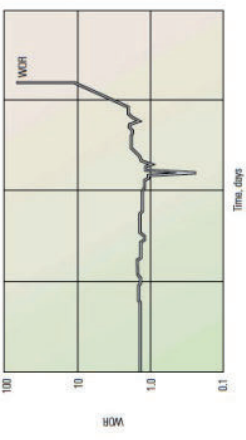


Problema	Causa	Solución	Representación
<p><b>6</b> Fracturas/Fisuras de una capa de agua</p>	<p>Fisuras naturales o fallas en los conductos</p>	<p>Aplicación de un gel puede ser efectiva</p>	
<p><b>7</b> Conificación</p>	<p>El agua sube a los perforados debido a una alta permeabilidad vertical</p>	<p>Ubicar capas de gel, solo para un radio de 50 ft. Ubicar un orificio de drenaje cerca del tope de la formación para tomar ventaja de la distancia del corte de agua y la caída de presión de fondo</p>	
<p><b>8</b> Pobre barrido areal</p>	<p>Por una permeabilidad, heterogeneidad o anisotropía areal o por un radio de movilidad adverso</p>	<p>Una perforación de relleno puede mejorar el recobro en esta situación. Agujeros de drenaje laterales pueden lograr no barrer petróleo de mejor forma económica que la perforación de relleno desde la superficie</p>	

Problema	Causa	Solución	Representación
<p><b>9 Capa gravitatoria segregada</b></p>	<p>El agua es segregada por la gravedad y barre solo la parte baja de la formación</p>	<p>Agujeros de drenaje laterales pueden ser efectivos para la no barrida de petróleo. También se debe considerar tecnólogos de agua y gas alternado</p>	
<p><b>10 Capas de alta permeabilidad con crossflow</b></p>	<p>Zonas de alta permeabilidad sin una barrera que evite el crossflow en el reservorio</p>	<p>Ubicar un gel de profunda penetración en la capa si económicamente tiene una altura muy pequeña y una muy alta permeabilidad en comparación con la zona de petróleo.</p>	

Fuente: Bailey, et al., 2000  
Elaborado por: Wilson Jiménez

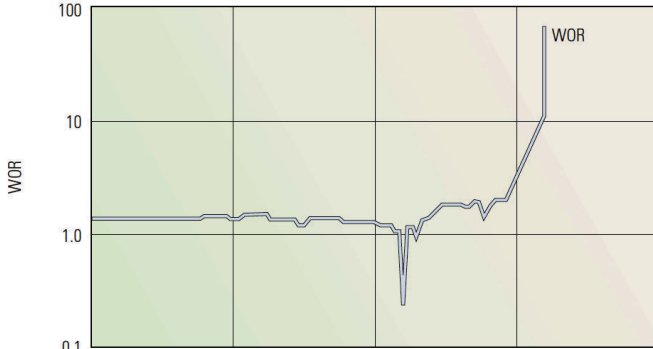
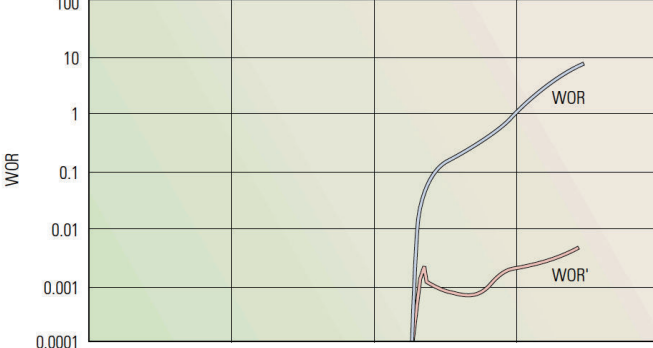
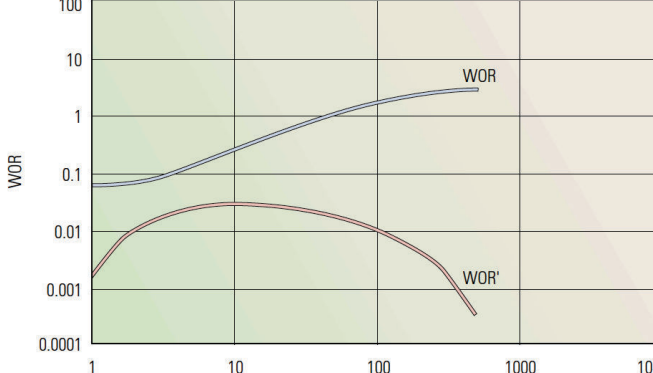
## ANEXO No. 2.2 DIAGNÓSTICO DE PROBLEMAS DE INTRUSIÓN DE AGUA

Diagnostico	Descripción	Ilustración
<p><b>Gráficas de Recobro</b></p>	<p>Es una gráfica semilog del WOR vs la producción acumulada de petróleo, con la extrapolación de la recta hasta el límite económico del WOR se puede determinar la producción de petróleo que se alcanzará si ninguna acción de control de agua es tomada. Si la extrapolación es aproximadamente igual a las reservas esperadas, entonces el pozo se encuentra produciendo una cantidad aceptable de agua y no se requiere realizar ningún control. Si el valor es mucho menor que las reservas recuperables esperadas, se debe tomar acciones para determinar si existen suficientes reservas para intervenir</p>	
<p><b>Gráfica de producción histórica</b></p>	<p>Es una gráfica log-log de la producción de agua y petróleo en relación con el tiempo. Si muestra un aumento en la producción de agua y disminución en la producción de petróleo en un mismo tiempo, es un buen candidato para control de agua.</p>	
<p><b>Análisis de curvas de declinación</b></p>	<p>Es una gráfica semilog de la tasa de producción vs el acumulado de petróleo. En una depletación normal se espera una línea recta, mientras que un aumento de la declinación puede indicar un problema no relacionado con el agua, sino algo más severo como declinación de presión o daño en el pozo.</p>	
<p><b>Gráficas de Diagnóstico</b></p>	<p>Es una gráfica log-log del WOR vs el tiempo, y puede ser usada para ayudar en la determinación del tipo de problema de agua comparando con los patrones conocidos que tiene cada problema tipo. Existen tres marcas básicas distinguidas entre los diferentes mecanismos de entrada del agua:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Flujo abierto a través de fallas, fracturas o canales de flujo detrás del casing</li> <li>• Flujo de agua en los límites o corte de agua móvil</li> <li>• Problemas de conificación</li> </ul>	

Diagnostico	Descripción	Ilustración
<p><b>Análisis de Cierre y Ahogo</b></p>	<p>La historia de producción de la mayoría de los pozos incluye periodos de ahogo o cierre del pozo. Un análisis de las variaciones del WOR puede proporcionarnos pistas para terminar el tipo de problema. Problemas de entrada de agua, como la conificación o una fractura simple que interseca una capa profunda de agua mostrarán un bajo WOR durante el ahogo o después del cierre, mientras que fracturas o una intersección de una falla con una capa suprayacente de agua tiene el efecto opuesto en el WOR</p>	
<p><b>Análisis Nodal</b></p>	<p>El análisis nodal es usado para evaluar el efecto que presenta cada componente en un sistema de producción desde el fondo del pozo al separador, también es usado para determinar la ubicación de resistencia al flujo, la cual resulta en pérdidas de presión severas en los sistemas de tubería. Mediante el análisis nodal se puede predecir el comportamiento del pozo y determinar si se necesita realizar un control de agua y de igual manera cual será el resultado de este control.</p>	
<p><b>Gráficas de Producción</b></p>	<p>Gráficas de producción precisas permiten mostrar la entrada de agua en el pozo. Puede determinar el flujo y pérdidas para cada fase del fluido.</p>	

Fuente: Bailey, et al., 2000  
 Elaborado por: Wilson Jiménez

### ANEXO NO. 2.3. COMPORTAMIENTO INTRUSIÓN DE AGUA GRÁFICA WOR VS ACUMULADO DE FLUIDO.

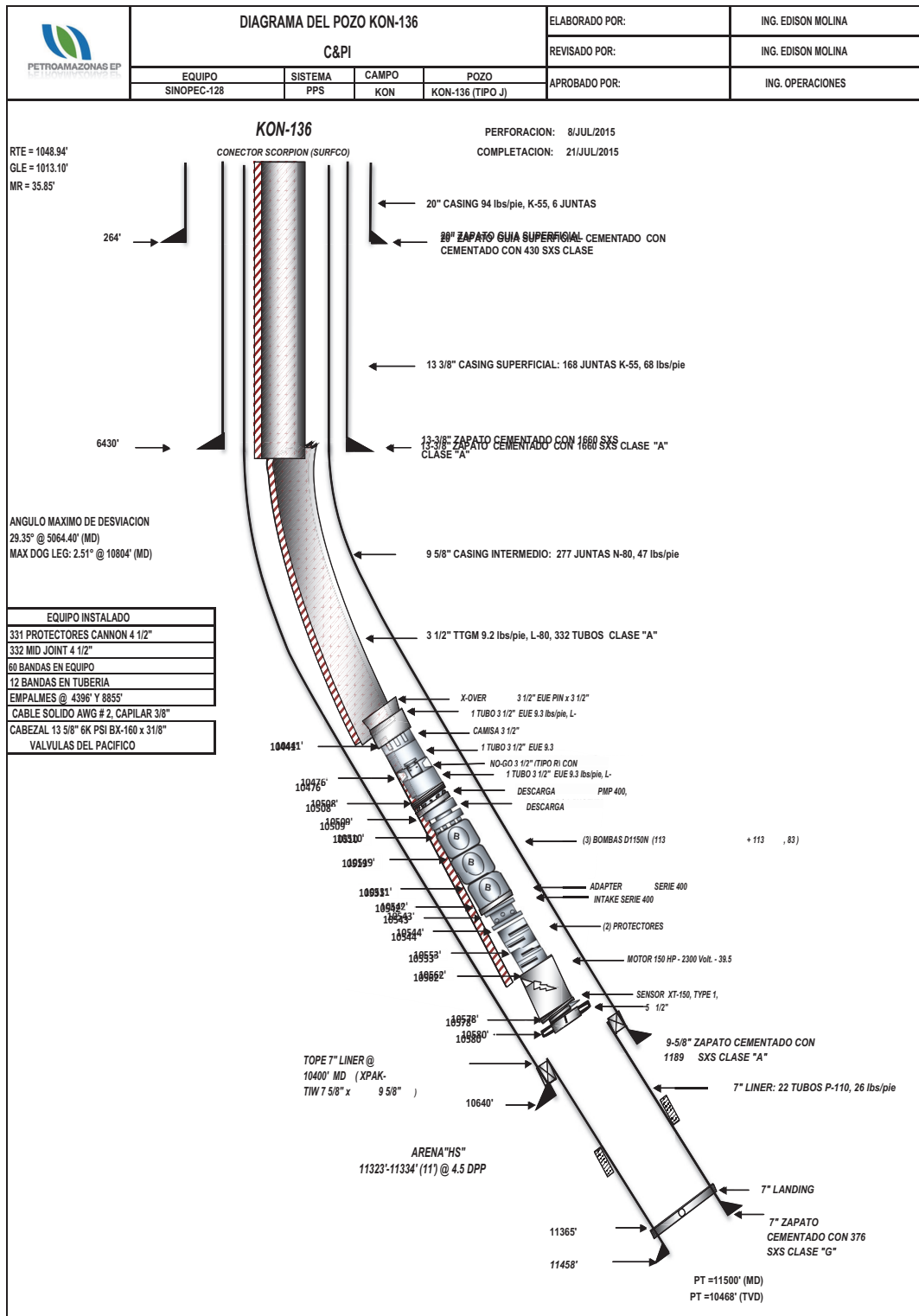
Gráfico	Descripción
	<p>Muestra un incremento elevado, indica una falla, fractura o canal a través del casing.</p>
	<p>Muestra generalmente un incremento elevado seguido de una curva de línea recta para el caso de empuje lateral. Cuando se trata de producción por capas, la línea tiene una forma de escalera.</p>
	<p>Un incremento gradual en el WOR indica la formación de conificación temprana en la vida del pozo. El WOR disminuye después de que la conificación se estabiliza, la curva empieza a caer más por el flujo lateral.</p>

Fuente: Bailey, et al., 2000

Elaborado por: Wilson Jiménez

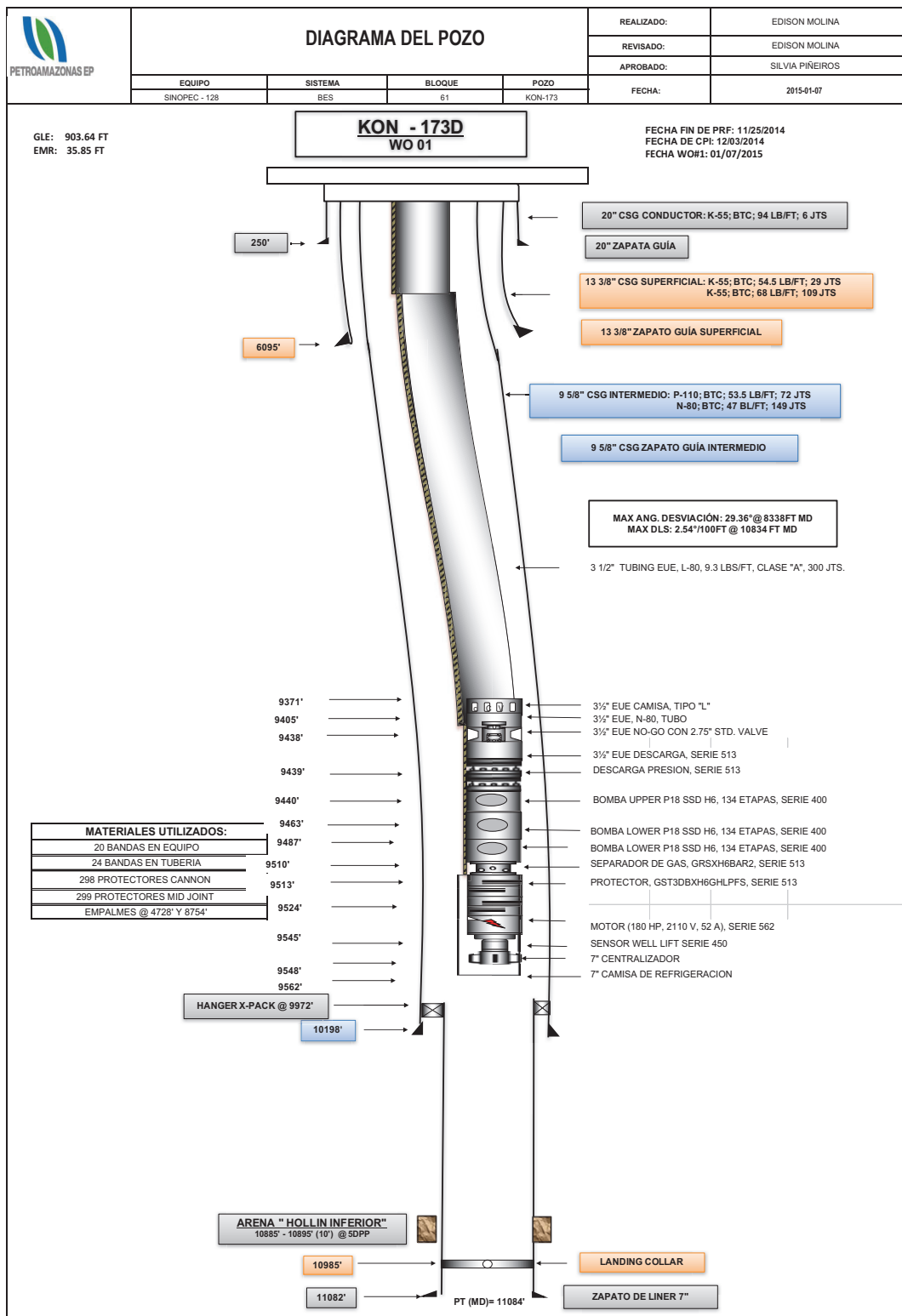
**Anexo No. 3**  
**Diagramas Mecánicos**

### ANEXO No. 3.1 DIAGRAMA MECÁNICO POZO KON-136



Fuente: Shaya Ecuador S.A.

