

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

**“ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE
COMPLETACIONES INTELIGENTES PARA LA PRODUCCIÓN
SIMULTÁNEA DE VARIAS ARENAS EN EL CAMPO PALO AZUL”**

OPCIÓN: TRABAJO TÉCNICO-EXPERIMENTAL

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERA EN
PETRÓLEOS.**

DIANA LUCIA LOMA MANZANO
diana.loma@epn.edu.ec

DIRECTOR: MSc. FRANKLIN GÓMEZ S.
franklin.gomez@epn.edu.ec

Quito, Junio 2019

DECLARACIÓN

Yo, Diana Lucia Loma Manzano, declaro bajo juramento que el presente trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en 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.

DIANA LUCIA LOMA MANZANO

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Diana Lucia Loma Manzano, bajo mi supervisión.

**MSc. ING. FRANKLIN GÓMEZ S.
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por bendecirme y permitirme haber llegado hasta éste punto de mi vida rodeada de las personas que quiero.

A mi padre por apoyarme y consentirme, a mi madre por ser mi amiga y consejera. Ambos guían mi camino con su amor y sabiduría, los amo mucho.

A mis hermanos por siempre animarme y estar pendientes de mi bienestar.

A todo el talento humano que conforma la Dirección de Control Técnico de Hidrocarburos perteneciente a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. Especialmente a los ingenieros Cristian Alarcón y Lorena Gallardo les agradezco infinitamente ya que sin su apoyo, enseñanzas, tiempo y sobre todo por la gran paciencia que ambos me tuvieron la culminación de éste proyecto no hubiese sido posible.

A mi Director el ingeniero Franklin Gómez por impartirme todos sus conocimientos, apoyo continuo y confianza.

Al ingeniero Cristian Alvear por haberme guiado durante todo mi proceso de titulación con todos sus conocimientos.

Al ingeniero Pablo Trejo por su gran predisposición de apoyarme y de alentarme a seguir adelante.

DEDICATORIA

Este proyecto lo dedico con todo mi corazón a mi padre, madre y hermanos por todo el cariño que siempre me han dado.

CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	I
CERTIFICACIÓN.....	II
AGRADECIMIENTOS.....	III
DEDICATORIA.....	IV
CONTENIDO.....	V
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VIII
ÍNDICE DE TABLAS.....	X
ÍNDICE ANEXOS.....	XI
ÍNDICE DE ECUACIONES.....	XII
SIMBOLOGÍA.....	XIII
RESUMEN.....	XV
PRESENTACIÓN.....	XII
CAPITULO I	1
1 MARCO TEÓRICO	1
1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO PALO AZUL	1
1.2 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO PALO AZUL	1
1.3 RESERVORIOS DEL CAMPO PALO AZUL.....	1
1.4 DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO PALO AZUL.....	2
1.5 REGISTRO BÁSICO.....	3
1.6 ESTIMACIÓN DE RESERVAS.....	4
1.6.1 DEFINICIÓN DE RESERVAS.....	4
1.6.2 CURVAS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN.....	4
1.7 ANÁLISIS NODAL.....	5
1.7.1 CURVAS CARACTERÍSTICAS DEL ANÁLISIS NODAL.....	6
1.7.2 DESEMPEÑO DE LA BES.....	8
1.8 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA MODULAR DE CONTROL MULTIZONAL.....	10
1.8.1 HERRAMIENTAS DE LA INTELLIZONE COMPACT.....	12
1.8.2 HERRAMIENTAS ADICIONALES.....	14

1.9 INTELLIZONE COMPACT CON RESPECTO A LA COMPLETACIÓN DUAL.....	16
1.10 EVALUCIÓN DE PROYECTOS.....	17
1.10.1 INVERSIÓN.....	17
1.10.2 COSTO.....	17
1.10.3 INGRESO.....	17
1.10.4 TASA DE INTERÉS	18
1.10.5 FLUJO DE CAJA.....	18
1.10.6 VALOR ACTUAL NETO (VAN).....	18
1.10.7 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	19
1.10.8 PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI).....	19
CAPITULO II.....	20
2 SELECCIÓN DEL POZO.....	20
2.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA EL POZO CANDIDATO.....	20
2.1.1 ANÁLISIS DEL POZO PLAN-050RE.....	22
2.1.2 ANÁLISIS DEL POZO PLAN-052RE.....	23
2.1.3 ANÁLISIS DEL POZO PLAN-053RE.....	25
2.1.4 ANÁLISIS DEL POZO PLAN-054.....	26
ANÁLISIS DEL POZO PLAN-055.....	28
2.1.5 ANÁLISIS DEL POZO PLAN-057.....	30
2.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	32
2.3 POZO SELECCIONADO.....	33
2.3.1 GENERALIDADES DEL POZO.....	33
2.3.2 ARENAS DEL PLAN-053RE.....	34
CAPITULO III.....	38
3 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN INTELIGENTE PARA EL POZO SELECCIONADO.....	38
3.1 DISEÑO DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE.....	38
3.1.1 PARÁMETROS DEL DISEÑO DE LA BOMBA.....	38
3.1.2 SELECCIÓN DE LA BOMBA.....	39
3.2 ANÁLISIS NODAL.....	39
3.3 DIAGRAMA DE LA COMPLETACIÓN DEL PLAN-053RE.....	40
3.3.1 COMPONENTES	40
3.3.2 LÍNEAS NECESARIAS PARA EL CONTROL DEL PLAN-053R.....	41
3.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	43

3.4.1	BOMBA SELECCIONADA.....	43
3.4.2	ANÁLISIS NODAL.....	44
CAPITULO IV.....		46
4	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	46
4.1	PRIMER ESCENARIO.....	46
4.1.1	CASO A.....	47
4.1.2	CASO B.....	48
4.2	SEGUNDO ESCENARIO.....	49
4.2.1	CASO A.....	49
4.2.2	CASO B.....	49
4.3	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	50
CAPITULO V.....		51
5	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	51
5.1	CONCLUSIONES.....	51
5.2	RECOMENDACIONES.....	52
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		52
ANEXOS.....		57

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1 MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO PALO AZUL.....	1
FIGURA 1.2 REGISTRO BÁSICO.....	3
FIGURA 1.3 CURVAS CARACTERÍSTICAS.....	8
FIGURA 1.4 CURVAS REPRESENTATIVAS DEL COMPORTAMIENTO DE LA BES.....	8
FIGURA 1.5 INTELLIZONE COMPACT.....	11
FIGURA 1.6 VÁLVULA DE CONTROL DEL FLUJO.....	12
FIGURA 1.7 SENSOR DE LA VÁLVULA DE CONTROL DE FLUJO.....	12
FIGURA 1.8 MÓDULO HIDRÁULICO MULTIPUNTO.....	13
FIGURA 1.9 EMPACADOR MULTIPUERTO.....	13
FIGURA 1.10 SENSORES.....	13
FIGURA 1.11 SISTEMA BES.....	14
FIGURA 1.12 SISTEMA BES ENCAPSULADO.....	15
FIGURA 1.13 MANDRIL DE INYECCIÓN.....	15
FIGURA 1.14 MEDIDOR DE FLUJO.....	16
FIGURA 2.1 MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO PALO AZUL.....	21
FIGURA 2.2 HISTORIAL PLAN-050RE.....	22
FIGURA 2.3 CURVAS DE DECLINACIÓN DEL PLAN-050REU.....	23
FIGURA 2.4 HISTORIAL PLAN-052RE.....	24
FIGURA 2.5 CURVAS DE DECLINACIÓN DEL PLAN-052REH.....	24
FIGURA 2.6 HISTORIAL PLAN-053RE.....	25
FIGURA 2.7 CURVAS DE DECLINACIÓN DEL PLAN-053REH.....	26
FIGURA 2.8 HISTORIAL PLAN-054.....	27
FIGURA 2.9 CURVAS DE DECLINACIÓN DEL PLAN-054H.....	27
FIGURA 2.10 CURVAS DE DECLINACIÓN DEL PLAN-054BT.....	28
FIGURA 2.11 HISTORIAL PLAN-055.....	29
FIGURA 2.12 CURVAS DE DECLINACIÓN DEL PLAN-055BT.....	29
FIGURA 2.13 HISTORIAL PLAN-057.....	30
FIGURA 2.14 CURVAS DE DECLINACIÓN DEL PLAN-057BT.....	31
FIGURA 2.15 CURVAS DE DECLINACIÓN DEL PLAN-057H.....	31
FIGURA 2.16 PRODUCCIÓN POSTERIOR AL W.O. #2 PLAN-053RE.....	34
FIGURA 2.17 CURVAS DE DECLINACIÓN DEL PLAN-053RE 2018.....	35
FIGURA 3.1 CURVA DE RENDIMIENTO DE LA BOMBA.....	39

FIGURA 3.2 ANÁLISIS NODAL DEL PLAN-053RE.....	40
FIGURA 3.3 COMPLETACIÓN DEL PLAN-053RE.....	42
FIGURA 3.4 PRODUCCIÓN MEZCLADA VS PRODUCCIÓN SEPARADA DE UN POZO DEL GÓLFO DE MÉXICO.....	44
FIGURA 3.5 IPR DE HOLLÍN Y BASAL TENA.....	45

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.1 PROPIEDADES PROMEDIO DE LOS RESERVORIOS DEL CAMPO PALO AZUL.....	2
TABLA 1.2 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL CAMPO PALO AZUL.....	2
TABLA 1.3 DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN DE LOS POZOS.....	2
TABLA 1.4 VALORACIÓN DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD.....	6
TABLA 1.5 COMPLETACIÓN INTELIGENTE VS COMPLETACIÓN DUAL.....	17
TABLA 1.6 VIABILIDAD DE UN PROYECTO SEGÚN EL VAN.....	18
TABLA 1.7 VIABILIDAD DE UN PROYECTO SEGÚN EL TIR.....	19
TABLA 2.1 PRODUCCIÓN PROMEDIADA DE ABRIL A DICIEMBRE 2017.....	20
TABLA 2.2 POZOS CON MAYOR PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y MENOR % BSW.....	21
TABLA 2.3 COORDENADAS DEL PLAN-053RE.....	33
TABLA 2.4 DETALLE DE LA TUBERÍA DE LA COMPLETACIÓN DEL PLAN -053RE.....	33
TABLA 2.5 INTERVALOS PRODUCTORES DEL PLAN-053RE.....	34
TABLA 2.6 PRODUCCIÓN POSTERIOR AL W.O. #1 PLAN-053RE.....	35
TABLA 2.7 CARACTERÍSTICAS DEL PLAN-053RE.....	35
TABLA 2.8 INTERVALO CON POSIBLE EXISTENCIA DE HIDROCARBURO.....	36
TABLA 2.9 PRODUCCIÓN ESTIMADA DEL PLAN-053REBT.....	36
TABLA 2.10 CARACTERÍSTICAS ESTIMADAS DEL PLAN-053REBT.....	37
TABLA 3.1 EQUIPO DE FONDO DE POZO.....	38
TABLA 3.2 DATOS OBTENIDOS DE LA BOMBA A 7645 FT.....	43
TABLA 3.3 DATOS OBTENIDOS DEL ANÁLISIS NODAL DEL PLAN-053RE.....	45
TABLA 4.1 PRODUCCIÓN ANUAL DE PETRÓLEO.....	46
TABLA 4.2 OBTENCIÓN DEL FLUJO DE CAJA.....	47
TABLA 4.3 VAN ACUMULADO.....	47
TABLA 4.4 OBTENCIÓN DEL FLUJO DE CAJA A \$23.....	48
TABLA 4.5 VAN ACUMULADO A \$23.....	48
TABLA 4.6 ESCENARIOS ECONÓMICOS.....	50

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO 1	DIAGRAMAS DE COMPLETACIÓN.....	57
ANEXO 2	REGISTROS ELÉCTRICOS.....	65
ANEXO 3	CÁLCULO DE ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD.....	68
ANEXO 4	DESVIACIÓN DEL PLAN-053RE.....	70
ANEXO 5	CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS DE LA BOMBA.....	72
ANEXO 6	EJEMPLO DEL CÁLCULO DEL IPR TOTAL.....	75
ANEXO 7	CÁLCULO DE LA INVERSIÓN INICIAL.....	77
ANEXO 8	EJEMPLO DEL CÁLCULO DE LOS INDICADORES FINANCIEROS.....	79

ÍNDICE DE ECUACIONES

(1.1) ECUACIÓN TASA DE PRODUCCIÓN EXPONENCIAL.....	5
(1.2) ECUACIÓN DE RESERVAS REMANENTES D. EXPONENCIAL.....	5
(1.3) ECUACIÓN DE TASA DE PRODUCCIÓN HIPERBÓLICA.....	5
(1.4) ECUACIÓN DE RESERVAS REMANENTES D. HIPERBÓLICA.....	5
(1.5) ECUACIÓN TASA DE PRODUCCIÓN ARMÓNICA.....	5
(1.6) ECUACIÓN DE RESERVAS REMANENTES D. ARMÓNICA.....	5
(1.7) ECUACIÓN INDICE DE PRODUCTIVIDAD - METODO DARCY.....	6
(1.8) IP YACIMIENTOS SUBSATURADOS ($PWF \geq PB$).....	7
(1.9) ECUACIÓN CAUDAL Y. SUBSATURADOS ($PWF \geq PB$).....	7
(1.10) ECUACIÓN CAUDAL EN PB - Y. SUBSATURADO ($PWF < PB$).....	7
(1.11) ECUACIÓN CAUDAL MÁX - Y. SUBSATURADO ($PWF < PB$).....	7
(1.12) ECUACIÓN CAUDAL - Y. SUBSATURADO ($PWF < PB$).....	7
(1.13) ECUACIÓN GRAVEDAD ESPECÍFICA DE LA MEZCLA.....	9
(1.14) ECUACIÓN PRESIÓN DE ENTRADA DE LA BOMBA	9
(1.15) ECUACIÓN PRESIÓN POR FRICCIÓN.....	9
(1.16) ECUACIÓN GRADIENTE DE FLUIDO.....	9
(1.17) ECUACIÓN PRESIÓN POR GRAVEDAD.....	9
(1.18) ECUACIÓN PRESIÓN DE DESCARGA.....	9
(1.19) ECUACIÓN VOLUMEN DE PETRÓLEO.....	10
(1.20) ECUACIÓN VOLUMEN DE AGUA.....	10
(1.21) ECUACIÓN VOLUMEN DE GAS.....	10
(1.22) ECUACIÓN VOLUMEN TOTAL.....	10
(1.23) ECUACIÓN % GAS LIBRE.....	10
(1.24) ECUACIÓN INGRESO.....	18
(1.25) ECUACIÓN VALOR ACTUAL NETO.....	18
(1.26) ECUACIÓN TASA INTERNA DE RETORNO.....	19
(1.27) ECUACIÓN PERIODO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN	19

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
AAPG	American Association of Petroleum Geologist	
API	Gravedad Especifica en grados API	
ARCH	Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero	
BAPD	Barriles de Agua por Día	L ³ /t
BFPD	Barriles de Fluido por Día	L ³ /t
Bo	Factor Volumétrico del Petróleo	L ³
BPPD	Barriles de Petróleo por Día	L ³ /t
BSW	Porcentaje de Agua y Sedimentos	%
BT	Basal Tena	
EAGE	European Association of Geoscientists & Engineers	
°F	Grados Fahrenheit	T
ft	pies	L
h	Espesor	L
Hz	hertz	s ⁻¹
ID	Diámetro interno	L
in	Pulgadas	L
J	Índice de Productividad	L ⁴ /M
K	Permeabilidad	L ²
km	kilómetro	L
lb/ft	Libra por pie	M/L
m	metros	L
MD	Profundidad Medida	L
Np	Volumen de Petróleo Acumulado	L ³
OD	Diámetro externo	L
Pb	Presión de Burbuja	M/Lt ²
PIP	Presión de Fluido en el Intake	M/Lt ²
PLA	Palo Azul	
Pr	Presión de Reservorio	M/Lt ²
psi	Libra por Pulgada Cuadrada	M/Lt ²
pwf	Presión de Fondo Fluyente	M/Lt ²
Q	Caudal de Fluido	L ³ /t
Qmax	Caudal Máximo	L ³ /t
Re	Radio de Drenaje	L
Rw	Radio del Pozo	L
S	Daño de Formación	
SEG	Society of Exploration Geophysicists	
SPE	Society of Petroleum Engineers	

SPEE	Society of Petroleum Evaluation Engineers	
SPWLA	Society of Petrophysicists and Well Log Analysts	
TVD	Profundidad Vertical Verdadera	L
μo	Viscosidad del Petróleo	M/Lt
WO	Work Over /Trabajo de Reacondicionamiento	
WPC	World Petroleum Council	

RESUMEN

En el presente trabajo de titulación se realizó un estudio mediante el cual es posible determinar la viabilidad o no sobre la instalación de un Sistema Modular de Control Multizonal IntelliZone Compact, que permita la producción simultánea de varias arenas (dos o más) de un pozo del Campo Palo Azul del Oriente Ecuatoriano.

Para lo cual se detalló las herramientas que componen el ensamblaje compacto, su funcionamiento y las ventajas que tiene con respecto a las completaciones inteligentes convencionales y a las completaciones duales, puesto que ambas permiten la producción de por lo menos dos arenas.

En cuanto a la selección del pozo adecuado se tomó en consideración los 42 pozos que se encontraban produciendo entre abril y diciembre del 2017, a los cuales se les realizó una evaluación de la producción de petróleo y %BSW.

De éste modo se seleccionó los pozos con mayor producción de petróleo y menor %BSW con respecto a los promedios del campo. Con lo cual se obtuvieron 6 pozos candidatos para la implementación. Los mismos que fueron sometidos al análisis de su historial de producción, último reacondicionamiento, diagrama de la completación, reservas y su registro eléctrico. Posterior a éste análisis se eligió al pozo PLAN-053RE ya que sus condiciones son las más óptimas para la implementación inteligente.

Previo a la realización del esquema del ensamblaje compacto y las herramientas adicionales necesarias para la correcta producción simultánea de ambas arenas, se diseñó una bomba electrosumergible capaz de llevar a superficie la tasa requerida del pozo seleccionado. Además se ejecutó el estudio nodal del pozo, los dos procesos se los llevo a cabo mediante el software Pipesim.

Una vez que se diseñó la completación se procedió a evaluar económicamente el proyecto y finalmente se describió las conclusiones y recomendaciones del mismo.

Palabras clave: Sistema Modular de Control Multizonal IntelliZone Compact, Completaciones Inteligentes Convencionales, Completaciones Duales, Bomba Electrosumergible, software Pipesim.

PRESENTACIÓN

El campo Palo Azul es operado actualmente por EP Petroamazonas, comenzó su producción en 1999 con el pozo PLAA-001 (ARCH, 2009). A la actualidad cuenta con un total de 60 pozos perforados de los cuales alrededor del 62 % son pozos productores de petróleo, cuya producción principal es proveniente de la arena Hollín, como segundo objetivo están las arenas Basal Tena, U y T. (ARCH, 2017)

Aproximadamente el 6% de los pozos productores del campo Palo Azul han producido mediante completaciones duales en algún momento de su vida productiva (ARCH, 2017), con el fin de aumentar la producción y consecuentemente la rentabilidad del pozo. Sin embargo, debido a las fallas operacionales relacionadas a su instalación, mantenimiento y/o durante su producción las completaciones duales han sido cambiadas por completaciones simples, que se limitan a la producción de una sola arena (Torres G, 2016) y es así que se pierde la oportunidad de obtener mayor producción y ganancias.

Las completaciones inteligentes convencionales permiten la producción mezclada de dos o más arenas cuya producción es monitoreada y controlada desde superficie, gracias a la tecnología de sus herramientas, procedimiento que una completación dual es incapaz de realizar. Surgieron a partir de la necesidad de disminuir costos en las completaciones de pozos offshore, que se dan debido a las reparaciones, alquiler y traslado de embarcaciones entre otros (Beveridge, k. et all. 2011).

Sin embargo, en el caso de la implementación de completaciones inteligentes convencionales en pozos onshore no representa una disminución de costos por lo cual no es factible su instalación. Para solventar éste problema económico Schlumberger desarrolló el Sistema Modular de Control Multizonal IntelliZone Compact que está compuesto por sensores de presión y temperatura, una válvula de control de flujo, un empacador multipuerto y un módulo hidráulico multipunto. Las mismas herramientas que componen una completación inteligente convencional a excepción del módulo hidráulico que permite la disminución de líneas de control, promoviendo la reducción de costos. (Beveridge, k. et all. 2011)

Una IntelliZone Compact es una evolución de la completación inteligente convencional, que como su nombre lo indica es un ensamblaje compacto compuesto por las herramientas antes mencionadas. Su longitud es aproximadamente la mitad de una completación inteligente convencional.

Debido a ésta característica y a la presencia del módulo hidráulico multipunto, hacen del Sistema Modular una opción adecuada a implementarse en un pozo del campo Palo Azul, ya que se disminuye costos por tratarse de un sistema de menor

longitud el cual mantiene las ventajas de una inteligente convencional. (Beveridge, k. et all. 2011)

Además de la ventaja de la producción monitoreada y controlada desde superficie, la producción mezclada antes mencionada también resulta beneficiosa. Ya que dicha producción es mayor con respecto a la producción individual que se lograría a través de una completación dual (Dyer, S. et all. 2008). Esto sucede gracias a la utilización de las válvulas de control de flujo que con sus 4 posiciones permiten llevar a superficie el fluido de manera más óptima.

Con tales expectativas cabe mencionar que el proyecto contribuye en gran manera al área de petróleos específicamente a la línea de producción de hidrocarburos debido a que la implementación de una IntelliZone Compact permite maximizar la producción de petróleo y del mismo modo aumentar las ganancias.

Objetivo General

Determinar la factibilidad técnica y económica para la implementación del Sistema modular de control multizonal para la producción simultánea de varias arenas en un pozo del Campo Palo Azul.

Objetivos Específicos

- Determinar los parámetros para la preselección de los potenciales pozos candidatos para la implementación de esta tecnología.
- Calcular las reservas de los pozos seleccionados mediante el software OFM.
- Realizar el análisis nodal en el fondo del pozo seleccionado mediante el software Pipesim implementando la completación inteligente.
- Analizar la viabilidad y rentabilidad de la implementación del sistema.

Alcance

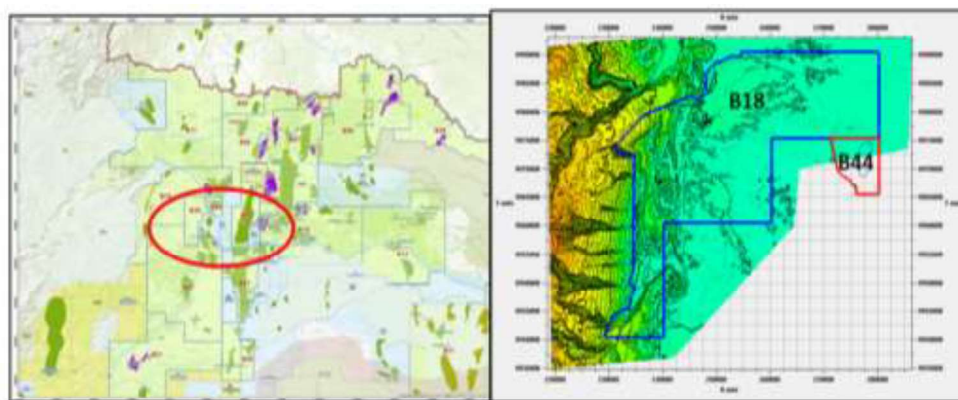
En el presente trabajo se realizará la preselección de varios pozos del Campo Palo Azul de los cuales se seleccionará un pozo que cumpla con las características óptimas para la implementación de una completación inteligente.