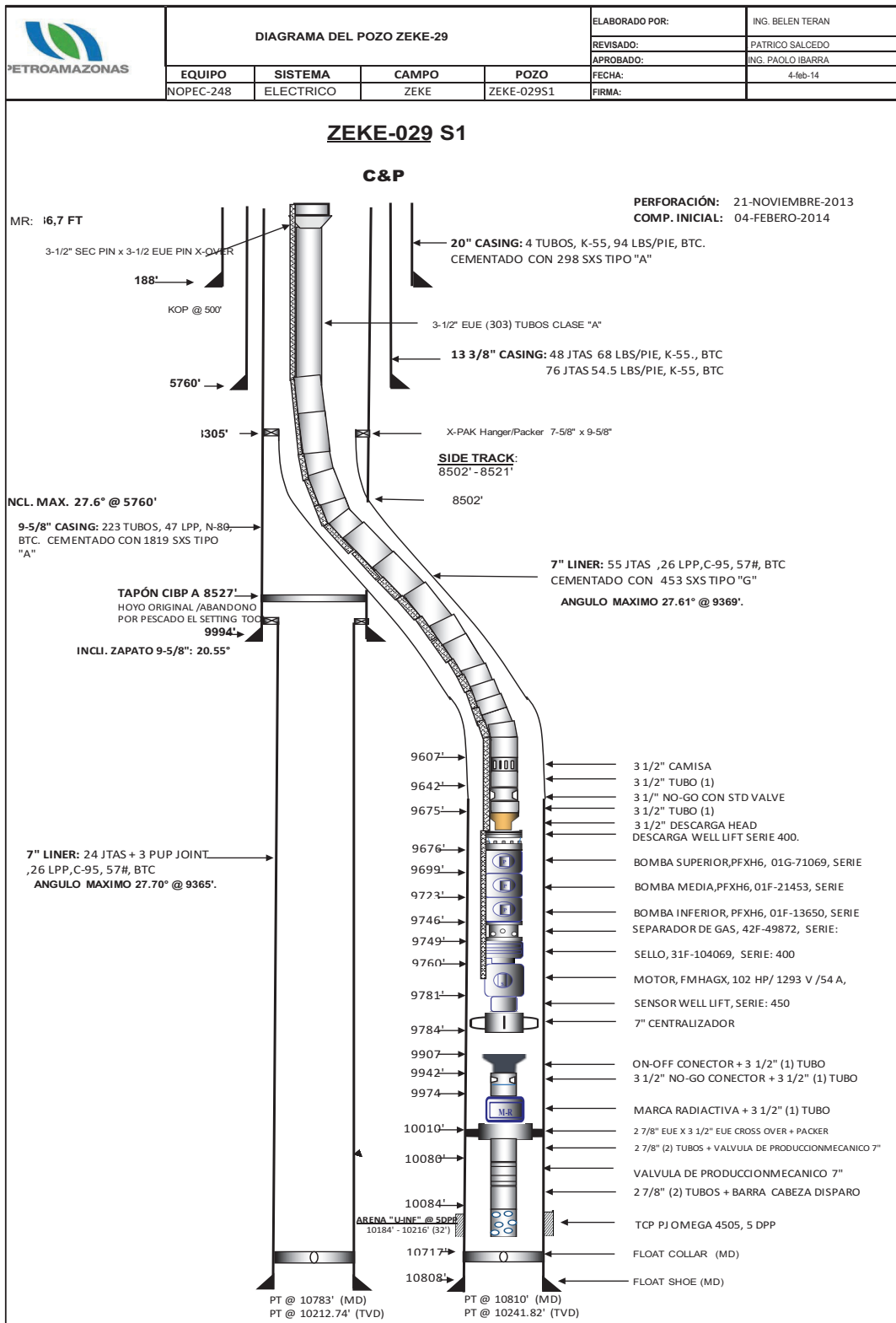
### ANEXO No. 3.2 DIAGRAMA MECÁNICO POZO KON-173



Fuente: Shaya Ecuador S.A.

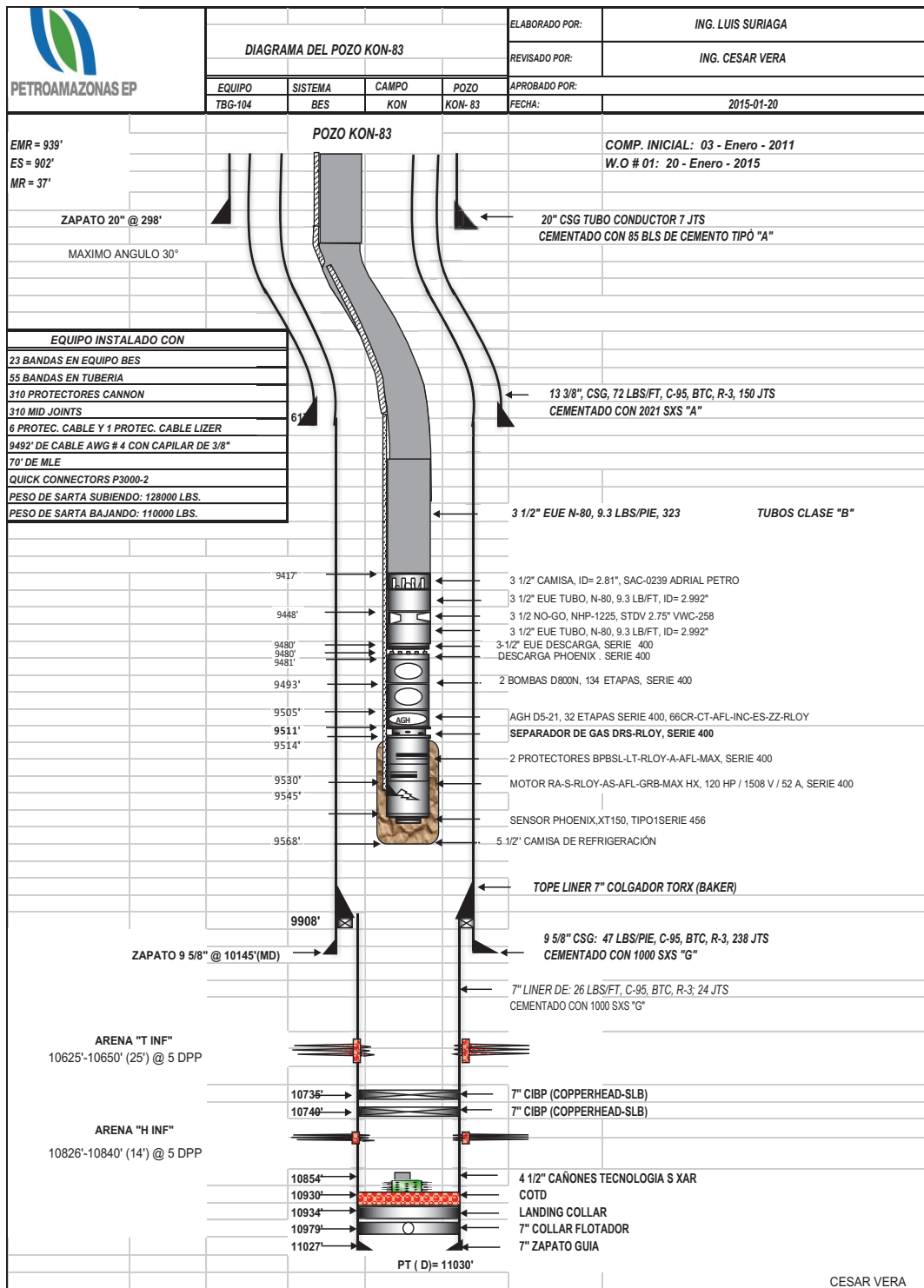


### ANEXO No. 3.3 DIAGRAMA MECÁNICO POZO ZEKE-029S1



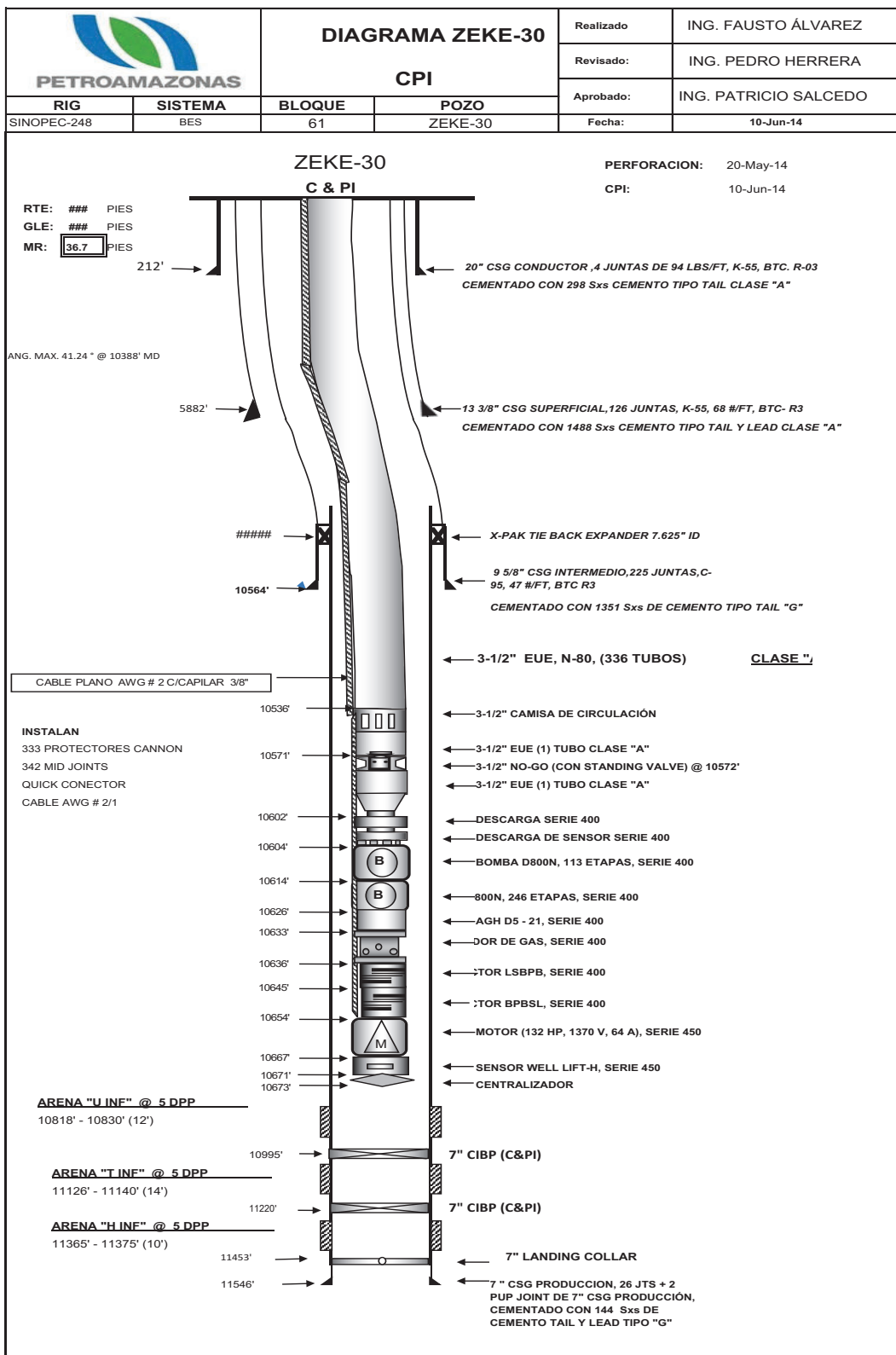
Fuente: Shaya Ecuador S.A.

### ANEXO No. 3.4 DIAGRAMA MECÁNICO POZO KON-083



Fuente: Shaya Ecuador S.A.

**ANEXO No. 3.5 DIAGRAMA MECÁNICO POZO ZEKE-030**



Fuente: Shaya Ecuador S.A.