CAPÍTULO I MARCO TEÓRICO

1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO PALO AZUL

El Campo Palo Azul se encuentra ubicado en el bloque 18 al Noroeste del campo Sacha, al Oeste del Río Coca y Noroeste del Campo Pucuna en la Provincia de Orellana de la Región Amazónica del Ecuador como se indica en la figura 1.1. (ARCH, 2009)

FIGURA 1. 1 MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO PALO AZUL



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarbúfero, 2017

1.2 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO PALO AZUL

Geológicamente el campo Palo Azul se ubica al Oeste del eje axial de la subcuenca cretácica Napo y es un entrapamiento mixto de tipo estructural- estratigráfico, representado por un anticlinal asimétrico. El eje principal tiene una dirección preferencial aproximadamente Norte-Sur a Noreste-Suroeste, de unos 10 km de largo y un ancho máximo en dirección Oeste-Este de 5 km. Al Este el Campo Palo Azul tiene un cierre contra una falla inversa de alto ángulo, que se origina en el basamento. (ARCH, 2009)

1.3 RESERVORIOS DEL CAMPO PALO AZUL

El principal reservorio del Campo Palo Azul es Hollín cuyo entrapamiento es de tipo estructural, dispone de un intervalo promedio de 138 ft y su mecanismo de empuje es por gas en solución más empuje hidráulico. Los reservorios secundarios son Basal Tena, U y T cuyo entrapamiento es de tipo estratigráfico su espesor promedio es de 14,6 ft 13,9 ft y 12,8 ft respectivamente y su mecanismo de empuje es por gas en solución más expansión roca-fluido. Las propiedades de cada reservorio se describen en la **tabla 1.1** y la producción acumulada de los reservorios se encuentra en la **tabla 1.2**. (ARCH, 2018)

TABLA 1. 1 PROPIEDADES PROMEDIO DE LOS RESERVORIOS DEL CAMPO PALO AZUL

Propiedades	Reservorio Hollín	Reservorio BT	Reservorio U	Reservorio T
Porosidad promedio (%)	13,7	14,6	12,8	13,9
Permeabilidad promedio (mD)	250	500	25	16,5
Presión de reservorio (psi)	3600	1500	1650	2000
Presión de burbuja (psi)	1256	845	1327	1598
API	26,5	20,1	30,7	27,7
Factor Volumétrico Bo	1,178	1,145	1,265	1,431

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2018

Elaborado por: Loma Diana

TABLA 1. 2 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL CAMPO PALO AZUL

Campo	Reservorio	Acumulado (MMbl) 01-01-2018
Palo Azul	Hollín	105,94
	Basal Tena	2,05
	U	0,11
	T	0,04
Total		108,13

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2018

Elaborado por: Loma Diana

1.4 DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO PALO AZUL

Los pozos del Campo Palo Azul están distribuidos en 5 PADs (A, B, C, D, N), el detalle de la situación de los pozos hasta el 31 de diciembre del 2017 se encuentra en la **tabla 1.3**. (ARCH, 2017)

TABLA 1. 3 DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN DE LOS POZOS

DICIEMBRE 2017			
	Pozos Activos	Pozos Reinyector/Inyector	Pozos Cerrados
Número	37	5	12

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2017

Elaborado por: Loma Diana

El sistema de levantamiento artificial usado por los 37 pozos productores es el bombeo electrosumergible. El PLAA-001 y el PLAC-004 son los pozos que entraron a reacondicionamiento en diciembre del 2017. (ARCH, 2017)

1.5 REGISTRO BÁSICO

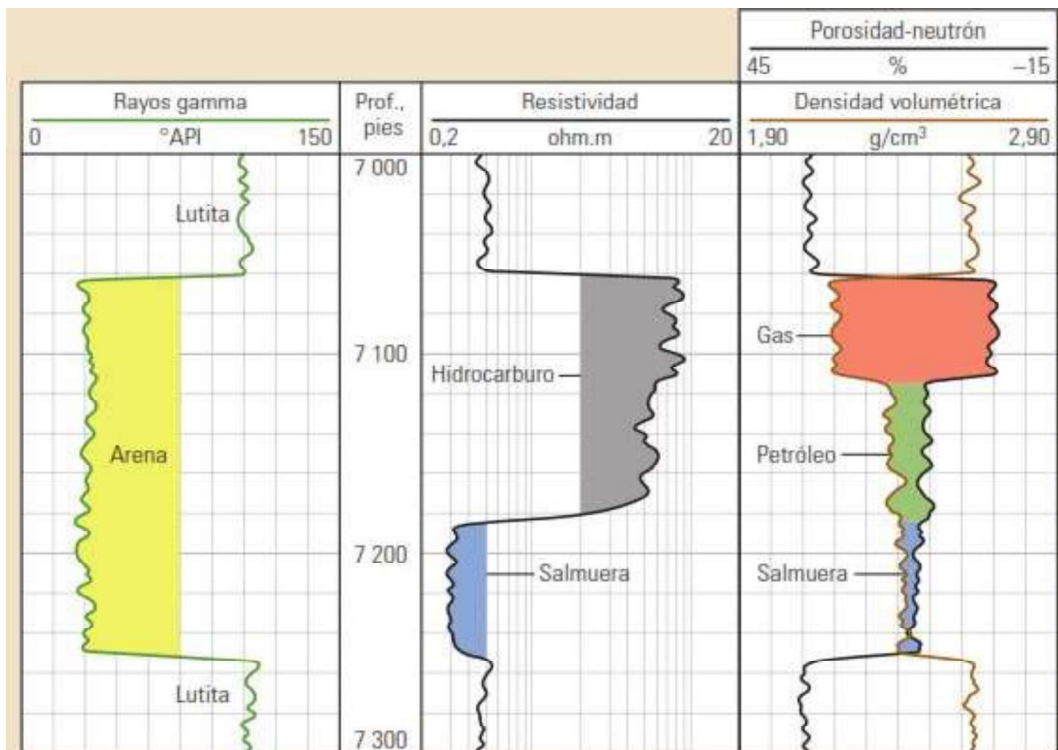
Un registro básico debe tener las curvas de rayos gamma, de resistividad, porosidad- neutrón y densidad volumétrica, ya que con el estudio en conjunto de éstas curvas se puede determinar la posible existencia de hidrocarburo en un determinado intervalo. (Andersen M, 2011)

La curva de rayos gamma permiten diferenciar entre un reservorio y no reservorio, las rocas reservorio contienen elementos radiactivos como potasio (K), torio (Th) y uranio (U) en bajas cantidades, por ende el registro de radiación de rayos gamma será bajo e indicará la presencia de roca reservorio y viceversa. El nivel de GR se registra en unidades °API como se muestra en la **figura 1.2**. (Benítez C, 2017)

La curva de resistividad permite diferenciar un intervalo de agua de uno de hidrocarburo. Los hidrocarburos no son conductores de la electricidad, pero el agua de formación sí lo es, entonces, resistividades altas muestran presencia de hidrocarburo y resistividades bajas presencia de salmuera, la resistividad se mide en ohmios como se puede ver en la **figura 1.2**. (Benítez C, 2017).

La curva de porosidad-neutrón y la de densidad volumétrica determinan la porosidad del reservorio al superponerse. La porosidad-neutrón se mide en porcentaje y la densidad volumétrica en g/cm³ como se ve en la **figura 1.2**. (Benítez C, 2017)

FIGURA 1. 2 REGISTRO BÁSICO



Fuente: Andersen M, 2011

1.6 ESTIMACIÓN DE RESERVAS

1.6.1 DEFINICIÓN DE RESERVAS

Se determinan como reservas al volumen de petróleo, Los resultados obtenidos dependen de los datos disponibles y el método que se utilice para su cálculo. (Ruiz C, 2007)

Clasificación

- **Reservas**

Es aquella cantidad de petróleo, la cual anticipa que su recuperación será económicamente rentable en un tiempo determinado, a través de la aplicación de proyectos de desarrollo a acumulaciones conocidas. (AAPG, et all, 2018)

- **Recursos contingentes**

Es el volumen de petróleo estimado, en una fecha determinada, como potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, por la aplicación de proyectos de desarrollo que actualmente no se consideran comerciales debido a una o más contingencias. Los recursos contingentes pueden incluir, proyectos para los cuales actualmente no hay mercados viables, o donde la recuperación comercial depende de la tecnología en desarrollo, o donde la evaluación de la acumulación sea insuficiente para evaluar claramente la comercialidad. (AAPG, et all, 2018)

- **Recursos prospectivas**

Son aquellas cantidades de petróleo estimadas, a partir de una fecha dada, para ser potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas por la aplicación de futuros proyectos de desarrollo. Los recursos prospectivos tienen una posibilidad asociada de descubrimiento geológico. (AAPG, et all, 2018)

1.6.2 CURVAS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN

Las curvas de declinación de producción es un mecanismo sencillo que permite calcular las reservas de hidrocarburo, los resultados varían de acuerdo a la información disponible y el tipo de declinación que se utilice para el cálculo. (Torres A, Torres J, 2014)

- **Declinación exponencial**

Es el tipo de declinación que más se utiliza para el cálculo de reservas por ser una

de las técnicas más simples de aplicar. Hay declinación exponencial únicamente cuando la tasa de declinación D , no varía con el tiempo es decir que sea fija. (Zabala L, 2012)

$$q = q_i e^{-D(t-t_i)} \quad (1.1)$$

Donde:

q : Tasa de producción al tiempo t

q_i : Tasa de producción al tiempo $t=0$

D : Declinación exponencial

t : Tiempo

Ecuación para el calcular las reservas de hidrocarburo:

$$N = \frac{q_i - q}{D} \quad (1.2)$$

• Declinación hiperbólica

La declinación hiperbólica varía de la declinación exponencial debido a que su declive no es constante ya que se modifica en relación de la tasa de producción, de ésta forma se indica que a mayor tasa de producción mayor tasa de declinación. (Zabala L, 2012)

$$q = q_i (1 + b D_i t)^{-\frac{1}{b}} \quad (1.3)$$

Donde b es una constante entre $0 < b < 1$.

Ecuación para el calcular las reservas de hidrocarburo:

$$N = \frac{q_i}{D_i(1-b)} \left[1 - \left(\frac{q}{q_i} \right)^{1-b} \right] \quad (1.4)$$

• Declinación armónica

Es un caso particular de la declinación hiperbólica en donde $b = 1$. (Zabala L, 2012)

$$q = q_i (1 + D_i t)^{-1} = \frac{q_i}{1 + D_i t} \quad (1.5)$$

Ecuación para el calcular las reservas de hidrocarburo:

$$N = \frac{q_i}{D_i} [\ln q_i - \ln q] \quad (1.6)$$

1.7 ESTUDIO NODAL

El estudio nodal es una herramienta que permite determinar el comportamiento del pozo con el objetivo de optimizar su actividad productiva. (Cachumba F, 2017). La ejecución de dicha herramienta ayuda a adecuar los dispositivos del subsuelo y de superficie para disminuir la diferencia entre lo que se produce con lo que se debería producir el pozo de acuerdo a su potencial. (Gainza F, 2010)

Para la realización del análisis nodal se utilizó el software Pipesim 2017.1 de Schlumberger, pero previamente a dicho estudio se diseñó la bomba electrosumergible (BES) adecuada para poder levantar la producción de las arenas del pozo seleccionado.

1.7.1 CURVAS CARACTERÍSTICAS DEL ANÁLISIS NODAL

Curva Inflow (IPR)

También denominada curva de oferta, es la que representa el comportamiento del pozo al graficar la tasa de producción contra la presión de fondo fluente. (Gainza F, 2010)

- **Método de Darcy**

La ecuación de Darcy muestra el comportamiento del flujo en un medio poroso y permeable el cual permite determinar el índice de productividad "J" en yacimientos subsaturados que es una medida del potencial del pozo. (Alvarez R, 2008)

$$J = \frac{q_0}{P_r - P_{wf}} = \frac{7,08 \times 10^{-3} \cdot k_o \cdot h}{\mu_o \cdot \beta_o \cdot \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S - 0,75 \right]} \quad (1.7)$$

Donde:

Ko: Permeabilidad al petróleo

h: Espesor de la formación

μo: Viscosidad del petróleo

Bo: Factor volumétrico del petróleo

re: Radio de drenaje

rw: Radio del pozo

S: Daño de formación

TABLA 1. 4 VALORACIÓN DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

Índice de productividad	Observación
J < 0.5	Mal productor
0.5 ≤ J < 1	Productividad Media
1 ≤ J < 2	Buen productor
J ≥ 2	Excelente productor

Fuente: Alvear C, 2018

- **Método de Vogel**

Este método al igual que el de Darcy permite generar la curva inflow pero con la condición de que el daño sea igual a cero mediante las siguientes ecuaciones: (Alvear C, 2018)

Yacimientos subsaturados ($P_r > P_b$)