**Anexo No. 4**

**Calculo Factores de Recobro**

## ANEXO No. 4.1 CÁLCULO FACTOR DE RECUBRO POZO KON-136

<b>ZONA OESTE</b>														
BLOQUE A														
CÁLCULO DE RESERVAS														
CAMPO : KON														
POZO: KON-136														
CÁLCULO DE PETRÓLEO EN SITIO, RESERVAS INICIALES Y REMANENTES														
Np= 7758* A * Ho * So * Porosidad / Boi.														
ARENA	MÉTODO DE CÁLCULO	F.Conv.BL	AREA		Ho (Pies)	So	PORO.	Boi. (BR/BS)	V.IN S.		FR	RESERVAS INICIALES N (STB)	PRODUCCIÓN ACUMULADA Np (STB)	REMANENTES Nr (STB)
			(ACRES)	139.27										
H Sup	DECLINACION	7,758			19	0.77	0.155	1.108			0.45	998,860	149639	849,221
<b>TOTAL</b>											2,211,324		849,221	
CÁLCULO DEL AREA DE PRODUCCION EN ACRES														
FORMULA= A=P1*R2														
DS-POZOS		DIS.PROM	R.PROM.	Pi	R.PROM.			ACRES						
933				3.14	424			139.27						
868														
741														
2542									847	424				

Fuente: Shaya Ecuador S.A.  
Elaborado por: Wilson Jiménez

**ANEXO No. 4.2 CÁLCULO FACTOR DE RECUBRO POZO KON-173**

<b>ZONA OESTE</b>														
BLOQUE A														
CÁLCULO DE RESERVAS														
CAMPO : KON														
POZO: KON-173														
CÁLCULO DE PETRÓLEO EN SITIO, RESERVAS INICIALES Y REMANENTES														
Np= 7758* A * Ho * So * Porosidad / Boi.														
ARENA	MÉTODO DE CÁLCULO	F.Conv.BL	AREA		Ho	So	PORO.	Boi.	V.IN S.		FR	RESERVAS INICIALES N (STB)	PRODUCCIÓN ACUMULADA Np (STB)	REMANENTES Nr (STB)
			(ACRES)	172.33					(Pies)	52				
Hollin Inferior	DECLINACIÓN	7,758		172.33	52	0.886	0.125	1.11		6,936,466	0.46	3,204,690	184,603	3,020,087
<b>TOTAL</b>										<b>6,936,466</b>				<b>3,020,087</b>
CÁLCULO DEL AREA DE PRODUCCION EN ACRES														
FORMULA= A=P1*P2														
DS-POZOS	DIS.PROM	R.PROM.	Pi	R.PROM.	ACRES									
567			3.14	293	172.33									
565														
625														
1757	586	293												

Fuente: Shaya Ecuador S.A.  
Elaborado por: Wilson Jiménez

**ANEXO No. 4.3 CÁLCULO FACTOR DE RECUBRO POZO ZEKE-029S1**

<b>ZONA OESTE</b>													
BLOQUE A													
CÁLCULO DE RESERVAS													
CAMPO : ZEKE													
POZO: ZEKE-029S1													
CÁLCULO DE PETRÓLEO EN SITIO, RESERVAS INICIALES Y REMANENTES													
Np= 7758* A * Ho * So * Porosidad / Boi.													
ARENA	MÉTODO DE CÁLCULO	F.Conv.BL	AREA		So	PORO.	Boi.		V.IN S.	FR	RESERVAS INICIALES N (STB)	PRODUCCIÓN ACUMULADA Np (STB)	REMANENTE S Nr (STB)
			(ACRES)				(BR/BS)	STB					
Hollin Superior	DECLINACIÓN	7,758	68.86		0.912	0.179	1.138		4,061,788	0.41	1,648,360	445,426	1,202,934
<b>TOTAL</b>									4,061,788				1,202,934
<b>CÁLCULO DEL AREA DE PRODUCCION EN ACRES</b>													
FORMULA= A=Pi*R2													
DS-POZOS		DIS.PROM	R.PROM.	Pi	R.PROM.			ACRES					
610				3.14	298			68.86					
314													
864													
1788		596		298									

Fuente: Shaya Ecuador S.A.  
Elaborado por: Wilson Jiménez

**ANEXO No. 4.4 CÁLCULO FACTOR DE RECUBRO POZO KON-083**

<b>ZONA OESTE</b>														
BLOQUE A														
CÁLCULO DE RESERVAS														
CAMPO : KON														
POZO: KON-083														
CÁLCULO DE PETRÓLEO EN SITIO, RESERVAS INICIALES Y REMANENTES														
Np= 7758* A * Ho * So * Porosidad / Boi.														
ARENA	MÉTODO DE CÁLCULO	F.Conv.BL	AREA		Ho	So	PORO.	Boi.	V.IN.S.		FR	RESERVAS INICIALES N (STB)	PRODUCCIÓN ACUMULADA Np (STB)	REMANENTE S Nr (STB)
			(ACRES)	117.17					(Pies)	33				
T Inf	DECLINACIÓN	7,758				0.901	0.161				0.45	1,565,690	69,025	1,496,665
<b>TOTAL</b>										3,489,647		1,496,665		
CÁLCULO DEL AREA DE PRODUCCION EN ACRES														
FORMULA= A=P1*P2														
DS-POZOS	DIS.PROM	R.PROM.	Pi	R.PROM.	ACRES									
544			3.14	275	117.17									
563														
543														
1649	550	275												

Fuente: Shaya Ecuador S.A.  
Elaborado por: Wilson Jiménez



**ANEXO No. 4.5 CÁLCULO FACTOR DE RECUBRO POZO ZEKE-030**

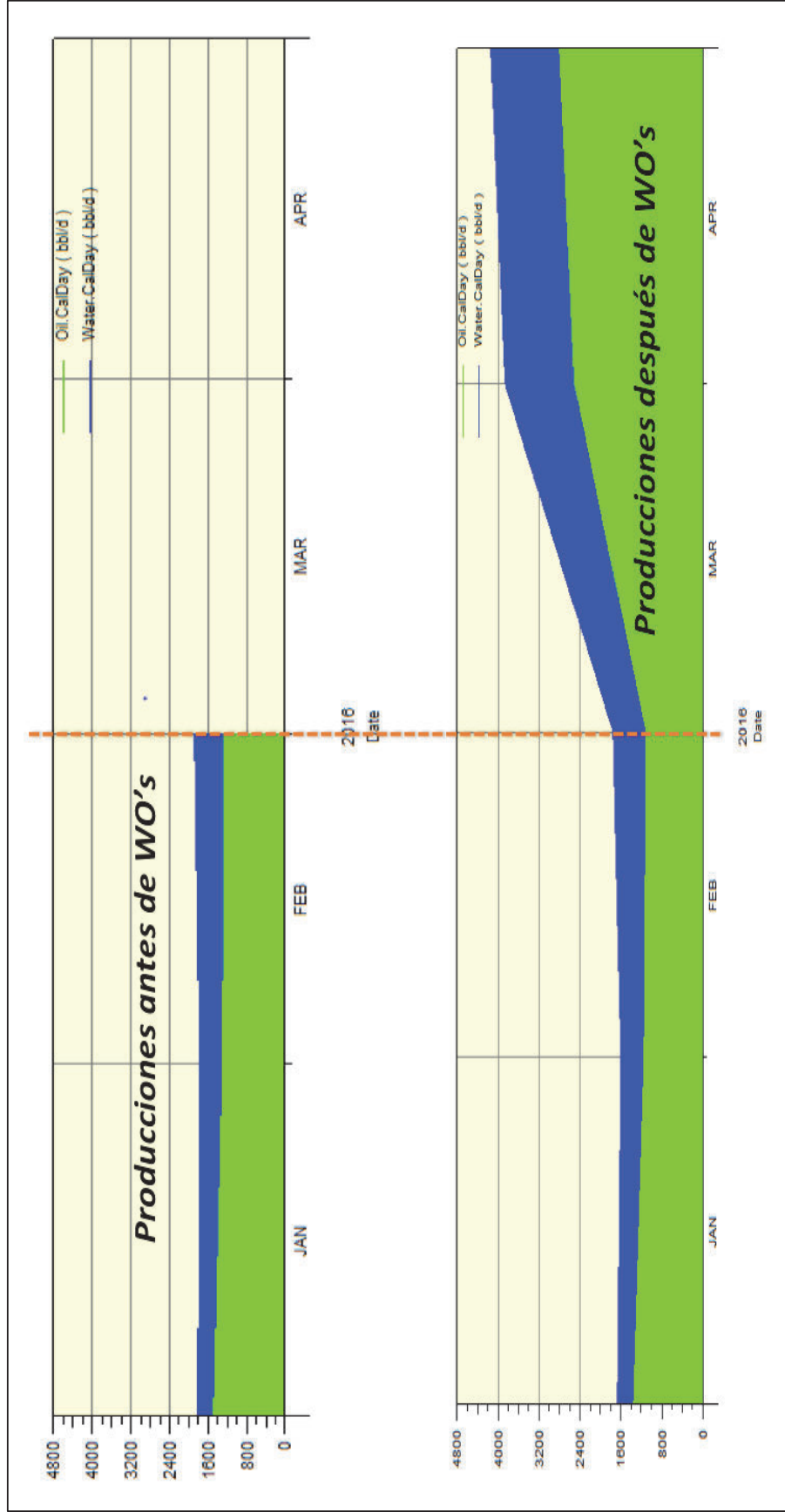
<b>ZONA OESTE</b>														
BLOQUE A														
CÁLCULO DE RESERVAS														
CAMPO : ZEKE														
POZO: ZEKE-030														
CÁLCULO DE PETRÓLEO EN SITIO, RESERVAS INICIALES Y REMANENTES														
$Np = 7758 * A * Ho * So * Porosidad / Boi.$														
ARENA	MÉTODO DE CÁLCULO	F.Conv.BL	AREA		Ho	So	PORO.	Boi.	V.IN S.		FR	RESERVAS INICIALES N (STB)	PRODUCCIÓN ACUMULADA Np (STB)	REMANENTE S Nr (STB)
			(ACRES)						(Pies)					
U Inf	DECLINACIÓN	7,758	86.21		72	0.843	0.165	1.138	5,885,799	0.27	1,605,030	291,704	1,313,326	
<b>TOTAL</b>										5,885,799		1,313,326		
<b>CALCULO DEL AREA DE PRODUCCION EN ACRES</b>														
FORMULA= A=Pi*R2														
DS-POZOS	DIS.PROM	R.PROM.	Pi	R.PROM.	ACRES									
634	3.14	333	86.21											
466														
900														
2000	667	333												

Fuente: Shaya Ecuador S.A.  
Elaborado por: Wilson Jiménez

**Anexo No. 5**

**INCREMENTAL DE PRODUCCIÓN**

## INCREMENTAL DE PRODUCCIÓN



Fuente: Shaya Ecuador S.A.  
 Elaborado por: Wilson Jiménez

**Anexo No. 6**  
**CENTRO DE COSTOS**

## ANEXO NO. 6.1. CENTRO DE COSTOS POZO KON-136

KON-136				
INVERSION			COSTO	%
Adquisición			\$13,000,000.00	58.523%
Exploración	Sísmica y Geología		\$700,000.00	3.151%
	Pozos exploratorios		\$2,200,000.00	9.904%
Explotación	Perforación		\$4,954,822.00	22.305%
	Completación y Pruebas Iniciales	Trabajo de la torre	\$398,450.85	1.794%
		Inspección de tubulares	\$3,479.64	0.016%
		Protectores, mid joint y qci	\$1,051.46	0.005%
		Corrida de tubing	\$24,250.00	0.109%
		BHA limpieza	\$14,774.00	0.067%
		Fluido de control, unidad de filtración	\$32,672.64	0.147%
		Evaluación con mtu	\$11,521.15	0.052%
		Spooler	\$2,586.88	0.012%
		Cañoneo con tcp y correlación	\$134,375.71	0.605%
		Corrida de BES	\$23,368.78	0.105%
		Tubería de completación bodega	\$23,297.81	0.105%
		Combustible	\$14,143.33	0.064%
		Control de solidos	\$9,773.94	0.044%
	Fluido de control	\$12,299.69	0.055%	
	Subtotal		\$706,045.88	3.178%
	Workover No 1 Cañoneo	Renta de taladro de WO	\$133,950.00	0.603%
		Corrida de tubing	\$19,008.00	0.086%
		Operaciones de re-disparo	\$151,528.20	0.682%
Inspección de tubulares boca de pozo		\$6,833.00	0.031%	
Servicio de slick line		\$6,666.67	0.030%	
BHA limpieza		\$22,442.04	0.101%	
Agua de matado		\$28,696.00	0.129%	
Unidad de filtración		\$3,868.00	0.017%	
Spooler		\$3,707.00	0.017%	
Logística de materiales		\$1,500.00	0.007%	
Ambulancias		\$2,505.00	0.011%	
Vacuum		\$3,000.00	0.014%	
IT & Telecom		\$1,695.38	0.008%	
Adecuaciones en locación		\$2,000.00	0.009%	
Equipo BES		\$220,000.00	0.990%	
Tubería de producción y accesorios	\$40,202.79	0.181%		
Mantenimiento de cabezal	\$5,000.00	0.023%		
Subtotal		\$652,602.08	2.938%	
<b>Total</b>		<b>\$22,213,469.96</b>	<b>100%</b>	

Fuente: Shaya Ecuador S.A.

Elaborado por: Wilson Jiménez

## ANEXO NO. 6.2. CENTRO DE COSTOS POZO KON-173

KON-173				
INVERSION		COSTO	%	
Adquisición		\$13,000,000.00	57.296%	
Exploración	Sísmica y Geología	\$700,000.00	3.085%	
	Pozos exploratorios	\$2,200,000.00	9.696%	
Explotación	Perforación		\$4,954,822.00	21.838%
	Completación y Pruebas Iniciales	Trabajo de la torre	\$217,744.69	0.960%
		Combustibles	\$9,571.85	0.042%
		Fluidos de completación (bodega)	\$6,594.00	0.029%
		Materiales de completación de fondo	\$59,372.22	0.262%
		Tubería de completación (bodega)	\$102,794.76	0.453%
		Equipo bes - bha	\$231,324.43	1.020%
		Servicio de completación de fondo	\$78,526.10	0.346%
		Servicio de fluidos de completación	\$49,566.46	0.218%
		Servicio de limpieza química y mecánica	\$13,209.40	0.058%
		Servicio control de solidos completación	\$33,090.95	0.146%
		Servicio de camión vaccum	\$440.00	0.002%
		Servicio de slick line	\$469.92	0.002%
		Servicio de completación de fondo	\$1,069.70	0.005%
		Servicio de disparos	\$28,626.78	0.126%
		Servicio de gerenciamiento	\$15,848.00	0.070%
		Servicio de completación de fondo	\$4,875.44	0.021%
		Corrida de tubulares	\$11,250.00	0.050%
	Servicio de catering	\$1,664.00	0.007%	
	Servicio de registros eléctricos	\$58,431.81	0.258%	
	Servicio de limpieza química y mecánica	\$22,397.99	0.099%	
	Subtotal		\$946,868.50	4.173%
	Workover 1	Servicio de taladro	\$167,750.02	0.739%
		Retiro de conectores	\$1,069.70	0.005%
		Desarmado de equipo BES	\$169.68	0.001%
		Fluido de control	\$62,261.28	0.274%
		Diésel para taladro	\$3,783.04	0.017%
	Subtotal		\$235,033.72	1.036%
	Workover No 2 Cañoneo	Renta de taladro de WO	\$133,950.00	0.590%
		Corrida de tubing	\$19,008.00	0.084%
		Operaciones de re-disparo	\$151,528.20	0.668%
		Inspección de tubulares boca de pozo	\$6,833.00	0.030%
		Servicio de slick line	\$6,666.67	0.029%
BHA limpieza		\$22,442.04	0.099%	
Agua de matado		\$28,696.00	0.126%	
Unidad de filtración		\$3,868.00	0.017%	
Spooler		\$3,707.00	0.016%	
Logística de materiales		\$1,500.00	0.007%	
Ambulancias		\$2,505.00	0.011%	
Vacuum		\$3,000.00	0.013%	
IT & Telecom		\$1,695.38	0.007%	
Adecuaciones en locación		\$2,000.00	0.009%	
Equipo BES		\$220,000.00	0.970%	
Tubería de producción y accesorios	\$40,202.79	0.177%		
Mantenimiento de cabezal	\$5,000.00	0.022%		
Subtotal		\$652,602.08	2.876%	
<b>Total</b>		<b>\$22,689,326.30</b>	<b>100%</b>	

Fuente: Shaya Ecuador S.A.

Elaborado por: Wilson Jiménez

## ANEXO NO. 6.3. CENTRO DE COSTOS POZO ZEKE-029S1

ZEKE-029S1				
INVERSION			COSTO	%
Adquisición			\$13,000,000.00	56.486%
Exploración	Sísmica y Geología		\$700,000.00	3.042%
	Pozos exploratorios		\$2,200,000.00	9.559%
Explotación	Perforación		\$4,954,822.00	21.529%
	Completación y Pruebas Iniciales	Servicio de taladro de completación	\$410,332.50	1.783%
		Servicio de equipo pesado	\$7,735.00	0.034%
		Servicio de camión vaccum	\$9,840.00	0.043%
		Servicio catering	\$7,947.50	0.035%
		Servicio de transporte	\$510.00	0.002%
		Renta de equipos	\$1,040.00	0.005%
		Materiales de completación de fondo	\$46,661.36	0.203%
		Servicio control de solidos	\$66,362.96	0.288%
		Servicio de gerenciamiento	\$18,460.00	0.080%
		Servicio de slick line	\$1,392.28	0.006%
		Servicio de limpieza química y mecánica	\$17,385.03	0.076%
		Servicio de fluidos de completación	\$21,134.79	0.092%
		Servicio de inspección de tubulares	\$3,956.40	0.017%
		Servicio de registros eléctricos	\$87,458.75	0.380%
		Servicio de limpieza química y mecánica	\$17,333.44	0.075%
		Servicio de disparos	\$86,234.93	0.375%
		Materiales de completación de fondo	\$2,395.16	0.010%
		Materiales de completación de fondo	\$40,000.00	0.174%
		Servicio de corrida de tubulares	\$144,980.00	0.630%
		Equipo BES	\$300,000.00	1.304%
	Medio ambiente	\$821.25	0.004%	
	Combustibles completación	\$10,573.51	0.046%	
	Materiales completación	\$31,300.00	0.136%	
	Servicio de base permanente obreros y guardias	\$106.79	0.000%	
	Tubería de completación bodega	\$173,009.85	0.752%	
	Subtotal		\$1,506,971.50	6.548%
	Workover No 1 Cañoneo	Renta de taladro de WO	\$133,950.00	0.582%
		Corrida de tubing	\$19,008.00	0.083%
		Operaciones de re-disparo	\$151,528.20	0.658%
		Inspección de tubulares boca de pozo	\$6,833.00	0.030%
		Servicio de slick line	\$6,666.67	0.029%
		BHA limpieza	\$22,442.04	0.098%
Agua de matado		\$28,696.00	0.125%	
Unidad de filtración		\$3,868.00	0.017%	
Spooler		\$3,707.00	0.016%	
Logística de materiales		\$1,500.00	0.007%	
Ambulancias		\$2,505.00	0.011%	
Vacuum		\$3,000.00	0.013%	
IT & Telecom		\$1,695.38	0.007%	
Adecuaciones en locación		\$2,000.00	0.009%	
Equipo BES		\$220,000.00	0.956%	
Tubería de producción y accesorios	\$40,202.79	0.175%		
Mantenimiento de cabezal	\$5,000.00	0.022%		
Subtotal		\$652,602.08	2.836%	
<b>Total</b>		<b>\$23,014,395.58</b>	<b>100%</b>	

Fuente: Shaya Ecuador S.A.

Elaborado por: Wilson Jiménez

## ANEXO NO. 6.4. CENTRO DE COSTOS POZO KON-083

KON-083				
INVERSION		COSTO	%	
Adquisición		\$13,000,000.00	58.941%	
Exploración	Sísmica y Geología	\$700,000.00	3.174%	
	Pozos exploratorios	\$2,200,000.00	9.975%	
Explotación	Perforación		\$4,954,822.00	22.465%
	Completación y Pruebas Iniciales	Movimiento de la torre	\$10,000.00	0.045%
		Trabajo de la torre	\$105,000.00	0.476%
		Supervisión y transporte	\$15,000.00	0.068%
		Químicos	\$5,000.00	0.023%
		Equipo de subsuelo y sup.	\$200,000.00	0.907%
		Supervisión e instal. Tcp	\$25,000.00	0.113%
		Spooler + vac + w/l+ eval	\$30,000.00	0.136%
		Cable electrico	\$50,000.00	0.227%
		Tcp	\$50,000.00	0.227%
	Contingencias (+/- 30%)	\$160,000.00	0.725%	
	Subtotal		\$650,000.00	2.947%
	Workover No 1 Cañoneo	Renta de taladro de WO	\$85,728.00	0.389%
		Corrida de tubing	\$19,008.00	0.086%
		Cañoneo Wireline	\$99,709.03	0.452%
		Inspección de tubulares boca de pozo	\$6,833.00	0.031%
		Servicio de slick line	\$6,666.67	0.030%
		BHA limpieza	\$22,668.73	0.103%
		Agua de matado	\$28,409.04	0.129%
		Unidad de filtración	\$3,868.00	0.018%
Spooler		\$3,707.00	0.017%	
Logística de materiales		\$1,500.00	0.007%	
Ambulancias		\$1,605.00	0.007%	
Vacuum		\$3,000.00	0.014%	
IT & Telecom		\$1,086.26	0.005%	
Adecuaciones en locación		\$2,000.00	0.009%	
Equipo BES		\$220,000.00	0.997%	
Tubería de producción y accesorios	\$40,202.79	0.182%		
Mantenimiento de cabezal	\$5,000.00	0.023%		
Subtotal		\$550,991.52	2.498%	
<b>Total</b>		<b>\$22,055,813.52</b>	<b>100%</b>	

Fuente: Shaya Ecuador S.A.

Elaborado por: Wilson Jiménez



## ANEXO NO. 6.5. CENTRO DE COSTOS POZO ZEKE-030

ZEKE-030				
INVERSION			COSTO	%
Adquisición			\$13,000,000.00	55.787%
Exploración	Sísmica y Geología		\$700,000.00	3.004%
	Pozos exploratorios		\$2,200,000.00	9.441%
Explotación	Perforación		\$4,954,822.00	21.263%
	Completación y Pruebas Iniciales	Trabajo de la torre	\$612,473.87	2.628%
		Vacuum / montacarga / transporte	\$19,717.58	0.085%
		Servicio de catering	\$10,602.90	0.046%
		Servicio lodos completación / servicio limpieza química y mecánica	\$15,274.00	0.066%
			\$194,947.00	0.837%
		Unidad de slick line	\$6,660.33	0.029%
		Químicos para tratar fluido de control	\$81,835.17	0.351%
		Registros eléctricos (cemento, correlaciones)	\$111,612.35	0.479%
		Schlumberger TCP	\$211,121.75	0.906%
		Supervisor ambiental	\$1,372.00	0.006%
		Asistencia comunitaria	\$8,146.20	0.035%
		Servicios de base permante obrero y guardias	\$3,582.50	0.015%
		Instalación de equipo bes centrilift	\$275,651.48	1.183%
		Tubería y materiales completación	\$258,654.43	1.110%
		Quick connector	\$3,024.56	0.013%
		Comunicaciones	\$762.10	0.003%
		Servicio inspección reparación de tubulares completación	\$3,956.40	0.017%
		Combustibles completación/grasa para tubería	\$14,245.28	0.061%
	Servicio de corrida de tubería	\$30,720.00	0.132%	
	Servicio de pruebas de producción	\$32,682.00	0.140%	
	Subtotal		\$1,897,041.90	8.141%
	Workover No 1 Cañoneo	Renta de taladro de WO	\$85,728.00	0.368%
		Corrida de tubing	\$19,008.00	0.082%
		Cañoneo Wireline	\$99,709.03	0.428%
		Inspección de tubulares boca de pozo	\$6,833.00	0.029%
		Servicio de slick line	\$6,666.67	0.029%
		BHA limpieza	\$22,668.73	0.097%
		Agua de matado	\$28,409.04	0.122%
		Unidad de filtración	\$3,868.00	0.017%
Spooler		\$3,707.00	0.016%	
Logística de materiales		\$1,500.00	0.006%	
Ambulancias		\$1,605.00	0.007%	
Vacuum		\$3,000.00	0.013%	
IT & Telecom		\$1,086.26	0.005%	
Adecuaciones en locación		\$2,000.00	0.009%	
Equipo BES		\$220,000.00	0.944%	
Tubería de producción y accesorios	\$40,202.79	0.173%		
Mantenimiento de cabezal	\$5,000.00	0.021%		
Subtotal		\$550,991.52	2.364%	
<b>Total</b>		<b>\$23,302,855.42</b>	<b>100%</b>	

Fuente: Shaya Ecuador S.A.

Elaborado por: Wilson Jiménez

**Anexo No. 7**

**FÓRMULAS CÁLCULO PROPIEDADES PETROFÍSICAS  
A PARTIR DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS**

## CÁLCULO DE POROSIDAD

Sónico

$$\phi_S = \frac{\Delta t_r - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

$\Delta t_r$  = tiempo de transito leído en el registro

$\Delta t_{ma}$  = tiempo de transito de la matriz de la roca

$\Delta t_f$  = tiempo de tránsito de fluido que satura los poros de la roca

Density

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_r}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

$\rho_{ma}$  = densidad de la matriz

$\rho_r$  = densidad leída en el registro

$\rho_f$  = densidad del fluido que satura los poros

Neutronic-Density

$$\phi_{N-D} = \sqrt{\frac{\phi_N^2 + \phi_D^2}{2}}$$

$\phi_N$  = porosidad del registro neutrónico

$\phi_D$  = porosidad del registro density

Porosidad Efectiva

$$\phi_e = \phi_{N-D} - V_{sh} * \phi_{sh}$$

$V_{sh}$  = volumen de arcilla

$\phi_{sh}$  = porosidad de arcilla

$\phi_{N-D}$  = porosidad total

## ÍNDICE DE ARCILLA

A partir del Gamma Ray

$$I_{sh} = \frac{GR_r - GR_l}{GR_a - GR_l}$$

$GR_r$  = valor del Gamma Ray leído en el registro

$GR_l$  = valor del Gamma Ray en la capa limpia

$GR_a$  = valor del Gamma Ray en la capa arcillosa

A partir del SP

$$I_{sh} = 1 - \left( \frac{PSP}{SSP} \right)$$

$PSP$  = potencial espontáneo pseudo estático

$SSP$  = potencial espontáneo estático de una arena limpia

A partir de la Resistividad

$$I_{sh} = \sqrt{\frac{R_{sh}}{R_t}}$$

$R_{sh}$  = resistividad de la arcilla

$R_t$  = resistividad de la zona no invadida

A partir del Neutrón - Density

$$I_{sh} = \frac{\phi_N - \phi_D}{\phi_{Nsh} - \phi_{Dsh}}$$

$\phi_N$  = porosidad del neutrón

$\phi_D$  = porosidad del densidad

$\phi_{Nsh}$  = porosidad del neutronico en lutita  
 $\phi_{Dsh}$  = porosidad del density en lutita

A partir del Neutrón – Sónico

$$I_{sh} = \frac{\phi_N - \phi_S}{\phi_{Nsh} - \phi_{Ssh}}$$

$\phi_N$  = porosidad del neutrónio  
 $\phi_S$  = porosidad del sónico  
 $\phi_{Nsh}$  = porosidad del neutronico en lutita  
 $\phi_{Ssh}$  = porosidad del sónico en lutita

A partir del Density - Sónico

$$I_{sh} = \frac{\phi_D - \phi_S}{\phi_{Dsh} - \phi_{Ssh}}$$

$\phi_S$  = porosidad del sónico  
 $\phi_D$  = porosidad del desnity  
 $\phi_{Ssh}$  = porosidad del sónico en lutita  
 $\phi_{Dsh}$  = porosidad del density en lutita

## VOLUMEN DE ARCILLA

Modelo lineal

$$V_{sh} = I_{sh}$$

$I_{sh}$  = índice de arcilla

Modelo de Clavier

$$V_{sh} = 1.7 - (3.38 - (I_{sh} + 0.7)^2)^{0.5}$$

$I_{sh}$  = índice de arcilla

Modelo de Steiber

$$V_{sh} = 0.5 \left( \frac{I_{sh}}{1.5 - V_{sh}} \right)$$

$I_{sh}$  = índice de arcilla

### FACTOR DE FORMACIÓN

General

$$F = \frac{a}{\phi^m}$$

$a$  = fator de tortuosidad

$\phi$  = porosidad

$m$  = exponente de la cementación

Carbonatos

$$F = \frac{1}{\phi^2}$$

Areniscas consolidadas

$$F = \frac{0.81}{\phi^2}$$

Arenas sin consolidar

$$F = \frac{0.62}{\phi^{2.15}}$$

### RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN

$$SSP = K * \log\left(\frac{Rmf}{Rw}\right)$$

$$K = 60 + (0.133 * T_f)$$

*Rmf = resistividad del filtrado de barro*

*Rw = resistividad del agua de formación*

*SSP = potencial espontáneo estático de una arena limpia*

*T<sub>f</sub> = temperatura de la formación*

### SATURACIÓN DE AGUA

Saturación de agua de la zona invadida

$$S_w^n = F * \frac{R_w}{R_t}$$

*R<sub>w</sub> = resistividad del agua de formación*

*R<sub>t</sub> = resistividad de la zona no invadida*

*n = exponente de saturación*

*F = factor de formación*

Saturación de agua de la zona lavada

$$S_o^n = F * \frac{R_{mf}}{R_{xo}}$$

$$S_w = \left( \frac{\left( \frac{R_{x0}}{R_t} \right)}{\left( \frac{R_{mf}}{R_w} \right)} \right)^{0.625}$$

$R_{x0}$  = resistividad de la zona lavada

$R_{mf}$  = resistividad del filtrado de barro

$R_w$  = resistividad del agua de formación

$R_t$  = resistividad de la zona no invadida

#### Método de Simandoux

$$S_w = \left( \frac{a * R_w}{2 * \phi * e^2} \right) \left( \left( \left( \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 + \frac{4 * \phi * e^2}{a * R_w * R_t} \right)^{0.5} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)$$

$R_{sh}$  = resistividad de la zona arcillosa

$V_{sh}$  = volumen de arcilla

$R_w$  = resistividad del agua de formación

$R_t$  = resistividad de la zona no invadida

$a$  = fator de tortuosidad

$\phi$  = porosidad

#### Modelo de Waxman-Smiths

$$Q_v = \frac{CEC * (1 - \phi) * \rho_{ma}}{100 * \phi}$$

$$S_w^{-n} = \left( \frac{R_t}{F * R_w} \right) \left( 1 + \frac{R_w * B * Q_v}{S_w} \right)$$

$R_w$  = resistividad del agua de formación

$R_t$  = resistividad de la zona no invadida

$F$  = fator de formación

$B$  = conductividad específica de los cationes

$Q_v$  = capacidad de intercambio cationico por unidad de volumen poroso

$CEC$  = capacidad de intercambio catiónico

$\rho_{ma}$  = densidad de la matriz

$\phi$  = porosidad



Modelo de Indonesia

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left( \frac{V_{sh} * \left(1 - \frac{V_{sh}}{2}\right)}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\phi^{\frac{m}{2}}}{\sqrt{a * R_w}} \right) S_w^{\frac{n}{2}}$$

$R_{sh}$  = resistividad de la zona arcillosa  
 $V_{sh}$  = volumen de arcilla  
 $R_w$  = resistividad del agua de formación  
 $R_t$  = resistividad de la zona no invadida  
 $a$  = fator de tortuosidad  
 $\phi$  = porosidad  
 $n$  = exponente de saturación  
 $m$  = exponente de la cementación