Cuando: $P_{wf} \geq P_b$

Índice de productividad

$$J = \frac{q_0}{P_r - P_{wf}} \quad (1.8)$$

$$Q_o = J * (P_r - P_{wf}) \quad (1.9)$$

Cuando: $P_{wf} < P_b$

Caudal en el punto de burbuja

$$Q_{ob} = J * (P_r - P_b) \quad (1.10)$$

Caudal máximo

$$Q_{omáx} = Q_{ob} + \frac{J * P_b}{1,8} \quad (1.11)$$

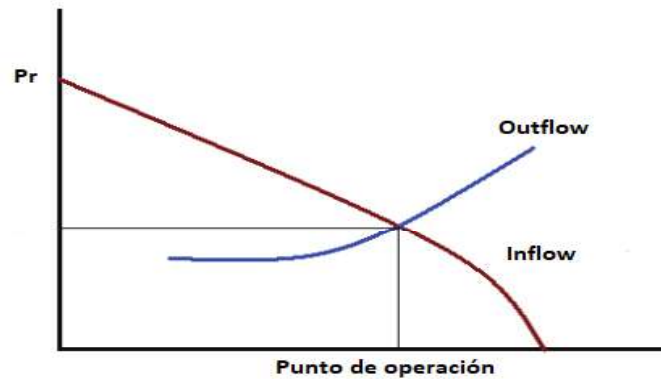
Caudal

$$Q_o = Q_{ob} + \frac{J * P_b}{1,8} \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (1.12)$$

Curva Outflow

También llamada curva de oferta, indica el desempeño y la capacidad de tubería para llevar la producción a superficie (Gaínza F, 2010). La intersección de las curvas del inflow y outflow ayuda a identificar el caudal óptimo de producción del pozo conocido como punto de operación ver **figura1.3**. (Gaínza F, 2010)

FIGURA 1.3 CURVAS CARACTERÍSTICAS



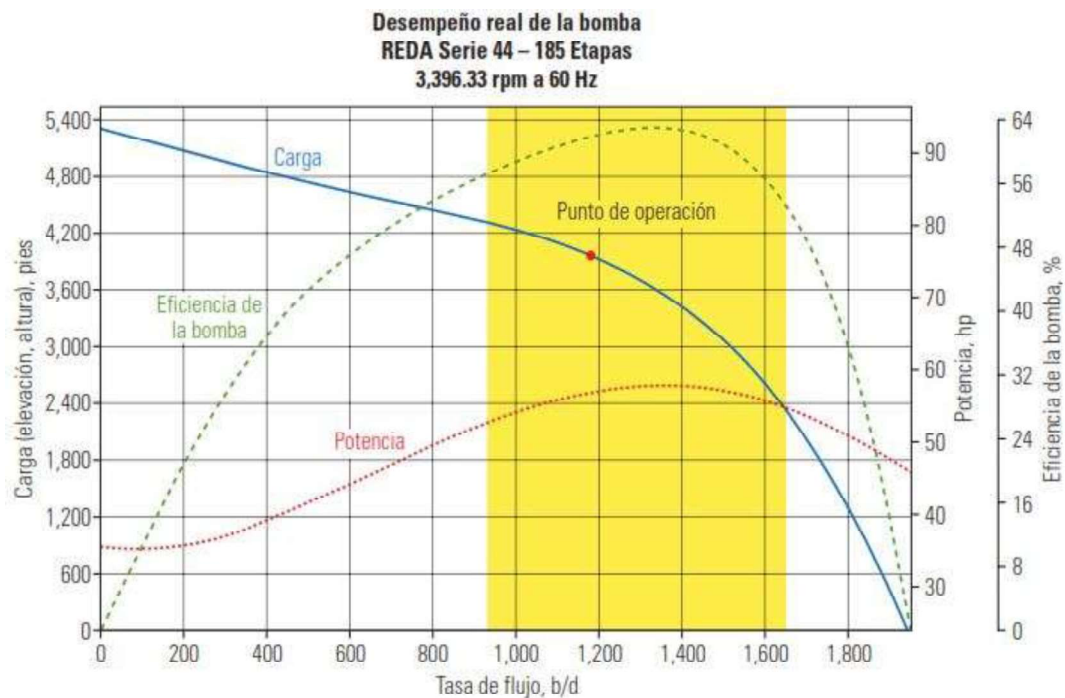
Fuente: Gaínza F, 2010

1.7.2 DESEMPEÑO DE LA BES

Las curvas representativas del comportamiento de la BES son generadas con el objetivo de simular la capacidad de una bomba para llevar los fluidos a superficie. (Algeroy J, et all, 1999)

La curva de elevación (carga) indica la altura de fluido que cada etapa puede levantar (Carlpatt, 2011) con una determinada potencia y eficiencia, el punto de operación muestra que, a 60 Hz la REDA serie 400 de 185 etapas opera en el rango óptimo, las tres curvas y el punto mencionado se pueden observar en la **figura 1.4**. (Algeroy J, et all, 1999)

FIGURA 1.4 CURVAS REPRESENTATIVAS DEL COMPORTAMIENTO DE LA BES



Fuente: Algeroy J, et all, 1999

Parámetros de la bomba electrosumergible

- **Presión de succión**

También denominada PIP es la presión de entrada de los fluidos del pozo hacia la bomba la cual se puede calcular con las siguientes ecuaciones: (Chancay J, Rumipamba L, 2007)

$$SGm = (BSW * SGw) + ((1 - BSW) * SGo) \quad (1.13)$$

$$PIP = Pwf - \left(\frac{(H-L)*SGm}{2,31ft/pi} \right) \quad (1.14)$$

Donde:

Pwf: presión de fondo fluyente al caudal deseado

H: profundidad media del intervalo superior

L: profundidad de asentamiento de la bomba

SGm: Gravedad específica de la mezcla

- **Presión de descarga**

Es la presión con la que los fluidos del pozo salen de la bomba para poder llevarlos a superficie (Chancay J, Rumipamba L, 2007), la cual se puede calcular con las siguientes ecuaciones:

$$Pf = \frac{Pwh*SGm}{2,31 ft/pies} \quad (1.15)$$

$$\Delta f = SGm * 0,433 psi/pie \quad (1.16)$$

$$Pg = \text{Gradiente del fluido} * L \quad (1.17)$$

$$Pd = Pwh + Pf + Pg \quad (1.18)$$

Donde:

Pf: Presión por fricción

Δf : Gradiente de fluido

Pg: Presión por gravedad

Pd: Presión de descarga

Pwh: Presión de cabeza

L: profundidad de asentamiento de la bomba

- **Gas libre que manejaría la bomba**

Si la cantidad de gas libre resultante es mayor al 10% ocasionaría daño a la bomba por lo cual es necesario implementar un separador de gas. (Benavides E, Trejo P, 2012)

$$V_o = BPPD * \beta_o \quad (1.19)$$

$$V_w = BAPPD * \beta_w \quad (1.20)$$

$$V_g = \text{Gas libre} * \beta_g \quad (1.21)$$

$$V_t = V_o + V_w + V_g \quad (1.22)$$

$$\% \text{ Gas libre} = \frac{V_g}{V_t} * 100 \quad (1.23)$$

Donde:

V_o: volumen de petróleo

V_w: volumen de agua

V_g: volumen de gas

V_t: volumen total

1.8 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA MODULAR DE CONTROL MULTIZONAL INTELLIZONE COMPACT

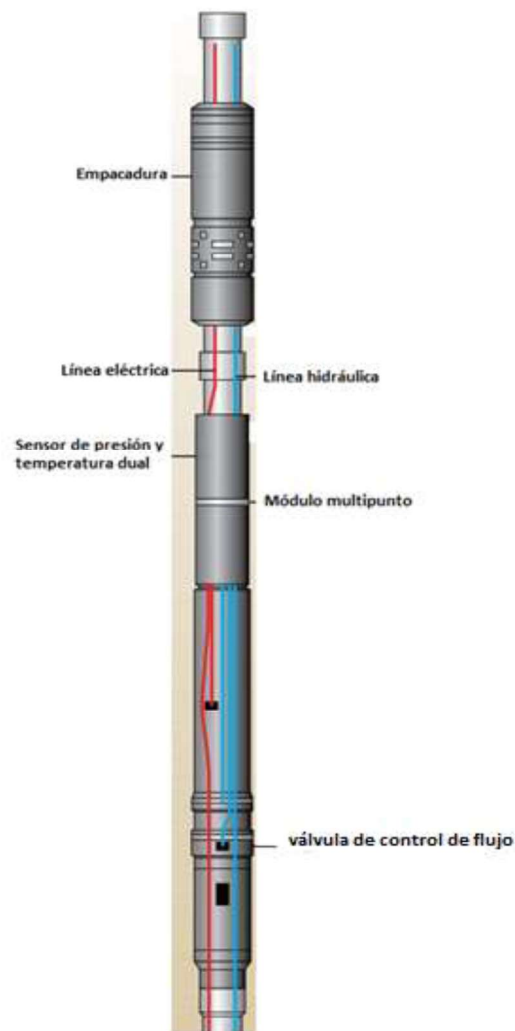
La tecnología de completaciones inteligentes se desarrolló hace más de 20 años (Ali M, Shalif M, 2018) con el objetivo principal de implementarlas en pozos de aguas profundas y de otras áreas remotas (Dyer S, et all, 2008) para producir simultáneamente varias arenas de un pozo que puede ser monitoreado y controlado en forma remota. En la actualidad las completaciones inteligentes ya se utilizan también en pozos onshore. (Ali M, Shalif M, 2008)

El conjunto de herramientas de producción hidrocarburífera inteligente tradicional está basado principalmente en la combinación de válvulas de control de flujo además de sensores de presión y temperatura permanentes. (Ali M, Shalif M, 2018) Los cuales dan la opción de controlar y monitorear de forma permanente la producción de cada arena de un pozo y consecuentemente tomar decisiones pertinentes para prevenir o atenuar los inconvenientes que se puedan presentar durante la producción. (Algeroy J, et all, 1999)

Debido al alto costo inicial de diseño, instalación y mantenimiento de dicha tecnología inteligente la misma no es comúnmente usada. Para contrarrestar este inconveniente Schlumberger diseñó una nueva propuesta denominada IntelliZone Sistema modular de control multizonal (Compact Modular Zonal Management System) que permite disminuir los costos. (Beveridge k, et all, 2011)

Del mismo modo que la inteligente tradicional, la IntelliZone Compact está compuesta por válvulas de control de flujo, sensores de presión y temperatura además de un módulo hidráulico multipunto que permite el accionamiento de más válvulas de control de flujo con menos líneas de control hidráulico a comparación de la tecnología convencional. Todas las herramientas mencionadas están diseñadas como un ensamblaje compacto cuya longitud está entre 17 pies y 32 pies (5,2m y 9,8m) ver la **figura 1.5**, aproximadamente la mitad de la longitud de la completación inteligente tradicional. No obstante aunque el ensamblaje resulte de menor longitud continúa teniendo las mismas ventajas de los sistemas más grandes y complejos, pero con la característica de que permite disminuir los costos. (Schlumberger1, 2015)

FIGURA 1. 5 INTELLIZONE COMPACT



Fuente: Beveridge k, et all, 2011

1.8.1 HERRAMIENTAS DE LA INTELLIZONE COMPACT

Válvula de control de flujo (VCF)

La válvula de control de flujo es la parte fundamental de la completación inteligente debido a que se acciona desde superficie para controlar el flujo de una arena, evitando de éste modo la intervención con cable o tubería flexible para ser activadas como lo necesitaban sus antecesoras las camisas deslizables (Dyer S, et all, 2008). En una intellizone compact se puede utilizar válvulas de control de flujo de apertura/cierre o de cuatro posiciones incluidas la abierta y cerrada (cerrado, 33%abierto, 66% abierto y totalmente abierto), cada posición se logra a través de los pulsos que recibe el sensor ubicado en la válvula (Beveridge k, et all, 2011) que se puede ver en la **figura 1.7**.

FIGURA 1. 6 VÁLVULA DE CONTROL DE FLUJO



Fuente: Schlumberger2, 2012

FIGURA 1. 7 SENSOR DE LA VÁLVULA DE CONTROL DE FLUJO



Fuente: Schlumberger2, 2012

Módulo hidráulico multipunto

La posición del estrangulador de una válvula de control de flujo usada en una completación inteligente convencional cambia mediante la liberación de presión en una línea y la presurización en otra línea ésta condición puede modificarse mediante el uso de un módulo multipunto (ver **figura 1.8**) que ayuda a minimizar el número de líneas mediante la configuración de líneas compartidas que permiten el accionamiento selectivo en superficie de las válvulas de cada zona. (Beveridge k, et all, 2011)

FIGURA 1. 8 MÓDULO HIDRÁULICO MULTIPUNTO

Fuente: Schlumberger3, 2012

Empacador multipuerto

Son empacadores de múltiples orificios de aislamiento anular de las zonas, se asientan de forma hidráulica y se pueden recuperar cortando o tensionando. Los múltiples orificios dan paso a todas líneas necesarias para la producción. (Schlumberger4, 2018)

FIGURA 1. 9 EMPACADOR MULTIPUERTO

Fuente: Schlumberger4, 2018

Sensores de presión y temperatura

Los medidores de presión y temperatura suministran mediciones tanto del espacio anular como de la tubería de producción de cada zona. Se puede monitorear hasta 3 arenas con una sola línea (ver **figura 1.10**). (Schlumberger1. 2015)

FIGURA 1. 10 SENSORES

Fuente: Schlumberger1, 2015

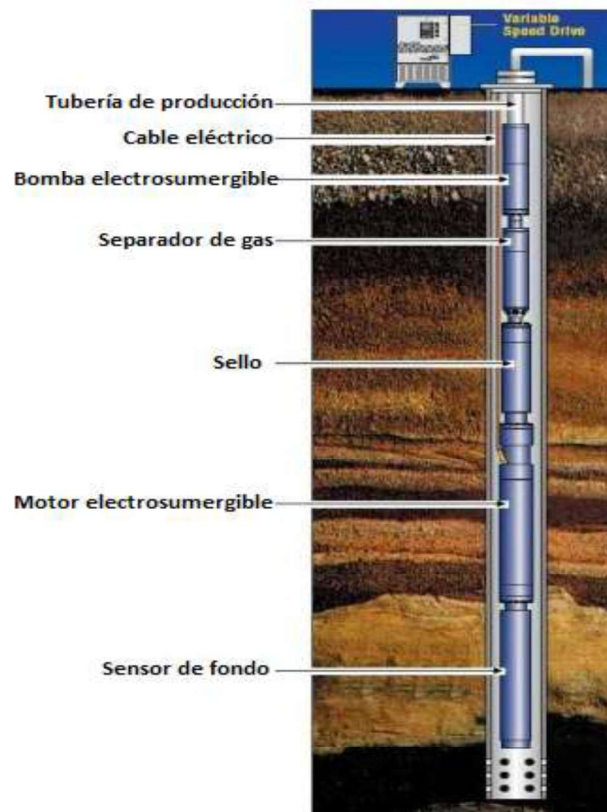
1.8.2 HERRAMIENTAS ADICIONALES

Bomba electrosumergible

Una bomba electrosumergible es una bomba centrífuga multietapa que es capaz de producir volúmenes muy grandes de fluido y también puede manejar cierta cantidad de gas libre en el fluido bombeado. La bomba es activada a través de un motor eléctrico conectado por cables a una fuente de energía trifásica en la superficie (ver **figura 1.11**), en Ecuador como en otros países las bombas usualmente operan a 3500 RPM y 60 Hz. (Melo V, 2014)

El encapsulamiento del sistema de bombeo electrosumergible (BES) es la alternativa adecuada para instalarla en conjunto con el ensamblaje IntelliZone Compact (ver **figura 1.12**), ya que la cápsula que rodea el equipo BES es capaz de soportar el peso de la completación inteligente. Además en caso de presentarse fallas el sistema BES puede ser llevado a superficie, para realizarle las intervenciones necesarias para su correcto funcionamiento, mientras que el ensamblaje compacto y la capsula permanecen en fondo. (Rodriguez J, et all, 2014)

FIGURA 1. 11 SISTEMA BES



Fuente: Carlpatt, 2011

FIGURA 1. 12 SISTEMA BES ENCAPSULADO

Fuente: Rodriguez J, et all, 2014

Mandril de inyección química

La inyección de químicos permite remover o prevenir daño en la formación, dicha inyección se puede dar a través de un mandril (ver **figura 1.13**) que se ensambla como parte de la tubería y va conectado a una línea hasta superficie. (Oney J, 2016)

FIGURA 1. 13 MANDRIL DE INYECCIÓN

Fuente: Oney J, 2016

Medidor de flujo

El medidor de flujo basándose en el principio de venturi mide la tasa de flujo y su fracción de agua (ver **figura 1.14**) (Torres A, Torres J, 2014). Cuando pasa flujo a través del venturi se produce una caída de presión entre la entrada y la garganta dicha caída está relacionada con el caudal. (Halliburton)

FIGURA 1. 14 MEDIDOR DE FLUJO



Fuente: Torres A, Torres J, 2014

1.9 INTELLIZONE COMPACT CON RESPECTO A LA COMPLETACIÓN DUAL

Existen completaciones duales tanto concéntricas como paralelas que se diferencian por su configuración mecánica pero tienen el mismo principio de producción dual simultáneo e independiente (Guachamín D, Obando S, 2012). Al igual que las completaciones duales, las completaciones inteligentes también permiten la producción de 2 zonas, pero con la ventaja de poder producir más de 2 arenas, cuya producción se mezclará y llegará a superficie a través de la tubería de producción. La producción de la zona inferior se obtendría ubicando un medidor de flujo sobre dicha zona y la producción de la zona superior se obtendría por diferencia de la producción total obtenida en superficie y la de la zona inferior. (Puckett R, et all, 2004)

Con lo descrito anteriormente no se compensa el catalogar a la completación inteligente como una tecnología superior a la completación dual, por lo que en la **tabla 1.5** se muestran más características que hacen de la completación inteligente una mejor opción para la producción simultánea de dos arenas.

TABLA 1. 5 COMPLETACIÓN INTELIGENTE VS COMPLETACIÓN DUAL

CARACTERÍSTICAS	COMPLETACIÓN DUAL	INTELLIZONE COMPACT
Produce dos zonas simultáneamente de forma controlada.	si	si
Mide la producción independientemente de cada arena en la superficie en tiempo real, sin necesidad de cerrar una de las arenas.	si	si
Debe diseñarse una BES para cada arena.	si	no
Válvulas de control de flujo para cada zona.	no	si
Posee sensores de presión y temperatura para cada arena.	no	si
Identifica el comportamiento de producción para cada arena en tiempo real.	no	si
Permite el control de extracción de cada arena, evitando el flujo cruzado, sin modificar los parámetros de la BES.	no	si
Permite sacar el sistema BES para su mantenimiento sin la necesidad de sacar toda la completación.	no	si
Fácil acceso para operaciones de inyección química.	no	si
Número de componentes de completación.	más	menos
Costos de la primera instalación.	similar	similar

Fuente: Rodriguez J. et all. 2014

1.10 EVALUACIÓN DE PROYECTOS

El objetivo primordial de la evaluación de proyectos es contribuir o tomar una decisión sobre el beneficio de la realización o no. Los indicadores financieros comúnmente usados son el VAN (valor actual neto), TIR (Tasa interna de retorno) y el PRI (periodo de retorno de la inversión). (Calahorrano W, 2017)

1.10.1 INVERSIÓN

Es la entrega o aplicación de recursos financieros con el fin de obtener un beneficio. (Calahorrano W, 2017)

1.10.2 COSTO

Es el recurso que se sacrifica o al que se renuncia para alcanzar un objetivo específico. (Calahorrano W, 2017)

1.10.3 INGRESO

Establece todas las cantidades de efectivo, periodo a periodo, en un intervalo factible de operaciones, habitualmente provienen de las ventas. (Calahorrano W, 2017)

$$I = p * q \quad (1.24)$$

Donde:

I= Ingresos

p=precio unitario

q=unidades vendidas

1.10.4 TASA DE INTERÉS

Es el beneficio que se puede conseguir frente a una oportunidad que corresponde a la relación porcentual entre el capital empleado. Si se refiere a proyectos se denomina tasa de descuento (d) que se designa al dinero del inversionista. (Calahorrano W, 2017)

1.10.5 FLUJO DE CAJA

Es una herramienta fundamental para la evaluación de proyectos representada por la diferencia entre los ingresos y los egresos periodo a periodo. (Calahorrano W, 2017)

1.10.6 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Valor actual neto indicador en términos financieros que ayuda a realizar el análisis financiero de un proyecto (Calahorrano W, 2017). La viabilidad del proyecto se la determinan según la **tabla 1.5**.

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{Fk}{(1+d)^k} = F_0 + \frac{F_1}{(1+d)^1} + \frac{F_2}{(1+d)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+d)^n} \quad (1.25)$$

Donde:

F: Flujo de caja

d: Tasa de descuento

TABLA 1. 6 VIABILIDAD DE UN PROYECTO SEGÚN EL VAN

Proyecto	VAN
Indiferente	VAN=0
Viable	VAN>0
No viable	VAN<0

Fuente: Calahorrano W, 2017

Elaborado por: Loma Diana

1.10.7 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Tasa interna de retorno es la máxima rentabilidad que se puede tener en un proyecto. La gran parte de instituciones financieras exigen el estudio con éste indicador (Calahorrano W, 2017). La viabilidad del proyecto se la determinan según la **tabla 1.7**.

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{Fk}{(1+TIR)^k} = F_0 + \frac{F_1}{(1+TIR)^1} + \frac{F_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+TIR)^n} = 0 \quad (1.26)$$

TABLA 1. 7 VIABILIDAD DE UN PROYECTO SEGÚN EL TIR

Proyecto	TIR
Indiferente	TIR=d
Viable	TIR>d
No viable	TIR<d

Fuente: Calahorrano W, 2017

Elaborado por: Loma Diana

1.10.8 PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI)

Periodo de recuperación de la inversión en el cual la empresa recuperaría la inversión inicial de un proyecto. (Calahorrano W, 2017)

$$PRI = a + \frac{(b-c)}{e} \quad (1.27)$$

Donde:

a: año anterior en el que se recupera la inversión.

b: inversión

c: flujo acumulado de año anterior en el que se recupera la inversión.

e: flujo del año en el que se recupera la inversión.

CAPÍTULO II

SELECCIÓN DEL POZO

2.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA EL POZO CANDIDATO

La implementación de una completación inteligente aumenta el potencial del pozo debido a que permite la producción simultánea de varias arenas. Además gracias a que ésta tecnología inteligente permite recibir información en tiempo real sobre el comportamiento del pozo es posible efectuar intervenciones oportunas para evitar problemas o mitigarlos de forma efectiva.

Sin embargo hay que tener en cuenta que no cualquier pozo es apto para dicha implementación, lo fundamental es seleccionar pozos con alta producción de petróleo y bajo %BSW. Para ello se tomó en cuenta los potenciales de los 42 pozos que en el transcurso de abril hasta diciembre del 2017 se encontraron en producción, para calcular el promedio de cada pozo y consecuentemente del campo.

A los pozos que cumplieron con las condiciones anteriores se les efectuó un estudio en conjunto de su historial de producción, del diagrama de completación, su último reacondicionamiento y se estimaron las reservas remanentes de cada arena. También se evaluó el registro eléctrico de cada pozo para determinar la posible existencia de hidrocarburo en otras arenas. Todo esto con el fin de conocer las particularidades de cada pozo y poder elegir al pozo idóneo para la adecuación de la tecnología inteligente.

TABLA 2. 1 PRODUCCIÓN PROMEDIADA DE ABRIL A DICIEMBRE 2017

PALO AZUL ABRIL-DICIEMBRE 2017									
Pozo	BPPD	%BSW	Pozo	BPPD	%BSW	Pozo	BPPD	%BSW	
PLAA-001BT	18,72	28	PLAC-017H	69,59	97	PLAD-034H	152,34	96	
PLAA-016H	93,21	94	PLAC-038H	108,81	94	PLAD-042H	145,01	92	
PLAA-030BT	49,24	40	PLAC-039H	240,62	94	PLAD-044H	134,86	96	
PLAB-002H	118,97	95	PLAC-040H	261,41	71	PLAN-029H	129,12	18	
PLAB-003H	243,38	93	PLAC-046H	231,33	94	PLAN-049H	124,74	78	
PLAB-005H	100,68	92	PLAC-048BT	80,77	18	PLAN-050REU	234,34	13	
PLAB-006H	70,04	26	PLAD-012H	113,92	83	PLAN-051H	289,40	94	
PLAB-008H	233,04	84	PLAD-015H	127,74	97	PLAN-052REH	589,36	23	
PLAB-009H	277,35	92	PLAD-019H	85,20	98	PLAN-053REH	327,84	3	
PLAB-010H	106,83	88	PLAD-023H	168,35	88	PLAN-054H	253,65	31	
PLAB-21REH	25,30	96	PLAD-024H	125,00	90	PLAN-055BT	321,17	6	
PLAB-36H	296,55	92	PLAD-028H	239,46	87	PLAN-056H	181,17	52	
PLAC-004H	500,60	71	PLAD-032H	145,81	89	PLAN-057BT	485,91	2	
PLAC-013H	89,13	93	PLAD-033H	417,06	93	PLAN-059H	161,29	64	
Promedio			194	BPPD	Promedio			70	%BSW

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2017

Elaborado por: Loma Diana

En base al promedio del campo Palo Azul de 194 BPPD y 70 %BSW registrado en la **tabla 2.1** se seleccionó 6 pozos con mayor producción de petróleo y menor % BSW que están ubicados en la **tabla 2.2** y en la **figura 2.1** a los cuales se les realizó el estudio conjunto antes mencionado con la información proporcionada por la ARCH hasta el 31 de diciembre del 2017.