### VOLUMEN DE AGUA PORAL

$$BVW = \phi * S_w$$

$S_w$  = saturación de agua  
 $\phi$  = porosidad

### PERMEABILIDAD

Hidrocarburo

$$K = \left( 250 * \left( \frac{\phi^3}{S_{wirr}} \right) \right)^2$$

Gas

$$K = \left( 79 * \left( \frac{\phi^3}{S_{wirr}} \right) \right)^2$$

$S_{wirr}$  = saturación de agua irreductible  
 $\phi$  = porosidad

## POROSIDAD DERIVADA DEL PERFIL DE RESITIVIDAD

Porosidad derivada del perfil de resistividad de la zona lavada

$$\phi = \left( \frac{a * R_{mf}}{R_{xo}} \right)^{1/m}$$

$R_{xo}$  = resistividad de la zona lavada  
 $R_{mf}$  = resistividad del filtrado de barro  
 $a$  = fator de tortuosidad  
 $m$  = exponente de la cementación

Porosidad derivada del perfil de resistividad poco profunda de una formación

$$\phi = \left( \frac{a * \left( \frac{R_{mf}}{R_{xo}} \right)}{S_{xo}^2} \right)^{1/m}$$

$R_{xo}$  = resistividad de la zona lavada  
 $R_{mf}$  = resistividad del filtrado de barro  
 $a$  = fator de tortuosidad  
 $m$  = exponente de la cementación  
 $S$  = Saturación de agua de la zona lavada

## VOLUMEN DE LUTITAS

Indice de Gamma Ray

$$I_{GR} = \frac{GR_r - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

$GR_r$  = lectura de Gamma Ray del registro

$GR_{min}$  = valor mínimo de Gamma Ray

$GR_{max}$  = valor máximo de Gamma Ray

Volumen de lutitas en rocas consolidadas

$$V_{sh} = 0.33 * (2^{(2*I_{GR})} - 1)$$

Volumen de lutitas en rocas consolidadas

$$V_{sh} = 0.083 * (2^{(3.7*I_{GR})} - 1)$$

## Ejercicio

**Cálculo de Vsh**

Para el cálculo del volumen de arcillosidad se considera un modelo lineal en el cual el volumen de arcillosidad es igual al índice de arcillosidad

$$V_{sh} = \frac{GR_r - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

Donde el GRmin es el Gamma Ray de la arena limpia en este caso de 20 °API, el GRmax es el Gamma Ray de la lutita en este caso 120 °API, y el GRr es el Gamma Ray leído en el registro.

Se obtienen los siguientes valores:

Profundidad (TVD)	GRr	Vsh
10305	56	0.36
10307	42	0.22
10309	48	0.28
10311	62	0.42
10313	100	0.8

## Cálculo Porosidad

Para el cálculo de la porosidad se utiliza la combinación del registro neutrónico y el registro density.

Para el cálculo por el registro density se utiliza la siguiente fórmula:

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_r}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

Donde  $\rho_{ma}$  es la densidad de la matriz en este caso tiene un valor de 2,65 g/m<sup>3</sup>,  $\rho_f$  es la densidad del fluido que satura los poros que en este caso tiene un valor de 1, y  $\rho_r$  es la densidad leída en el registro.

Para el registro neutrónico se utiliza la siguiente fórmula:

$$\phi_{N-D} = \sqrt{\frac{\phi_N^2 + \phi_D^2}{2}}$$

Donde  $\phi_N$  es la porosidad leída del registro neutrónico, y  $\phi_D$  es la porosidad calculada con la fórmula anterior

Se obtienen los siguientes valores:

Profundidad (TVD)	$\rho_r$	$\phi_D$	$\phi_N$	$\phi_{D-N}$
10305	2.37	0.16969697	0.13	0.151157305
10307	2.35	0.181818182	0.12	0.154041961
10309	2.42	0.139393939	0.14	0.139697298
10311	2.33	0.193939394	0.18	0.187099557
10313	2.5	0.090909091	0.19	0.148937005

### Cálculo Resistividad del agua de formación

Para el cálculo de la resistividad de la formación primero se debe determinar la temperatura de formación con la siguiente fórmula:

$$T_f = T_s + \frac{T_t - T_s}{P_t} * P_f$$

Donde se tiene una temperatura de fondo de 336 °F, una temperatura de superficie de 80 °F, una profundidad total de 10468 ft y una profundidad en el intervalo de 10305 ft, con lo que obtenemos una temperatura del intervalo de 332.

Luego determinar  $R_m$  y  $R_{mf}$  a la temperatura del intervalo utilizando la siguiente fórmula:

$$R_2 = R_1 * \frac{T_1 + C}{T_2 + C}$$

Donde  $R_m$  y  $R_{mf}$  se leen en el encabezado del registro,  $R_m$  a 75 °F es 1,517  $\Omega.m$  y  $R_{mf}$  a 75 °F es 1,964  $\Omega.m$ .

Y mediante la aplicación de la fórmula se obtiene un valor de  $R_m$  de  $0.366 \Omega.m$  a  $332^\circ F$  y  $R_{mf}$  de  $0,475 \Omega.m$  a  $332^\circ F$ .

Se lee la amplitud de la curva SP a partir de la línea base de lutitas a la máxima deflexión que es de  $-50$  mV. Se determina el espesor de la capa a partir de los puntos de inflexión de la curva SP que es de  $41$  ft.

En el registro normal corta se lee  $R_i$  con un valor de  $20 \Omega.m$ , y se obtiene el factor de conversión en la gráfica factor de conversión por espesor de capa que en este caso tiene un valor de  $1$ .

Luego se utiliza la siguiente fórmula para determinar el potencial espontáneo estático de una arena limpia:

$$SSP = SP * f$$

Donde SSP tiene un valor de  $-50$  mV.

Luego despejamos  $k$  de la siguiente fórmula para obtener la permeabilidad:

$$SSP = K * \log\left(\frac{R_{mf}}{R_w}\right)$$

Se obtienen una Resistividad del agua de formación de  $0,1589 \Omega.m$ .

### Cálculo Saturación de Agua

Para el cálculo de la saturación de agua se utilizará el modelo general que tiene la siguiente ecuación:

$$S_w = \sqrt{\frac{a * R_w}{\phi_e^2 * R_t} + \left(\frac{a * R_w * V_{sh}}{2 * \phi_e^2 * R_{sh}}\right)^2} - \frac{a * R_w * V_{sh}}{2 * \phi_e^2 * R_{sh}}$$

Donde Rsh es la resistividad de la zona arcillosa que tiene un valor de 50  $\Omega$ .m, y a es el factor de tortuosidad que tiene un valor de 0,62

Se obtienen los siguientes valores:

Profundidad (TVD)	Vsh	Rt	$\phi$	Sw
10305	0.36	280	0.151157305	0.048343639
10307	0.22	250	0.154041961	0.049997884
10309	0.28	290	0.139697298	0.049332749
10311	0.42	310	0.187099557	0.040670222
10313	0.8	800	0.148937005	0.040426555

### Cálculo Permeabilidad

Para el cálculo de la permeabilidad se utilizará la siguiente fórmula:

$$K = \left(250 * \left(\frac{\phi^3}{S_{wirr}}\right)\right)^2$$



Donde  $S_{wirr}$  es la saturación de agua irreducible que en este caso asumiremos que es igual a la saturación de agua.

Se obtienen los siguientes valores:

Profundidad (TVD)	$\phi$	Sw	K
10305	0.151157305	0.048343639	318.9893431
10307	0.154041961	0.049997884	334.049624
10309	0.139697298	0.049332749	190.8698896
10311	0.187099557	0.040670222	1620.927119
10313	0.148937005	0.040426555	417.409423

**Anexo No. 8**

**HISTÓRICO DE PRODUCCIONES**

## ANEXO No. 8.1. HISTORICO DE PRODUCCIÓN POZO KON-136

POZO	FECHA	BFPD	BPPD	GAS	BAPD	API	BSW	PC	PIP	AMP	HZ	VL TJ	BOMBA	SALINIDA	COMENTARIOS
ACAF-136HS	14-jul-15	936	170	2.04	766		81.9	100			0.0		JET-11K		EVALUANDO CON MTU
ACAF-136HS	13-ago-15	1171.7	1160	13.9	11.7	31.8	1.0	60.0	1223	34	55.3	445	D-1150N	0	
ACAF-136HS	31-ago-15	1164.7	1153	13.5	11.7	31.8	1.0	60.0	1394	34	55.6	444	D-1150N	0	
ACAF-136HS	14-sep-15	1161.6	1150	13.8	11.6	31.8	1.0	55.0	1219	33	56.0	455	D-1150N	0	
ACAF-136HS	16-sep-15	1121.2	1110	13.3	11.2	31.8	1.0	55.0	1200	33	56.0	455	D-1150N	0	
ACAF-136HS	9-oct-15	1029.3	1019	12.2	10.3	31.8	1.0	55.0	1200	33	56.0	455	D-1150N	300	
ACAF-136HS	13-oct-15	933.33	924	11.1	9.33	31.8	1.0	180	354	32	56.0	447	D-1150N	300	CHEQUIAR SENSOR
ACAF-136HS	31-oct-15	750	705	8.46	45	31.8	6.0	136	690	25	51.5	414	D-1150N	300	SEGUIMIENTO DE PIP DE 790 PSI/A 680 PSI Y APORTE. -48 BLS
ACAF-136HS	1-nov-15	697.9	656	7.87	41.9	31.8	6.0	136	590	25	51.5	414	D-1150N	300	DECLINA PIP A 590 PSI Y APORTE -49 BLS
ACAF-136HS	16-nov-15	662	609	7.31	53	31.8	8.0	136	552	25		414	D-1150N	300	incrementa bsw de 6 @ 8 %
ACAF-136HS	28-nov-15	464.9	437	5.2	27.9	31.8	6.0	60.0	315	25	51.5	414	D-1150N	3500	BAJA PIP DE 365@315 PSI. (-45 BLS)
ACAF-136HS	4-dic-15	411.7	387	4.69	24.7	31.8	6.0	60.0	280	25	51.5	414	D-1150N	3500	BAJA PIP DE 315@280 PSI. (-50 BLS)
ACAF-136HS	20-dic-15	311.9	262	3.1	49.9	31.8	16.0	45.0	250	25	51.5	414	D-1150N	3500	DECLINA PRODUCCION PRODUCE MODO PID.
ACAF-136HS	21-dic-15	279.8	235	2.82	44.8	31.8	16.0	45.0	250	25	51.5	414	D-1150N	3500	DECLINA PRODUCCION PRODUCE MODO PID.
ACAF-136HS	19-ene-16	209.6	176	2.1	33.6	31.8	16.0	45.0	298	20	52.5	416	D-1150N	3500	BAJO APORTE DECLINA PIP DE 355 PSI @ 298PSI
ACAF-136HS	20-ene-16	165.4	139	1.66	26.4	31.8	16.0	45.0	280	18	53.2	420	D-1150N	3500	DECLINA PIP @ 280 PSI. (-38 BLS)
ACAF-136HS	4-feb-16	150	114	1.37	36	31.8	24.0	20.0	280	32	53.2	420	D-1150N	3500	INCREMENTA BSW DE 16 @ 24%
ACAF-136HS	9-feb-16	116	88.2	1.06	27.8	31.8	24.0	20.0	222	18	53.2	420	D-1150N	3500	BAJO APORTE DECLINA PI DE 280 PSI @ 222 PSI
ACAF-136HS	27-feb-16	116	92.8	1.17	23.2	31.8	20.0	20.0	222	18	53.0	420	D-1150N	3500	
ACAF-136HS	14-mar-16	116	92.8	1.17	23.2	31.8	20.0	10.0	226	18	53.0	416	D-1150N	3500	ACTUALIZACION DE PARAMETROS

**ANEXO No. 8.2. HISTORICO DE PRODUCCIÓN POZO KON-173**

POZO	FECHA	BFPD	BPPD	GAS	BAPD	API	BSW	PC	PIP	AMP	HZ	VL TJ	BOMBA	SALINIDA	COMENTARIOS
ACAAQ-173HI	3-dic-14	1110	311	2.8	799	32.5	72.0	250	1377	51	48.6	389	P23X	11000	Inicia evaluación
ACAAQ-173HI	10-dic-14	966.67	957	8.61	9.67	32.5	1.0	250	1025	46	49.0	393	P23X	11000	
ACAAQ-173HI	15-dic-14	960.61	951	8.56	9.61	32.5	1.0	239	1000	44	49.0	392	P23X	11000	NO REGISTRA PARAMETROS DE FONDO P.D
ACAAQ-173HI	7-ene-15	396	141	1.69	255	32.5	64.4	253	683	38	52.9	448	P23X	11000	
ACAAQ-173HI	8-mar-15	485.86	481	5.77	4.86	32.3	1.0	150	300	35	55.0	464	P18X H6 (3)	22850	TRABAJA EN MODO PID
ACAAQ-173HI	19-mar-15	497.98	493	5.92	4.98	32.3	1.0	150	341	37	55.0	466	P18X H6 (3)	22850	
ACAAQ-173HI	2-jun-15	415.15	411	3.69	4.15	32.3	1.0	150	200	34	52.5	449	P18X H6 (3)	0	TRABAJA EN MODO PID
ACAAQ-173HI	13-jun-15	246.46	244	2.93	2.46	32.3	1.0	170	201	38	53.4	452	P18X H6 (3)	0	TRABAJA EN MODO PID
ACAAQ-173HI	31-jul-15	253.54	251	3.04	2.54	32.3	1.0	180	203	33	52.1	442	P18X H6 (3)	22850	
ACAAQ-173HI	3-ago-15	252.53	250	2.25	2.53	32.3	1.0	200	200	31	54.0	442	P18X H6 (3)	22850	
ACAAQ-173HI	3-sep-15	250.5	248	2.96	2.5	32.3	1.0	200	200	33	54.0	448	P18X H6 (3)	22850	TRABAJA EN MODO PID A 200 PSI
ACAAQ-173HI	26-oct-15	229.29	227	2.72	2.29	32.3	1.0	180	197	38	54.0	465	P18X H6 (3)	22850	TRABAJA EN MODO PID A 200 PSI
ACAAQ-173HI	19-dic-15	197.98	196	1.76	1.98	32.3	1.0	180	197	39	54.0	465	P18X H6 (3)	22850	BAJO PIP DE 229 @ 197 .
ACAAQ-173HI	30-ene-16	195.96	194	1.75	1.96	32.3	1.0	180	197	39	54.0	465	P18X H6 (3)	22850	
ACAAQ-173HI	14-mar-16	195.96	194	1.75	1.96	32.3	1.0	120	231	32	51.0	436	P18X H6 (3)	22850	POZO TRABAJA EN MODO PID DE 51 @ 54 HZ - ACTUALIZACIÓN DE PARAMETROS

## ANEXO No. 8.3. HISTORICO DE PRODUCCIÓN POZO ZEKE-029S1

POZO	FECHA	BFPD	BPPD	GAS	BAPD	API	BSW	PC	PIP	AMP	HZ	VL.TJ	BOMBA	SALINIDA	COMENTARIOS
YCAF-029S1 UI	3-feb-14	841.6	44.6	5.13	797	10.0	94.7	19.0	1791	44	50.7	394	PF 10X		Inicia evaluación
YCAF-029S1 UI	5-abr-14	724.24	717	81.7	7.24	18.7	1.0	19.0	924	49	53.0	411	PF 10X		
YCAF-029S1 UI	4-jul-14	689.9	683	76.1	6.9	18.7	1.0	190	945	47	51.0	396	PF 10X		
YCAF-029S1 UI	30-oct-14	661.62	655	75	6.62	18.7	1.0	130	948	47	51.0	395	PF 10X	0	
YCAF-029S1 UI	29-nov-14	643.8	618	70.9	25.8	18.7	4.0	130	970	46	50.0	396	PF 10X	0	INCREMENTA BSW DE 1% @ 4%
YCAF-029S1 UI	6-dic-14	630.2	605	69	25.2	18.7	4.0	128	952	47	51.0	395	PF 10X	0	
YCAF-029S1 UI	15-ene-15	589.6	566	64.5	23.6	18.7	4.0	115	998	46	49.0	394	PF 10X	0	
YCAF-029S1 UI	3-feb-15	597.9	574	65.4	23.9	18.7	4.0	130	996	46	50.5	391	PF 10X	37500	
YCAF-029S1 UI	14-mar-15	600	576	65.7	24	18.7	4.0	140	999	44	50.0	396	PF 10X	37500	
YCAF-029S1 UI	2-abr-15	574	551	62.8	23	18.7	4.0	140	1040	46	50.0	384	PF 10X	37500	
YCAF-029S1 UI	28-jun-15	542.2	488	55.6	54.2	18.7	10.0	140	1080	40	50.0	390	PF 10X(3)	21666	
YCAF-029S1 UI	26-jul-15	490	441	50.3	49	18.7	10.0	140	1112	42	47.9	349	PF 10X(3)	21666	BAJO APORTE. INCREMENTO DEL PIP
YCAF-029S1 UI	17-sep-15	532.2	479	54.6	53.2	18.7	10.0	140	1186	39	45.0	340	PF 10X(3)	21666	
YCAF-029S1 UI	29-nov-15	540	459	52.3	81	18.9	15.0	160	1167	38	45.0	346	PF 10X(3)	38341	
YCAF-029S1 UI	2-dic-15	536.4	456	52	80.4	18.9	15.0	175	1187	41	44.0	352	PF 10X(3)	38341	
YCAF-029S1 UI	21-ene-16	570.7	485	55.4	85.7	18.9	15.0	170	1125	57	54.0	349	PF 10X(3)	38341	SE INCREMENTA FRECUENCIA @ 54 HZ
YCAF-029S1 UI	9-feb-16	566	441	50.4	125	18.9	22.0	150	1125	40	45.0	349	PF 10X(3)	38341	INCREMENTA BSW DE 15% @ 22%
YCAF-029S1 UI	14-mar-16	566	441	50.4	125	18.9	22.0	150	1152	48	47.4	365	PF 10X(3)	38341	Modo PID, se actualiza parámetros

**ANEXO No. 8.4. HISTORICO DE PRODUCCIÓN POZO KON-083**

POZO	FECHA	BFPD	BPPD	GAS	BAPD	API	BSW	PC	PIP	AMP	HZ	VL TJ	BOMBA	SALINIDA	COMENTARIOS
ACAH-083TI	12-ene-15	398	130	1.56	268		67.3				0.0		JET 101		
ACAH-083TI	3-feb-15	292.86	287	65.7	5.86	23.6	2.0	240	324	29	57.0	450	D800N	1700	PRODUCE A MODO PDP
ACAH-083TI	24-mar-15	188.2	128	29.3	60.2	23.6	32.0	30.0	344	27	54.0	426	D800N	1700	BAJO APORTE. BAJA PWF.
ACAH-083TI	6-abr-15	130.62	128	29.3	2.62	23.6	2.0	15.0	325	27	54.0	426	D800N	17000	TRABAJA A MODO PID (51 @ 54 )
ACAH-083TI	17-abr-15	126.54	124	28.4	2.54	23.6	2.0	21.0	302	27	54.0	426	D800N	17000	TRABAJA EN MODO PID
ACAH-083TI	8-may-15	116.32	114	26.1	2.32	23.6	2.0	70.0	340	27	54.0	427	D800N	17000	TRABAJA EN MODO PID DE 51 A 54 HZ
ACAH-083TI	13-jun-15	133.68	131	30	2.68	23.6	2.0	15.0	269	26	51.4	382	D800N	17000	POZO TRABAJA EN MODO PID
ACAH-083TI	3-ago-15	128.58	126	28.5	2.58	23.6	2.0	12.0	276	22	51.8	372	D800N	17000	POZO TRABAJA EN MODO PID
ACAH-083TI	6-sep-15	128.58	126	28.9	2.58	23.6	2.0	10.0	241	27	52.7	392	D800N	17000	TRABAJA EN MODO PID DE 53.0 HZ @ 54Hz
ACAH-083TI	12-oct-15	130.62	128	29.3	2.62	23.6	2.0	10.0	271	24	54.0	401	D800N	17000	
ACAH-083TI	7-nov-15	129.6	127	29.1	2.6	23.6	2.0	10.0	284	24	54.0	401	D800N	17000	
ACAH-083TI	30-nov-15	129.6	127	29.1	2.6	23.6	2.0	10.0	284	24	54.0	401	D800N	17000	
ACAH-083TI	17-dic-15	129.6	127	29.2	2.6	23.6	2.0	10.0	300	24	54.0	401	D800N	17000	
ACAH-083TI	21-ene-16	131.64	129	29.5	2.64	23.6	2.0	30.0	340	25	50.0	435	D800N	17000	
ACAH-083TI	14-mar-16	131.64	129	29.5	2.64	23.6	2.0	20.0	330	26	56.0	434	D800N	17000	ACTUALIZACIÓN DE PARAMETROS OPERACIONALES, POZO TRABAJA EN MODO PID

## ANEXO No. 8.5. HISTORICO DE PRODUCCIÓN POZO ZEKE-030

POZO	FECHA	BFPD	BPPD	GAS	BAPD	API	BSW	PC	PIP	AMP	HZ	VL TJ	BOMBA	SALINIDA	COMENTARIOS
YCAF-030UI	3-jun-14	618	264	30.1	354	17.6	54.6	56.0			0.0		JET 12K	13100	POZO SALE A EVALUACIÓN MONITOREANDO PRODUCCION, API Y BSW
YCAF-030UI	4-jul-14	423.7	411	46.6	12.7	18.4	3.0	140	863	21	54.0	424	DN-800	13000	
YCAF-030UI	9-oct-14	450.5	437	49.8	13.5	18.4	3.0	125	1074	23	54.0	423	D800N	13000	
YCAF-030UI	14-nov-14	458.8	445	50.7	13.8	18.4	3.0	130	1088	23	54.0	425	D800N	40000	
YCAF-030UI	10-dic-14	443.3	430	21.5	13.3	18.4	3.0	130	1110	23	54.0	424	D800N	40000	
YCAF-030UI	5-ene-15	440.2	427	48.7	13.2	18.4	3.0	120	1082	23	54.0	420	D800N	40000	
YCAF-030UI	27-mar-15	521.6	459	52.3	62.6	18.2	12.0	125	1061	26	56.0	440	D 800 N	40000	INCREMENTA BSW A 12%
YCAF-030UI	28-jun-15	513.5	421	48.1	92.5	17.1	18.0	140	1110	26	56.0	440	D 800 N	44166	
YCAF-030UI	15-ago-15	587	446	50.8	141	17.1	24.0	140	1153	25	56.0	438	D 800 N	44166	INCREMENTA BSW
YCAF-030UI	20-sep-15	592	450	51.3	142	17.1	24.0	130	1179	25	56.0	439	D 800 N	44166	
YCAF-030UI	4-oct-15	542	412	47	130	17.1	24.0	140	1204	26	56.0	434	D 800 N	44166	BAJO APORTE
YCAF-030UI	10-nov-15	588	447	50.8	141	18.2	24.0	145	1116	25	56.0	440	D 800 N	44175	
YCAF-030UI	23-ene-16	686	432	49.3	254	18.2	37.0	150	933	29	60.0	471	D 800 N	44175	CONFIRMADO INCREMENTA BSW DE 30% @ 37%
YCAF-030UI	8-feb-16	690	345	39.3	345	18.2	50.0	130	931	29	60.0	470	D 800 N	44175	CONFIRMADO INCREMENTA BSW DE 37% @ 50%
YCAF-030UI	8-mar-16	696	362	39.7	334	18.2	48.0	150	932	29	60.0	470	D 800 N	44175	baja bsw de 50% @48%
YCAF-030UI	25-abr-16	726	378	43.1	348	18.2	48.0	150	898	29	60.0	470	D 800 N	44175	

**Anexo No. 9**

**POZOS ANALIZADOS**



**LISTA DE POZOS ANALIZADOS**

N°	Pozo	Arena	Fecha	BFPD	BPPD	BSW	API	Bomba	Comentarios
1	KON-009	HS	28-Apr-16	369	202.95	45	23	D800N	Ultima intervención febrero 2016 Shaya.
2	KON-031	HS	21-Apr-16	315	163.17	48.2	29.9	JET 11J	Ultima intervención agosto 2014.
3	KON-038	HI	25-Apr-16	266	127.68	52	31.4	PF10 X	Ultima intervención junio 2013.
4	KON-040	TI	8-Feb-16	248	233.12	6	26.7	D460N	Ultima intervención enero 2016 Shaya.
5	KON-052	TI	26-Apr-16	153	146.88	4	21.4	25-175RHBM-24-4-0.5	Ultima intervención junio 2013.
6	KON-111	TI	3-May-16	263	257.74	2	27	D-1050 N	Ultima intervención abril 2016 Shaya.
7	KON-112	HS	24-Apr-16	176	119.68	32	33.5	PF-10X	Ultima intervención julio 2014.
8	KON-151	TI	1-May-16	62	60.14	3	27.7		C&PI abril 2016 Shaya.
9	KON-066	UI	12-Feb-16	299	194.35	35	19.6	PF3.2X H6	Ultima intervención octubre 2015.
10	KON-096	HS	28-Mar-16	75	37.5	50	32	P 6X	Ultima intervención junio 2014.
11	KON-039	HS	3-May-16	320	176	45	32	D-1150 N	Ultima intervención junio 2014.
12	KON-073	UI	3-May-16	110	108.9	1	19.3	P4X	Ultima intervención julio 2014.
13	KON-086	HS	26-Apr-16	155	108.5	30	32	TD 300+ TD 460	Ultima intervención febrero 2015.
14	KON-136	HS	14-Mar-16	116	92.8	20	31.8	D-1150N	C&PI julio 2015.
15	KON-051	HS	1-May-16	216	213.84	1	30.9	D460N	Ultima intervención julio 2012.
16	KON-065	HS	3-May-16	227	154.36	32	30.3	D460N	Ultima intervención marzo 2016 Shaya.
17	KON-067	UI	27-Apr-16	165	153.45	7	19.1	PF3.2XH6 FLEX.	Ultima intervención octubre 2014.
18	KON-070	HS	3-May-16	120	110.4	8	26	D800N	Ultima intervención febrero 2016 Shaya.
19	KON-076	UI	1-May-16	281	168.6	40	19	DN -460	Ultima intervención enero 2016 Shaya.
20	KON-077	UI	29-Jan-16	220	213.4	3	19.3	PF - 3.2	Ultima intervención febrero 2015.
21	KON-054	TI	22-Apr-16	145	124.7	14	27.3	DN-460	Ultima intervención mayo 2013.
22	KON-083	TI	22-Apr-16	50	40	50	23.6	D1050N	Ultima intervención abril 2016 Shaya.
23	KON-161	TI	27-Mar-16	239	162.52	32	27.6	D1050N	Ultima intervención marzo 2016 Shaya.
24	KON-089	UI	21-Feb-16	141	119.85	15	19	D460N	Ultima intervención febrero 2016 Shaya.

N°	Pozo	Arena	Fecha	BFPD	BPPD	BSW	API	Bomba	Comentarios
25	KON-122	HS	3-May-16	75	67.5	10	31.9	D460N	Ultima intervención marzo 2016 Shaya.
26	KON-184	TI	7-abr-16	117	115.83	1	26.4	PF 10-X	C&PI abril 2015.
27	KON-137	UI	3-may-16	189	187.11	1	18.5	PF3.2XH6	C&PI junio 2015.
28	KON-140	UI	3-may-16	180	176.04	2.2	17.7	PF3.2/PF-10 XH6	C&PI octubre 2015.
29	KON-142	UI	18-abr-16	109	93.74	14	17.4	P- FLEX 10	Ultima intervención agosto 2015.
30	KON-158	HS	3-ene-16	130	66.3	49	32	PF 10 X H6	C&PI abril 2015.
31	KON-102	HS	23-abr-16	156	148.2	5	31.1	P6XH6	C&PI diciembre 2013.
32	KON-176	UI	23-abr-16	150	144	4	18.1	PF-10XH6	Ultima intervención junio 2015.
33	KON-114	TI	30-ene-16	120	116.4	3	26.8	PF 3.2 X(2) +F10	Ultima intervención octubre 2014.
34	KON-117	TI	9-mar-16	108	54	50	26.1	D800N	Ultima intervención marzo 2016 Shaya.
35	KON-118S1	UI	30-ene-16	185	133.2	28	18.1	P4SSDH6/P18SSXDH6	Ultima intervención abril 2015.
36	KON-173	HI	14-mar-16	195.96	194	1	32.3	P18X H6 (3)	Ultima intervención enero 2015.
37	KON SUR-008	UI	21-abr-16	106	97.52	8	18	30.175 RHBE 34.6-641	Ultima intervención octubre 2014.
38	KON SUR-002R1	HS	1-abr-16	184	114.08	38	32	JET 11J	Ultima intervención septiembre 2013.
39	BEBOP-001	BT	4-may-16	192	184.32	4	21.4	P4X	Ultima intervención agosto 2013.
40	BEBOP-007	TI	26-abr-16	162	160.38	1	28.8	D460N	Ultima intervención febrero 2016 Shaya.
41	EIN-005	UI	17-abr-16	180	147.6	18	19.5	D1050N	Ultima intervención abril 2016 Shaya.
42	EIN-002S1	TI	27-abr-16	201	188.94	6	18.8	D1050N	Ultima intervención abril 2016 Shaya.
43	ARMIN-002	UI	9-abr-16	220	110	50	18.5	P-4X+PF10XH6	Ultima intervención julio 2014.
44	ARMIN-003	UI	9-abr-16	244	185.44	24	20.6	PF3.2X (2)+P 18C	Ultima intervención marzo 2015.
45	ARMIN-005	UI	14-abr-16	214	213.57	0.2	19.5	P4XH6	Ultima intervención junio 2012.
46	ARMIN-007R1	UI	4-may-16	156	151.32	3	19.2	25175RHBC34621	Ultima intervención noviembre 2014.
47	ARMIN-013H	UI	18-abr-16	238	236.81	0.5	19.8	D 460 N	Ultima intervención junio 2014.
48	ARMIN-008	UI	26-abr-16	153	140.76	8	18.8	PF3.2X	Ultima intervención enero 2016 Shaya.
49	ARMIN-014	UI	3-ene-16	157	156.84	0.1	18.8	P 4X	Ultima intervención enero 2016 Shaya.
50	SPIKE-002R1	TI	23-ene-16	156	149.7	4	17.6	JET 11J	C&PI diciembre 2013.