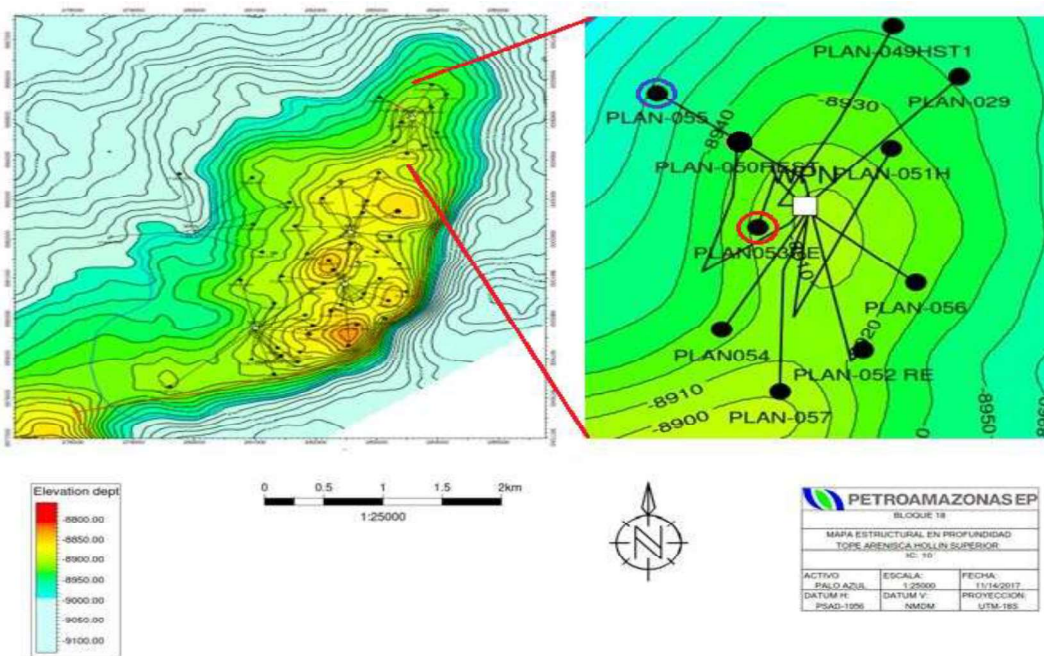
La gráfica de la estimación de reservas y la gráfica del historial de producción de cada pozo fueron realizadas mediante el software OFM Oilfield Manager 2014.1, el método que se utilizó para la estimación de dichas reservas está descrito en el **punto 1.6.2**. Los detalles que se tomaron en cuenta durante la evaluación del registro eléctrico de cada pozo se encuentran en **punto 1.5**.

TABLA 2. 2 POZOS CON MAYOR PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y MENOR %BSW

Pozo	BPPD	%BSW
PLAN-050REU	234,34	13
PLAN-052REH	589,36	23
PLAN-053REH	327,84	3
PLAN-054H	253,65	31
PLAN-055BT	321,17	6
PLAN-057BT	485,91	2

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2017
 Elaborado por: Loma Diana

FIGURA 2. 1 MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO PALO AZUL



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2017

2.1.1 ANÁLISIS DEL POZO PLAN-050RE

Es un pozo tipo re entrada (por su traducción del inglés re-entry), en la **figura 2.2** se muestra el historial productivo del pozo donde a finales de junio del 2016 el PLAN-050RE comenzó su vida productiva por la arena U con 494,76 BPPD y 10,10 BAPD, detuvo su producción del 9 de julio al 4 de agosto del 2016. De septiembre del 2016 a mayo del 2017 la producción estuvo entre 150 y 240 BPPD con un máximo de 53 BAPD, a excepción de tres meses donde disminuyó la producción a alrededor de 75 BPD de petróleo y agua.

El reacondicionamiento #2 se realizó entre el 15 y 16 de julio del 2017 debido a una nueva caída de producción donde se limpió el equipo BES con unidad de coiled tubing y posterior a éste trabajo la producción de petróleo aumentó considerablemente. La producción de U se da por un intervalo total de 28 pies y llega a superficie mediante una completación simple encapsulada con equipo BES, que se puede constatar en el diagrama de la completación del pozo en el **anexo1** donde también se pudo observar la presencia de pescados bajo la arena U.

FIGURA 2. 2 HISTORIAL PLAN-050REU

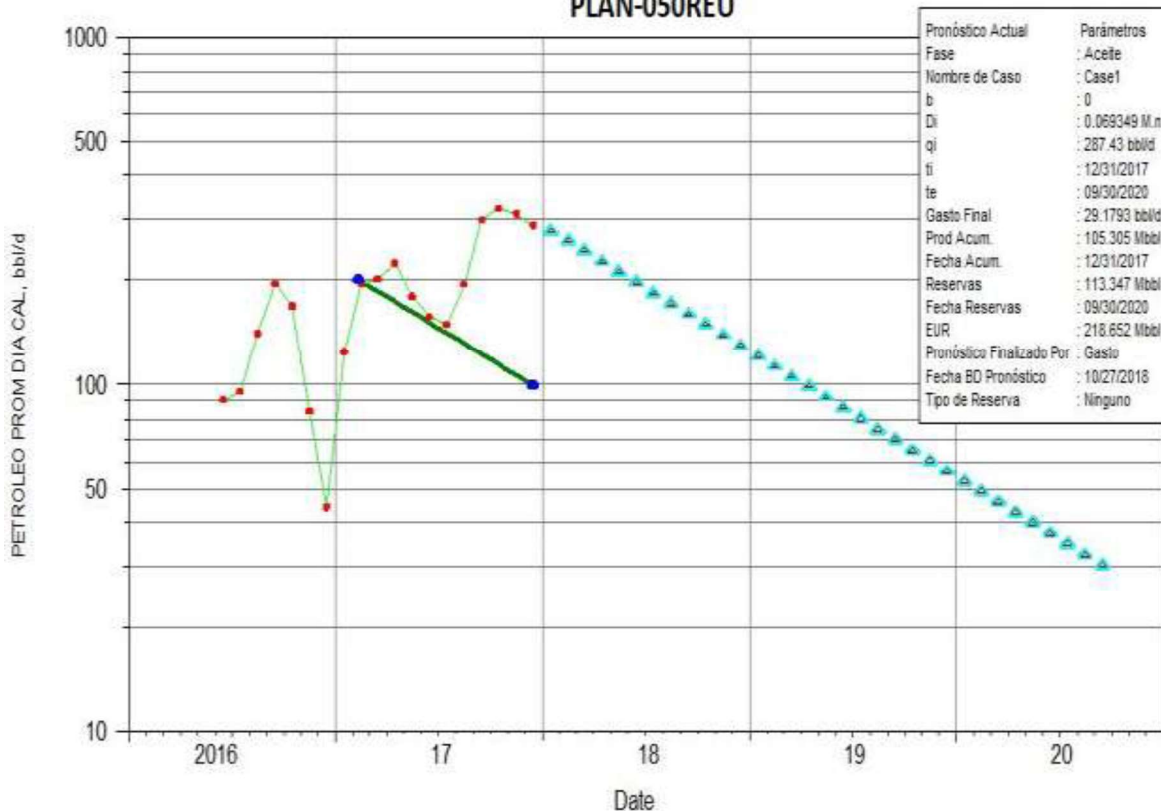


Fuente: Oilfield Manager (OFM), 2014.1

Elaborado por: Loma Diana

En la **figura 2.3** se encuentra la estimación de la declinación de producción de petróleo de U donde consta que la producción acumulada hasta el 31 de diciembre del 2017 fue de 105,31 Mbbl, además que tiene reservas remanentes hasta el 2020 iguales a 113,35 Mbbl.

FIGURA 2. 3 CURVA DE DECLINACIÓN DEL PLAN-050REU



Fuente: Oilfield Manager (OFM), 2014.1

Elaborado por: Loma Diana

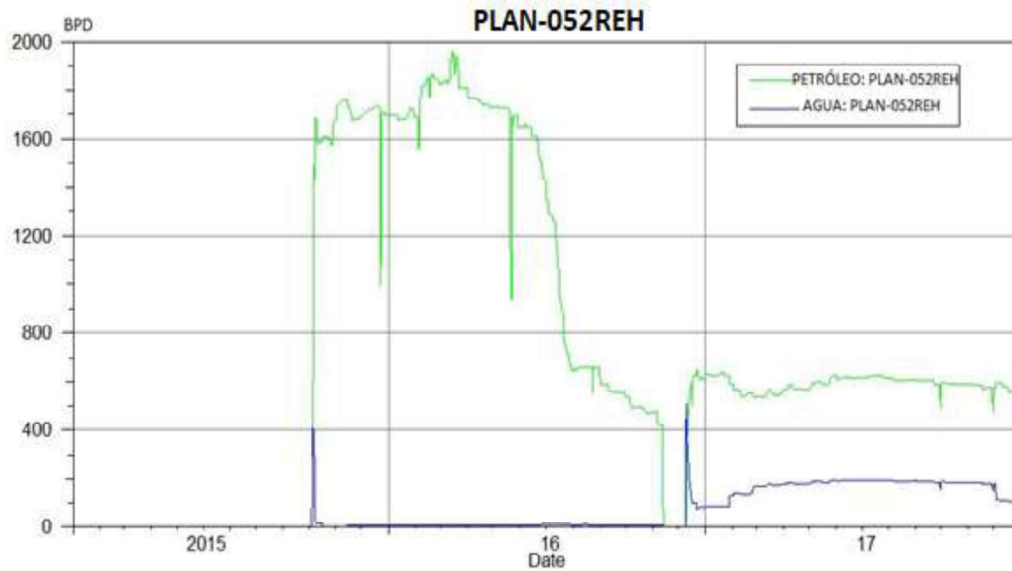
Debido a que el pozo durante toda su vida productiva lo ha hecho únicamente por U se tuvo mayor interés en la evaluación del registro del pozo para determinar la posible existencia de hidrocarburo en una nueva arena pero no se encontró otra disponible que se pueda producir conjuntamente con U.

2.1.2 ANÁLISIS DEL POZO PLAN-052RE

Es un pozo tipo re entrada que produce por Hollín desde octubre del 2015 hasta mediados de julio del 2016 obtuvo una producción entre 1600 y 1900 BPPD con una producción de agua despreciable como se constata en la **figura 2.4**. Posterior a ésta fecha debido a la caída de producción se realizó el W.O. #2 que inició el 18 de noviembre y finalizó el 11 de diciembre del 2016. Donde se realizó fracturamiento hidráulico a los siguientes intervalos de la arena Hollín: 10 537'-10 545' (8'); 10 548'-10 559' (11'), 10 583'-10 597' (14') y efectuaron tratamiento ácido con unidad coiled tubing al intervalo 10 583-10 597' (14'), posterior a éste trabajo la producción de petróleo y agua aumentaron.

Originalmente el pozo producía por 4 intervalos de Hollín que se observan en el diagrama de la completación en el **anexo1**, sin embargo luego del W.O. # 2 el pozo continuó produciendo únicamente por los 3 intervalos antes mencionados con una completación simple encapsulada con equipo BES.