N°	Pozo	Arena	Fecha	BFPD	BPPD	BSW	API	Bomba	Comentarios
51	SPIKE-009	UI	17-abr-16	260	156	40	16.5	D 460 N	Ultima intervención enero 2015.
52	SPIKE-015	UI	1-may-16	108	105.84	2	18.6	P 4 X H6	Ultima intervención enero 2015.
53	SPIKE-021R1	HI	27-abr-16	129	74.82	42	32.6	D 1050 N	Ultima intervención septiembre 2015.
54	SPIKE-023	TI	28-abr-16	79	76.63	3	19.8	30-150-RHBC	Ultima intervención agosto 2013.
55	SPIKE-028R1	TI	30-abr-16	127	121.92	4	20.5	30-150RHBM	Ultima intervención julio 2014.
56	SPIKE-033	US	17-abr-16	254	251.46	1	20.2	D800 N	Ultima intervención marzo 2016 Shaya.
57	SPIKE-013	TI	25-abr-16	213	127.8	40	18.9	P6X	Ultima intervención agosto 2012.
58	SPIKE-036	U	3-abr-16	157	144.44	8	17.7	D460N	Ultima intervención enero 2016 Shaya.
59	SPIKE-046R1	US	3-abr-16	116	113.68	2	17.6	PF 3.2 X (2)+ F10	Ultima intervención octubre 2014.
60	SPIKE-058	HS	3-mar-16	415	207.5	50	33	D-1050 N	C&PI agosto 2015.
61	SPIKE-050	US	24-abr-16	142	136.32	4	18.3	FLEX 3.2X/10X	Ultima intervención julio 2015.
62	SPIKE-014	TI+TS	24-abr-16	240	192	20	30.7	PF 3.2 X	Ultima intervención septiembre 2015.
63	SPIKE-053	HS	7-mar-16	163	159.74	2	30.3	P FLEX 10XH6	C&PI abril 2015.
64	SPIKE-027	TI	28-abr-16	211	143.48	32	18	D 460 N	Ultima intervención marzo 2014.
65	SPIKE-034	UI	8-mar-16	39	37.05	5	20.1	PF3.2XH6FLEX-PF10XH6FLEX	Ultima intervención noviembre 2015.
66	SPIKE-038	HS	8-mar-16	100	98	2	31.3	PF 10 X	C&PI septiembre 2014.
67	SPIKE-039	TI+UI	1-may-16	150	126	16	19.4	D460N	Ultima intervención abril 2016 Shaya.
68	SPIKE-006R1	HI+HS	10-feb-16	105	52.5	50	33.2	P8X	Ultima intervención septiembre 2015.
69	FAYE-001	BT	30-ene-16	77	73.15	5	15.4	D475N	Ultima intervención febrero 2014.
70	JET-001	UI	1-may-16	202	199.98	1	17.6	D460N	Ultima intervención febrero 2012.
71	ZEKE-013R1	HS	1-may-16	462	231	50	24.7	P-8X	C&PI febrero 2013.
72	ZEKE-028S1	UI	28-mar-16	456	228	50	19.1	P8XH6	C&PI enero 2014.
73	ZEKE-040	UI	21-abr-16	388	194	50	17.9	P8X	C&PI febrero 2014.
74	ZEKE-027	TI	29-feb-16	339	169.5	50	25.2	P8X	C&PI abril 2014.
75	ZEKE-029S1	UI	14-mar-16	566	441	22	18.9	PF 10X(3)	C&PI enero 2014.
76	ZEKE-30	UI	25-abr-16	726	378	48	18.2	D 800 N	C&PI junio 2014.

N°	Pozo	Arena	Fecha	BFPD	BPPD	BSW	API	Bomba	Comentarios
77	ZEKE-036	TI	17-mar-16	185	129.5	30	28.3	D460N	Ultima intervencion enero 2016 Shaya.
78	LEVI-008	BT	23-abr-16	114	110.58	3	21.2	VHS2	Ultima intervencion marzo 2015.
79	LEVI-015	UI	21-abr-16	325	169	48	19.7	P4X(2)+F10	Ultima intervencion julio 2014.
80	LEVI-014	UI	25-abr-16	225	198	12	16.5	JET 11J	Ultima intervencion noviembre 2014.
81	LEVI-017	BT	3-may-16	209	125.4	40	21	DN 725	Ultima intervencion febrero 2016 Shaya.
82	LEVI-003	BT	28-abr-16	125	122.5	2	21	30175RHBC20.3.1.1	Ultima intervencion mayo 2013.

Fuente: Shaya Ecuador S.A.

Elaborado por: Wilson Jiménez

**Anexo No. 10**

**ANÁLISIS ECONÓMICO**

# ANEXO NO. 10.1. ANÁLISIS ECONÓMICO POZO KON-136

Perfil de Producción KON-136S

ODA (M)	0.1318	Tufts	24	Unidades	155
ODA (M)	0.1738953	Cost	4	Impuesto a la Renta	275
<b>COSTO AFE</b>	<b>5</b>	<b>651,602.08</b>			

FECHA	BOPD-FIJ	BOPD-F50	BOPD-F90
1-Mar-15	5073	8650	8950
1-Jun-15	5073	7908	8051
1-Sep-15	5073	7908	8051
1-Dic-15	5073	7908	8051
1-Mar-16	5073	7908	8051
1-Jun-16	5073	7908	8051
1-Sep-16	5073	7908	8051
1-Dic-16	5073	7908	8051
1-Mar-17	5073	7908	8051
1-Jun-17	5073	7908	8051
1-Sep-17	5073	7908	8051
1-Dic-17	5073	7908	8051
1-Mar-18	5073	7908	8051
1-Jun-18	5073	7908	8051
1-Sep-18	5073	7908	8051
1-Dic-18	5073	7908	8051
1-Mar-19	5073	7908	8051
1-Jun-19	5073	7908	8051
1-Sep-19	5073	7908	8051
1-Dic-19	5073	7908	8051
1-Mar-20	5073	7908	8051
1-Jun-20	5073	7908	8051
1-Sep-20	5073	7908	8051
1-Dic-20	5073	7908	8051
1-Mar-21	5073	7908	8051
1-Jun-21	5073	7908	8051
1-Sep-21	5073	7908	8051
1-Dic-21	5073	7908	8051
1-Mar-22	5073	7908	8051
1-Jun-22	5073	7908	8051
1-Sep-22	5073	7908	8051
1-Dic-22	5073	7908	8051
1-Mar-23	5073	7908	8051
1-Jun-23	5073	7908	8051
1-Sep-23	5073	7908	8051
1-Dic-23	5073	7908	8051
1-Mar-24	5073	7908	8051
1-Jun-24	5073	7908	8051
1-Sep-24	5073	7908	8051
1-Dic-24	5073	7908	8051
1-Mar-25	5073	7908	8051
1-Jun-25	5073	7908	8051
1-Sep-25	5073	7908	8051
1-Dic-25	5073	7908	8051
1-Mar-26	5073	7908	8051
1-Jun-26	5073	7908	8051
1-Sep-26	5073	7908	8051
1-Dic-26	5073	7908	8051
1-Mar-27	5073	7908	8051
1-Jun-27	5073	7908	8051
1-Sep-27	5073	7908	8051
1-Dic-27	5073	7908	8051
1-Mar-28	5073	7908	8051
1-Jun-28	5073	7908	8051
1-Sep-28	5073	7908	8051
1-Dic-28	5073	7908	8051
1-Mar-29	5073	7908	8051
1-Jun-29	5073	7908	8051
1-Sep-29	5073	7908	8051
1-Dic-29	5073	7908	8051
1-Mar-30	5073	7908	8051
1-Jun-30	5073	7908	8051
1-Sep-30	5073	7908	8051
1-Dic-30	5073	7908	8051
1-Mar-31	5073	7908	8051
1-Jun-31	5073	7908	8051
1-Sep-31	5073	7908	8051
1-Dic-31	5073	7908	8051
1-Mar-32	5073	7908	8051
1-Jun-32	5073	7908	8051
1-Sep-32	5073	7908	8051
1-Dic-32	5073	7908	8051
1-Mar-33	5073	7908	8051
1-Jun-33	5073	7908	8051
1-Sep-33	5073	7908	8051
1-Dic-33	5073	7908	8051
1-Mar-34	5073	7908	8051
1-Jun-34	5073	7908	8051
1-Sep-34	5073	7908	8051
1-Dic-34	5073	7908	8051
1-Mar-35	5073	7908	8051
1-Jun-35	5073	7908	8051
1-Sep-35	5073	7908	8051
1-Dic-35	5073	7908	8051
1-Mar-36	5073	7908	8051
1-Jun-36	5073	7908	8051
1-Sep-36	5073	7908	8051
1-Dic-36	5073	7908	8051
1-Mar-37	5073	7908	8051
1-Jun-37	5073	7908	8051
1-Sep-37	5073	7908	8051
1-Dic-37	5073	7908	8051
1-Mar-38	5073	7908	8051
1-Jun-38	5073	7908	8051
1-Sep-38	5073	7908	8051
1-Dic-38	5073	7908	8051
1-Mar-39	5073	7908	8051
1-Jun-39	5073	7908	8051
1-Sep-39	5073	7908	8051
1-Dic-39	5073	7908	8051
1-Mar-40	5073	7908	8051
1-Jun-40	5073	7908	8051
1-Sep-40	5073	7908	8051
1-Dic-40	5073	7908	8051
1-Mar-41	5073	7908	8051
1-Jun-41	5073	7908	8051
1-Sep-41	5073	7908	8051
1-Dic-41	5073	7908	8051
1-Mar-42	5073	7908	8051
1-Jun-42	5073	7908	8051
1-Sep-42	5073	7908	8051
1-Dic-42	5073	7908	8051
1-Mar-43	5073	7908	8051
1-Jun-43	5073	7908	8051
1-Sep-43	5073	7908	8051
1-Dic-43	5073	7908	8051
1-Mar-44	5073	7908	8051
1-Jun-44	5073	7908	8051
1-Sep-44	5073	7908	8051
1-Dic-44	5073	7908	8051
1-Mar-45	5073	7908	8051
1-Jun-45	5073	7908	8051
1-Sep-45	5073	7908	8051
1-Dic-45	5073	7908	8051
1-Mar-46	5073	7908	8051
1-Jun-46	5073	7908	8051
1-Sep-46	5073	7908	8051
1-Dic-46	5073	7908	8051
1-Mar-47	5073	7908	8051
1-Jun-47	5073	7908	8051
1-Sep-47	5073	7908	8051
1-Dic-47	5073	7908	8051
1-Mar-48	5073	7908	8051
1-Jun-48	5073	7908	8051
1-Sep-48	5073	7908	8051
1-Dic-48	5073	7908	8051
1-Mar-49	5073	7908	8051
1-Jun-49	5073	7908	8051
1-Sep-49	5073	7908	8051
1-Dic-49	5073	7908	8051
1-Mar-50	5073	7908	8051
1-Jun-50	5073	7908	8051
1-Sep-50	5073	7908	8051
1-Dic-50	5073	7908	8051

Producción

1,555,002.08

FR 3.899306

Costo Medio

5,173,307.05

FR 2.056559 meses

Producción

5,241,173.35

FR 1.562077 meses

Producción

5,173,307.05

FR 2.056559 meses

Producción

5,241,173.35

FR 1.562077 meses



Fuente: Shaya Ecuador S.A.  
Elaborado por: Wilson Jiménez

# ANEXO NO. 10.2. ANÁLISIS ECONÓMICO POZO KON-173

Perfil de Producción: KON-173H

Perfil de Producción: KON-173H

CDI (Me)	01/01/2020	Tarifa	21	Unidades
CDI (Me)	01/01/2020	Comp	4	Impuesto a la Renta
<b>CONTO PUE</b>				<b>22%</b>

FECHA	800P-P90	800P-P90	800P-P90
1-Nov-18	1201.3	1403.3	1739.0
1-Dic-18	1188.2	1413.8	1705.1
1-Ene-19	1188.2	1413.8	1705.1
1-Feb-19	1188.2	1413.8	1705.1
1-Mar-19	1187.5	1413.5	1704.4
1-Abr-19	1186.5	1413.0	1703.5
1-May-19	1184.7	1410.8	1701.6
1-Jun-19	1179.5	1405.6	1697.4
1-Jul-19	1181.1	1411.2	1704.4
1-Ago-19	1182.5	1416.6	1711.4
1-Sep-19	1178.4	1410.0	1701.6
1-Oct-19	1171.5	1405.5	1700.0
1-Nov-19	1169.3	1404.5	1701.1
1-Dic-19	1169.3	1404.5	1701.1
1-Ene-20	1169.3	1404.5	1701.1
1-Feb-20	1169.3	1404.5	1701.1
1-Mar-20	1169.3	1404.5	1701.1
1-Abr-20	1169.3	1404.5	1701.1
1-May-20	1169.3	1404.5	1701.1
1-Jun-20	1169.3	1404.5	1701.1
1-Jul-20	1169.3	1404.5	1701.1
1-Ago-20	1169.3	1404.5	1701.1
1-Sep-20	1169.3	1404.5	1701.1
1-Oct-20	1169.3	1404.5	1701.1
1-Nov-20	1169.3	1404.5	1701.1
1-Dic-20	1169.3	1404.5	1701.1
1-Ene-21	1169.3	1404.5	1701.1
1-Feb-21	1169.3	1404.5	1701.1
1-Mar-21	1169.3	1404.5	1701.1
1-Abr-21	1169.3	1404.5	1701.1
1-May-21	1169.3	1404.5	1701.1
1-Jun-21	1169.3	1404.5	1701.1
1-Jul-21	1169.3	1404.5	1701.1
1-Ago-21	1169.3	1404.5	1701.1
1-Sep-21	1169.3	1404.5	1701.1
1-Oct-21	1169.3	1404.5	1701.1
1-Nov-21	1169.3	1404.5	1701.1
1-Dic-21	1169.3	1404.5	1701.1

Producción	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Agropecuario	66600	67000	67500	68000	68500	69000	69500	70000	70500	71000	71500	72000	72500	73000	73500	74000	74500	75000	75500	76000	76500	77000	77500	78000
Agropecuario (Sin Cosecha)	15200	15200	15200	15200	15200	15200	15200	15200	15200	15200	15200	15200	15200	15200	15200	15200	15200	15200	15200	15200	15200	15200	15200	15200
Mineral	66000	66000	66000	66000	66000	66000	66000	66000	66000	66000	66000	66000	66000	66000	66000	66000	66000	66000	66000	66000	66000	66000	66000	66000
Industria	10725	10725	10725	10725	10725	10725	10725	10725	10725	10725	10725	10725	10725	10725	10725	10725	10725	10725	10725	10725	10725	10725	10725	10725
Impuestos a la renta	10725	10725	10725	10725	10725	10725	10725	10725	10725	10725	10725	10725	10725	10725	10725	10725	10725	10725	10725	10725	10725	10725	10725	10725
<b>Financero</b>	<b>658266208</b>	<b>658266208</b>	<b>658266208</b>	<b>658266208</b>	<b>658266208</b>	<b>658266208</b>	<b>658266208</b>	<b>658266208</b>	<b>658266208</b>	<b>658266208</b>	<b>658266208</b>	<b>658266208</b>	<b>658266208</b>	<b>658266208</b>	<b>658266208</b>	<b>658266208</b>	<b>658266208</b>	<b>658266208</b>	<b>658266208</b>	<b>658266208</b>	<b>658266208</b>	<b>658266208</b>	<b>658266208</b>	<b>658266208</b>