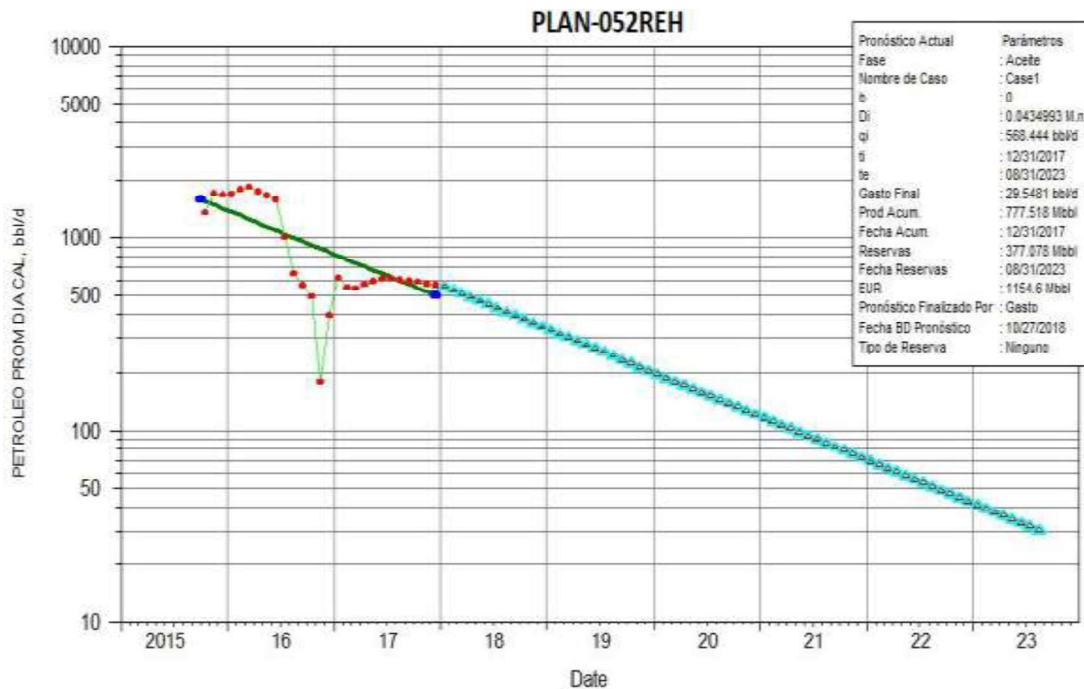
FIGURA 2. 4 HISTORIAL PLAN-052REH



Fuente: Oilfield Manager (OFM), 2014.1
 Elaborado por: Loma Diana

Revisando la curva de declinación de la figura 2.5 se identificó que la producción acumulada de petróleo del pozo hasta el 31 de diciembre del 2017 es de 777,52 Mbbl y sus reservas remanentes son 377,08 Mbbl que se agotarán el 31 de agosto del 2023.

FIGURA 2. 5 CURVA DE DECLINACIÓN DEL PLAN-052REH

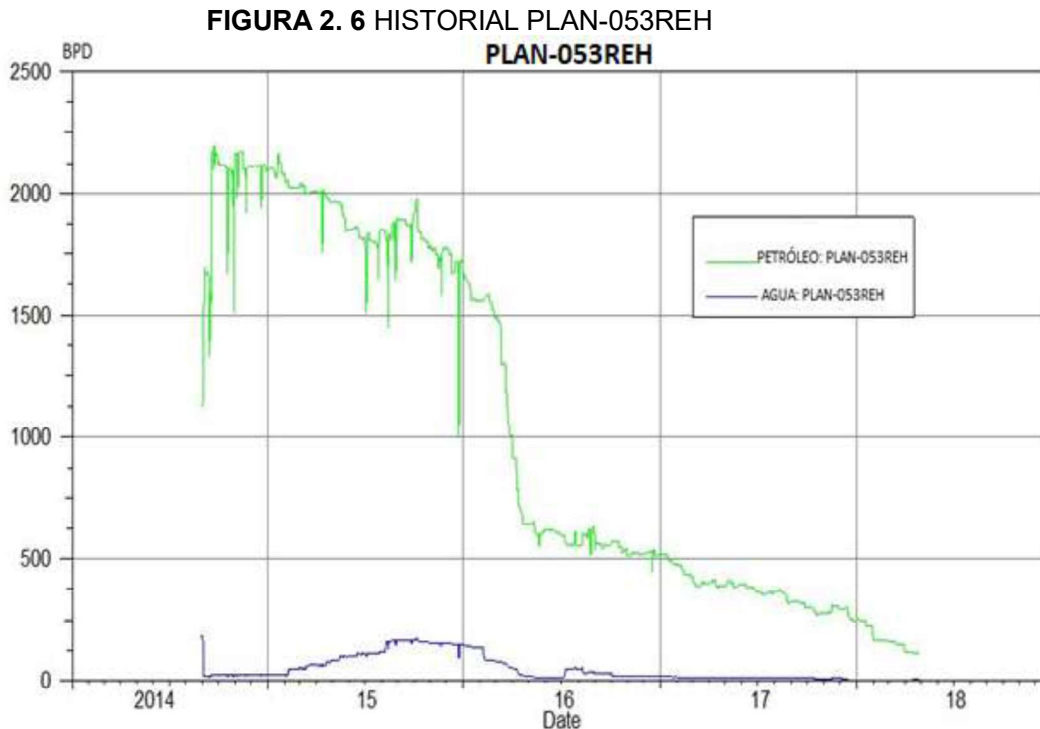


Fuente: Oilfield Manager (OFM), 2014.1
 Elaborado por: Loma Diana

El PLAN-052RE dispone únicamente de la curva del gamma ray por tal motivo se la evaluó en conjunto con las curvas de resistividad, porosidad y gamma ray del registro del PLAN-052 con lo cual se encontró indicio de hidrocarburo en BT en los siguientes intervalos: 9587,5'-9595' (7,5') TVD, 9551'-9555' (4') TVD que se muestran en el registro ubicado en el **anexo2**.

2.1.3 ANÁLISIS DEL POZO PLAN-053RE

Es un pozo tipo re entrada que comenzó a producir por Hollín como se ve en la figura 2.6 a partir del 29 de agosto del 2014, desde ésta fecha hasta marzo del 2016 tuvo una producción entre 2125 y 1500 BPPD. En abril del 2016 el pozo tuvo una declinación brusca de petróleo pasando de 1500 a 600 BPPD, a pesar de ello hasta diciembre del 2017 con 252,43 BPPD no se realizó ningún trabajo de reacondicionamiento. Hollín produce mediante una completación simple con equipo BES que se puede constatar en los diagrama de la completación del pozo ubicado en el anexo1.

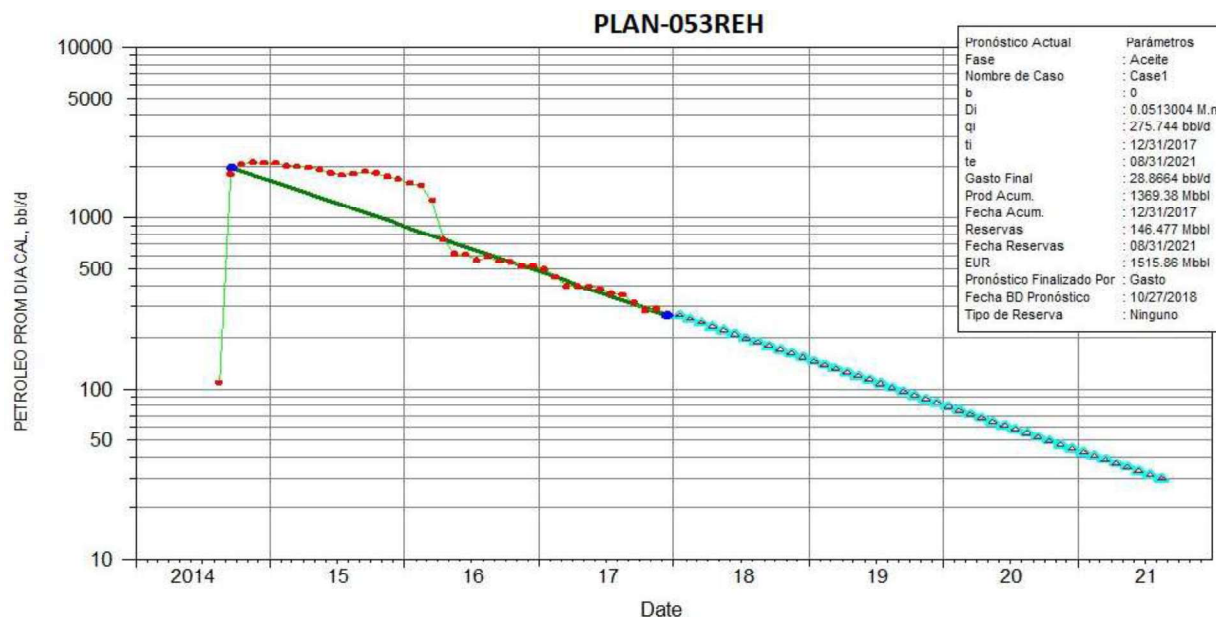


Fuente: Oilfield Manager (OFM), 2014.1

Elaborado por: Loma Diana

Según la curva de declinación de producción del pozo que se muestra en la **figura 2.7** el pozo tiene 1369,38 Mbbl de producción acumulada hasta el 31 de diciembre del 2017 y sus reservas remanentes son 146,48 Mbbl que tienen previsto agotarse el 31 de agosto del 2021.

FIGURA 2. 7 CURVA DE DECLINACIÓN DEL PLAN-053REH



Fuente: Oilfield Manager (OFM), 2014.1

Elaborado por: Loma Diana

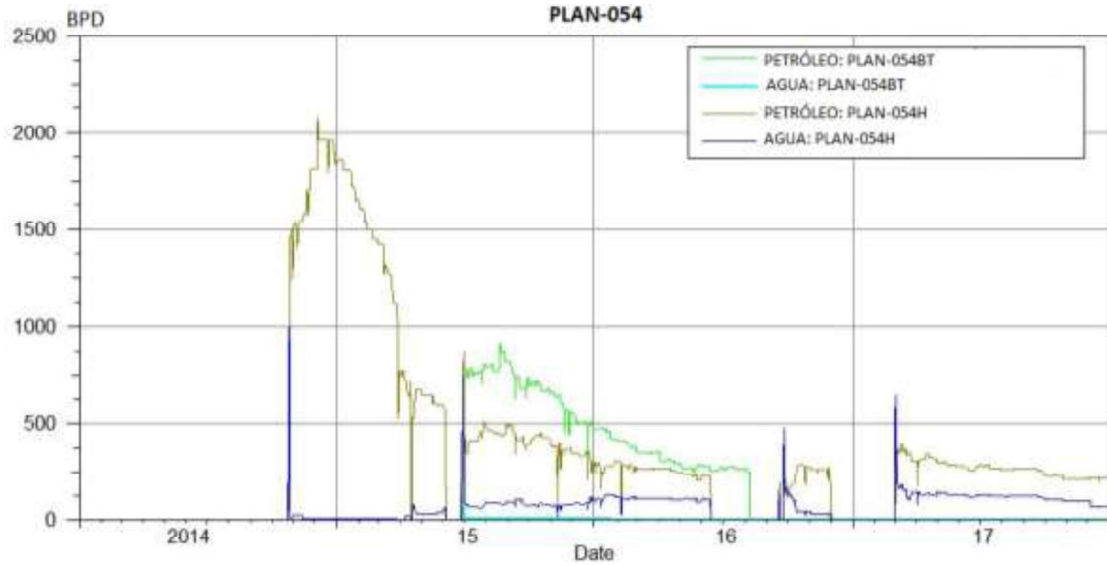
Para determinar la existencia de hidrocarburo en una nueva arena se evaluó la curva del gamma ray del PLAN-053RE con las curvas de porosidad, resistividad y gamma ray del registro del PLAN-053 mostradas en el **anexo2** con lo que se determinó indicio de hidrocarburo en BT en el siguiente intervalo: 9026'-9052' (26') MD.

2.1.4 ANÁLISIS DEL POZO PLAN-054

Es un pozo direccional tipo S que produjo originalmente por Hollín como se ve en la **figura 2.8** desde el 25 de octubre del 2014 hasta el 5 de junio del 2015, donde tuvo una producción máxima de 2084,32 BPPD y una mínima de 190,47 BPPD.

Éste pozo pasó de producir únicamente Hollín a producir con completación dual por separado las arenas Hollín y Basal Tena a partir del 29 de junio del 2015 hasta el 13 de junio del 2016. Donde la producción de petróleo de BT estuvo siempre por encima de la producción de Hollín. Entre junio y agosto del 2016 el pozo continuo produciendo únicamente por BT por debajo de los 300 BPPD.