MA: \$3,370,833.48

PR: 13,970,148.23

MA: \$4,154,702.41

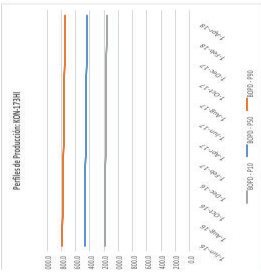
PR: 11,119,992.78

MA: \$5,003,135.51

PR: 8,932,982.73

Producción	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Agropecuario	1874.0	1874.0	1874.0	1874.0	1874.0	1874.0	1874.0	1874.0	1874.0	1874.0	1874.0	1874.0	1874.0	1874.0	1874.0	1874.0	1874.0	1874.0	1874.0	1874.0	1874.0	1874.0	1874.0	1874.0
Agropecuario (Sin Cosecha)	262.0	262.0	262.0	262.0	262.0	262.0	262.0	262.0	262.0	262.0	262.0	262.0	262.0	262.0	262.0	262.0	262.0	262.0	262.0	262.0	262.0	262.0	262.0	262.0
Mineral	7170.0	7170.0	7170.0	7170.0	7170.0	7170.0	7170.0	7170.0	7170.0	7170.0	7170.0	7170.0	7170.0	7170.0	7170.0	7170.0	7170.0	7170.0	7170.0	7170.0	7170.0	7170.0	7170.0	7170.0
Industria	2048.0	2048.0	2048.0	2048.0	2048.0	2048.0	2048.0	2048.0	2048.0	2048.0	2048.0	2048.0	2048.0	2048.0	2048.0	2048.0	2048.0	2048.0	2048.0	2048.0	2048.0	2048.0	2048.0	2048.0
Impuestos a la renta	16692.0	16692.0	16692.0	16692.0	16692.0	16692.0	16692.0	16692.0	16692.0	16692.0	16692.0	16692.0	16692.0	16692.0	16692.0	16692.0	16692.0	16692.0	16692.0	16692.0	16692.0	16692.0	16692.0	16692.0
<b>Financero</b>	<b>59713.0</b>	<b>59713.0</b>	<b>59713.0</b>	<b>59713.0</b>	<b>59713.0</b>	<b>59713.0</b>	<b>59713.0</b>	<b>59713.0</b>	<b>59713.0</b>	<b>59713.0</b>	<b>59713.0</b>	<b>59713.0</b>	<b>59713.0</b>	<b>59713.0</b>	<b>59713.0</b>	<b>59713.0</b>	<b>59713.0</b>	<b>59713.0</b>	<b>59713.0</b>	<b>59713.0</b>	<b>59713.0</b>	<b>59713.0</b>	<b>59713.0</b>	

Producción	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Agropecuario	2475.0	2475.0	2475.0	2475.0	2475.0	2475.0	2475.0	2475.0	2475.0	2475.0	2475.0	2475.0	2475.0	2475.0	2475.0	2475.0	2475.0	2475.0	2475.0	2475.0	2475.0	2475.0	2475.0	2475.0
Agropecuario (Sin Cosecha)	292.0	292.0	292.0	292.0	292.0	292.0	292.0	292.0	292.0	292.0	292.0	292.0	292.0	292.0	292.0	292.0	292.0	292.0	292.0	292.0	292.0	292.0	292.0	292.0
Mineral	8168.0	8168.0	8168.0	8168.0	8168.0	8168.0	8168.0	8168.0	8168.0	8168.0	8168.0	8168.0	8168.0	8168.0	8168.0	8168.0	8168.0	8168.0	8168.0	8168.0	8168.0	8168.0	8168.0	8168.0
Industria	2580.0	2580.0	2580.0	2580.0	2580.0	2580.0	2580.0	2580.0	2580.0	2580.0	2580.0	2580.0	2580.0	2580.0	2580.0	2580.0	2580.0	2580.0	2580.0	2580.0	2580.0	2580.0	2580.0	2580.0
Impuestos a la renta	18800.0	18800.0	18800.0	18800.0	18800.0	18800.0	18800.0	18800.0	18800.0	18800.0	18800.0	18800.0	18800.0	18800.0	18800.0	18800.0	18800.0	18800.0	18800.0	18800.0	18800.0	18800.0	18800.0	18800.0
<b>Financero</b>	<b>62713.0</b>	<b>62713.0</b>	<b>62713.0</b>	<b>62713.0</b>	<b>62713.0</b>	<b>62713.0</b>	<b>62713.0</b>	<b>62713.0</b>	<b>62713.0</b>	<b>62713.0</b>	<b>62713.0</b>	<b>62713.0</b>	<b>62713.0</b>	<b>62713.0</b>	<b>62713.0</b>	<b>62713.0</b>	<b>62713.0</b>	<b>62713.0</b>	<b>62713.0</b>	<b>62713.0</b>	<b>62713.0</b>	<b>62713.0</b>	<b>62713.0</b>	



Perfil de Producción: KON-173H

MA: \$3,303,135.51

PR: 8,932,982.73

Fuente: Shaya Ecuador S.A.  
Elaborado por: Wilson Jiménez





# ANEXO NO. 10.4. ANÁLISIS ECONÓMICO POZO KON-083

Perfil de Producción (CON-083)

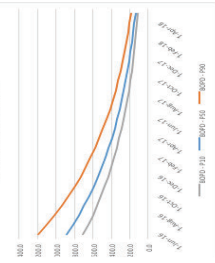
DCI (Me)	0.07727248	Tarifa	31	Unidades	193
DCI (M)	5.35351251	Costo	4	Importes a la Barea	226
CON-083	5				

FECHA	BOP-100	BOP-150	BOP-200	BOP-250	BOP-300
1-Ago-16	706.1	651.3	603.3	551.5	503.7
1-Sep-16	508.02	487.86	422.42	387.55	357.62
1-Oct-16	472.0	439.14	393.09	358.11	324.17
1-Nov-16	426.80	398.11	357.97	324.94	291.4
1-Dic-16	424.4	395.5	355.5	322.5	289.1
1-Ene-17	424.4	395.5	355.5	322.5	289.1
1-Feb-17	424.4	395.5	355.5	322.5	289.1
1-Mar-17	424.4	395.5	355.5	322.5	289.1
1-Abr-17	424.4	395.5	355.5	322.5	289.1
1-May-17	424.4	395.5	355.5	322.5	289.1
1-Jun-17	424.4	395.5	355.5	322.5	289.1
1-Jul-17	424.4	395.5	355.5	322.5	289.1
1-Ago-17	424.4	395.5	355.5	322.5	289.1
1-Sep-17	424.4	395.5	355.5	322.5	289.1
1-Oct-17	424.4	395.5	355.5	322.5	289.1
1-Nov-17	424.4	395.5	355.5	322.5	289.1
1-Dic-17	424.4	395.5	355.5	322.5	289.1
1-Ene-18	424.4	395.5	355.5	322.5	289.1
1-Feb-18	424.4	395.5	355.5	322.5	289.1
1-Mar-18	424.4	395.5	355.5	322.5	289.1
1-Abr-18	424.4	395.5	355.5	322.5	289.1
1-May-18	424.4	395.5	355.5	322.5	289.1
1-Jun-18	424.4	395.5	355.5	322.5	289.1
1-Jul-18	424.4	395.5	355.5	322.5	289.1
1-Ago-18	424.4	395.5	355.5	322.5	289.1
1-Sep-18	424.4	395.5	355.5	322.5	289.1
1-Oct-18	424.4	395.5	355.5	322.5	289.1
1-Nov-18	424.4	395.5	355.5	322.5	289.1
1-Dic-18	424.4	395.5	355.5	322.5	289.1

Producción	706.1	651.3	603.3	551.5	503.7
Impuesto	508.02	487.86	422.42	387.55	357.62
Uplift Cost Total	472.0	439.14	393.09	358.11	324.17
Impuesto gravable	426.80	398.11	357.97	324.94	291.4
Utilidades	65.4	105.95	160.82	226.59	302.28
Impuesto a la renta	130.84	211.91	321.64	453.18	604.56
EBITDA	523.96	887.04	1286.18	1812.41	2417.72

MAN	5315.86517	5212.90
FR	42.18	2.06635922

Producción	706.1	651.3	603.3	551.5	503.7
Impuesto	508.02	487.86	422.42	387.55	357.62
Uplift Cost Total	472.0	439.14	393.09	358.11	324.17
Impuesto gravable	426.80	398.11	357.97	324.94	291.4
Utilidades	65.4	105.95	160.82	226.59	302.28
Impuesto a la renta	130.84	211.91	321.64	453.18	604.56
EBITDA	523.96	887.04	1286.18	1812.41	2417.72



MAN	5174.3112	5127.90
FR	28	1.828682

Producción	706.1	651.3	603.3	551.5	503.7
Impuesto	508.02	487.86	422.42	387.55	357.62
Uplift Cost Total	472.0	439.14	393.09	358.11	324.17
Impuesto gravable	426.80	398.11	357.97	324.94	291.4
Utilidades	65.4	105.95	160.82	226.59	302.28
Impuesto a la renta	130.84	211.91	321.64	453.18	604.56
EBITDA	523.96	887.04	1286.18	1812.41	2417.72

MAN	5187.6331	5188
FR	78	1.1295413

Fuente: Shaya Ecuador S.A.  
Elaborado por: Wilson Jiménez

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Producción	706.1	651.3	603.3	551.5	503.7	451.9	400.1	348.3	296.5	244.7	192.9	141.1	89.3	37.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Impuesto	508.02	487.86	422.42	387.55	357.62	327.69	297.76	267.83	237.90	207.97	178.04	148.11	118.18	88.25	58.32	28.39	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Uplift Cost Total	472.0	439.14	393.09	358.11	324.17	290.22	256.27	222.32	188.37	154.42	120.47	86.52	52.57	18.62	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Impuesto gravable	426.80	398.11	357.97	324.94	291.4	257.95	224.96	191.97	158.98	125.99	92.99	59.99	27.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Utilidades	65.4	105.95	160.82	226.59	302.28	357.17	412.06	466.95	521.84	576.73	631.62	686.51	741.40	796.29	851.18	906.07	960.96	1015.85	1070.74	1125.63	1180.52	1235.41	1290.30	1345.19	
Impuesto a la renta	130.84	211.91	321.64	453.18	604.56	755.95	907.34	1058.73	1210.12	1361.51	1512.90	1664.29	1815.68	1967.07	2118.46	2269.85	2421.24	2572.63	2724.02	2875.41	3026.80	3178.19	3329.58	3480.97	
EBITDA	523.96	887.04	1286.18	1812.41	2417.72	3023.03	3628.34	4233.65	4838.96	5444.27	6049.58	6654.89	7260.20	7865.51	8470.82	9076.13	9681.44	10286.75	10912.06	11537.37	12162.68	12788.00	13413.31	14038.62	14663.93

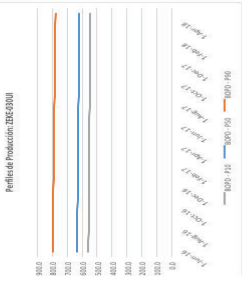
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Producción	706.1	651.3	603.3	551.5	503.7	451.9	400.1	348.3	296.5	244.7	192.9	141.1	89.3	37.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Impuesto	508.02	487.86	422.42	387.55	357.62	327.69	297.76	267.83	237.90	207.97	178.04	148.11	118.18	88.25	58.32	28.39	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Uplift Cost Total	472.0	439.14	393.09	358.11	324.17	290.22	256.27	222.32	188.37	154.42	120.47	86.52	52.57	18.62	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Impuesto gravable	426.80	398.11	357.97	324.94	291.4	257.95	224.96	191.97	158.98	125.99	92.99	59.99	27.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Utilidades	65.4	105.95	160.82	226.59	302.28	357.17	412.06	466.95	521.84	576.73	631.62	686.51	741.40	796.29	851.18	906.07	960.96	1015.85	1070.74	1125.63	1180.52	1235.41	1290.30	1345.19	
Impuesto a la renta	130.84	211.91	321.64	453.18	604.56	755.95	907.34	1058.73	1210.12	1361.51	1512.90	1664.29	1815.68	1967.07	2118.46	2269.85	2421.24	2572.63	2724.02	2875.41	3026.80	3178.19	3329.58	3480.97	
EBITDA	523.96	887.04	1286.18	1812.41	2417.72	3023.03	3628.34	4233.65	4838.96	5444.27	6049.58	6654.89	7260.20	7865.51	8470.82	9076.13	9681.44	10286.75	10912.06	11537.37	12162.68	12788.00	13413.31	14038.62	14663.93

**ANEXO NO. 10.5. ANÁLISIS ECONÓMICO POZO ZEKE-030**

Perfil de Producción: ZEKE 0300

DOI (del)	010127	Tarifa	24	Utilidad	291
DOI (del)	01010554	Costo	4	Impuesto a la Venta	291
COTU JAE	3	30301521			

RED	800P-730	800P-780	800P-796
1.0.0.1.8	8381	8345	7881
1.0.0.1.9	8324	8213	7862
1.0.0.1.0	8324	8213	7862
1.0.0.1.5	8554	8316	7843
1.0.0.1.6	8554	8316	7843
1.0.0.1.7	8554	8316	7843
1.0.0.1.8	8554	8316	7843
1.0.0.1.9	8554	8316	7843
1.0.0.1.0	8554	8316	7843
1.0.0.1.5	8554	8316	7843
1.0.0.1.6	8554	8316	7843
1.0.0.1.7	8554	8316	7843
1.0.0.1.8	8554	8316	7843
1.0.0.1.9	8554	8316	7843
1.0.0.1.0	8554	8316	7843



	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	1.0.0.1.0	1.0.0.1.1	1.0.0.1.2	1.0.0.1.3	1.0.0.1.4	1.0.0.1.5	1.0.0.1.6	1.0.0.1.7	1.0.0.1.8	1.0.0.1.9	1.0.0.1.0	1.0.0.1.1	1.0.0.1.2	1.0.0.1.3	1.0.0.1.4	1.0.0.1.5	1.0.0.1.6	1.0.0.1.7	1.0.0.1.8	1.0.0.1.9	1.0.0.1.0	1.0.0.1.1	1.0.0.1.2	1.0.0.1.3	1.0.0.1.4
Producción	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460
Impuesto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Impuesto a la Venta	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460
Costo Optimista	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460
Costo Pesimista	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460	6460

Fuente: Shaya Ecuador S.A.  
Elaborado por: Wilson Jiménez