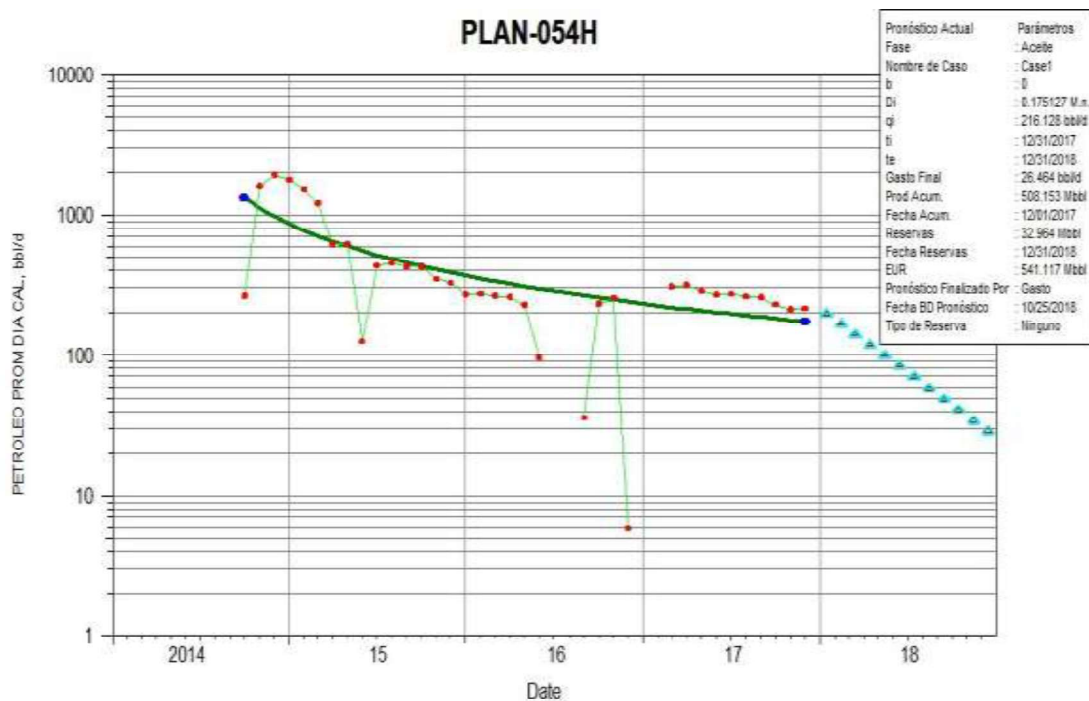
Posterior a esto paso a producir solo Hollín durante dos meses y del 28 de enero al 2 de marzo del 2017 se ejecutó el reacondicionamiento #6 donde se recuperó equipo BES, de 4 intervalos detallados en el diagrama de la completación en el **anexo1** se re-cañonearon solo 2 intervalos de Hollín: 10341' - 10351' (10') y 10358' - 10372' (14') y bajaron completación de fondo selectiva con equipo BES, luego de éste trabajo la producción de petróleo de Hollín aumentó.

FIGURA 2. 8 HISTORIAL PLAN-054

Fuente: Oilfield Manager (OFM), 2014.1

Elaborado por: Loma Diana

El PLAN-054 produce a la actualidad por la arena Hollín y tuvo una producción acumulada de 508,15 Mbl hasta el 31 de diciembre del 2017, reservas remanentes iguales a 32,96 Mbl que se agotarán el 31 de diciembre del 2018 como se puede constatar en la **figura 2.9**.

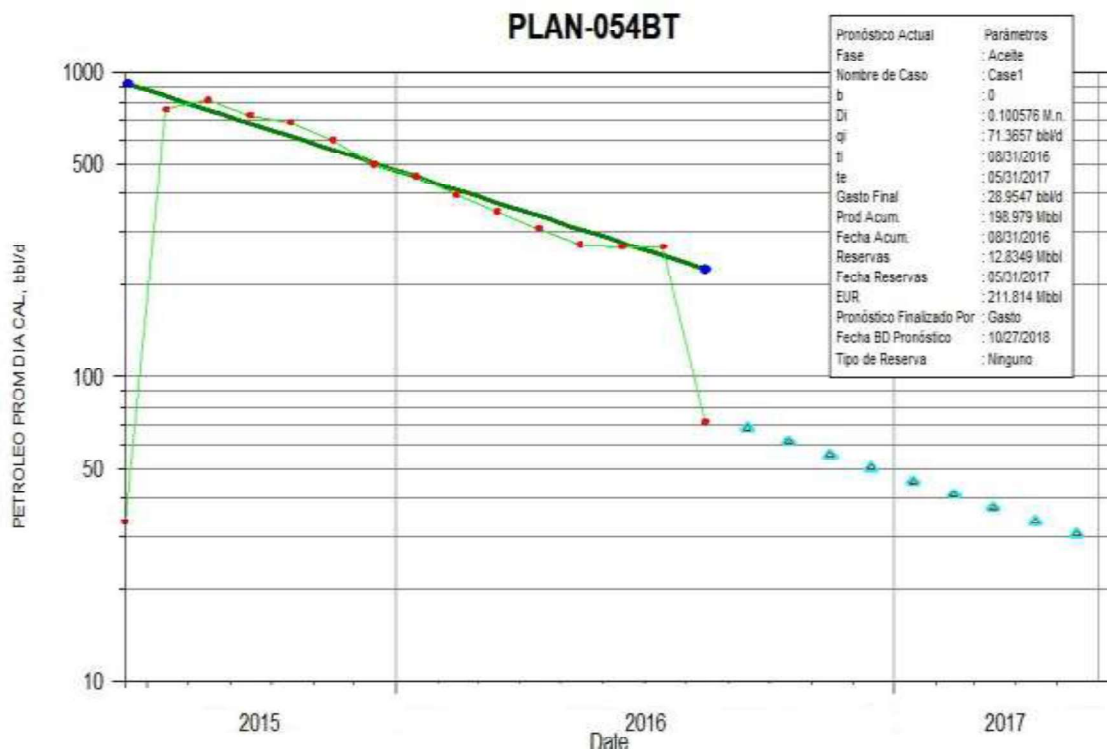
FIGURA 2. 9 CURVA DE DECLINACIÓN DEL PLAN-054H

Fuente: Oil Field Manager OFM (OFM), 2014

Elaborado por: Loma Diana

El PLAN-054 produjo por BT hasta el 31 de agosto del 2016 donde se registró una producción acumulada igual a 198,98 Mbl, además cuenta con 12,83 Mbl de reservas remanentes que se hubiesen agotado el 31 de mayo del 2017 si la arena hubiese seguido produciendo como se puede identificar en la **figura 2.10**.

FIGURA 2. 10 CURVA DE DECLINACIÓN DEL PLAN-054BT



Fuente: Oilfield Manager (OFM), 2014.1

Elaborado por: Loma Diana

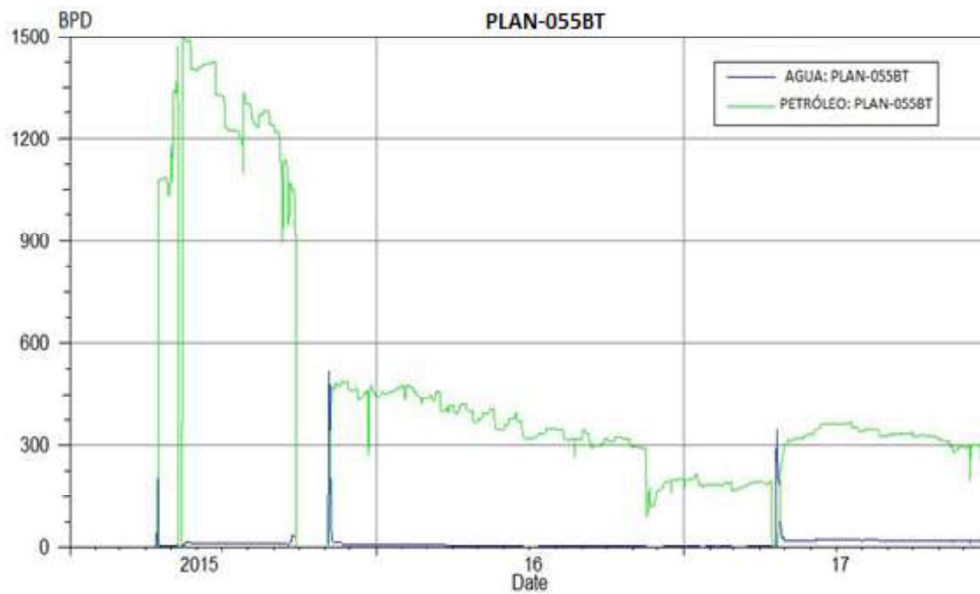
A pesar de que el pozo PLAN-054 cumple con la condición de tener por lo menos dos arenas disponibles para producir las simultáneamente, se revisó su registro eléctrico pero no se encontró una tercera arena con posible existencia de hidrocarburo.

2.1.5 ANÁLISIS DEL POZO PLAN-055

Es un pozo direccional tipo S, como se observa en la **gráfica 2.11** produjo por BT sobre los 1000 BPPD desde el 16 de abril del hasta el 25 de septiembre del 2015. Posteriormente produjo entre 450 y 300 BPPD desde el 8 de noviembre del 2015 hasta el 16 de noviembre del 2016.

Debido a la baja producción de petróleo en abril del 2017 se efectuó el W.O. # 3 en el que realizaron pulling BES y re dispararon los intervalos: 8901'-8905' (4'), 8922'-8927'(5') y 8932'-8940' (10') TVD de BT. En el diagrama de la completación del pozo en el **anexo1** se observan dichos intervalos y también los pescados existentes bajo la arena productora del pozo, posterior a éste trabajo la producción de petróleo hasta finales de 2017 estuvo entre 270 y 300 BPPD.

FIGURA 2. 11 HISTORIAL PLAN-055BT

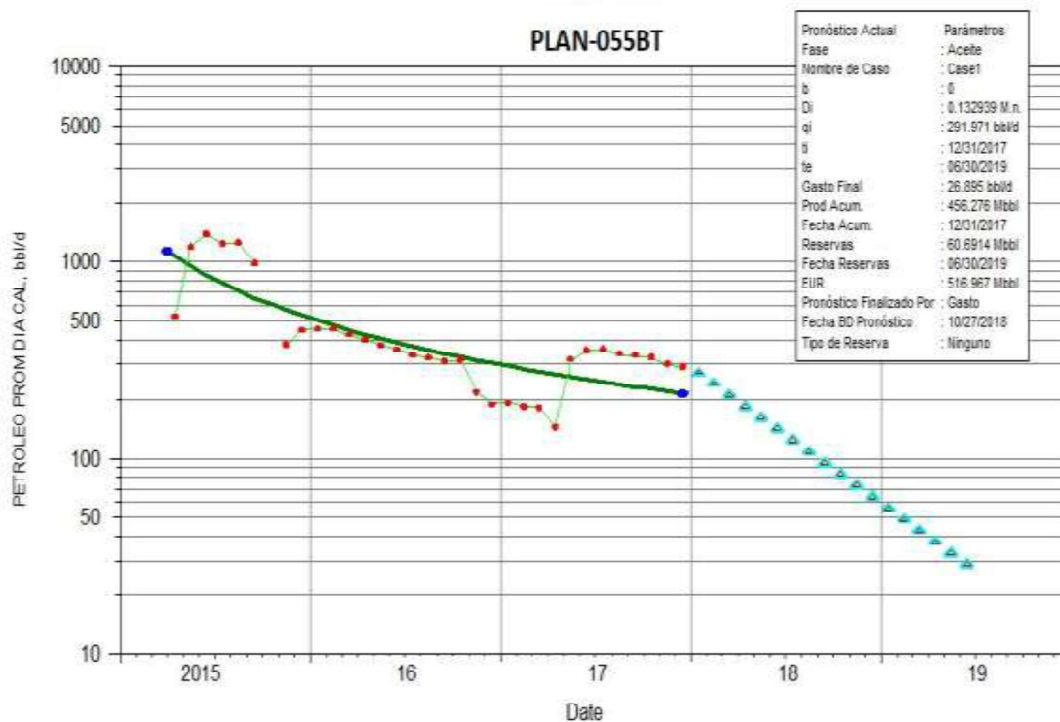


Fuente: Oilfield Manager (OFM), 2014.1

Elaborado por: Loma Diana

Con la **gráfica 2.12** se puede verificar que la producción acumulada del PLAN-055BT hasta el 31 de diciembre del 2017 es igual a 456, 28 Mbl y que tiene 60,69 Mbl de reservas remanentes que se terminarán el 30 de junio del 2019.

FIGURA 2. 12 CURVA DE DECLINACIÓN DEL PLAN-055BT



Fuente: Oilfield Manager (OFM), 2014.1

Elaborado por: Loma Diana

Evaluando el registro del PLAN-055 localizado en el **anexo2** se determinó indicio de hidrocarburo en el reservorio Hollín en los siguientes intervalos: 10030'- 10032,5' (2,5') TVD.

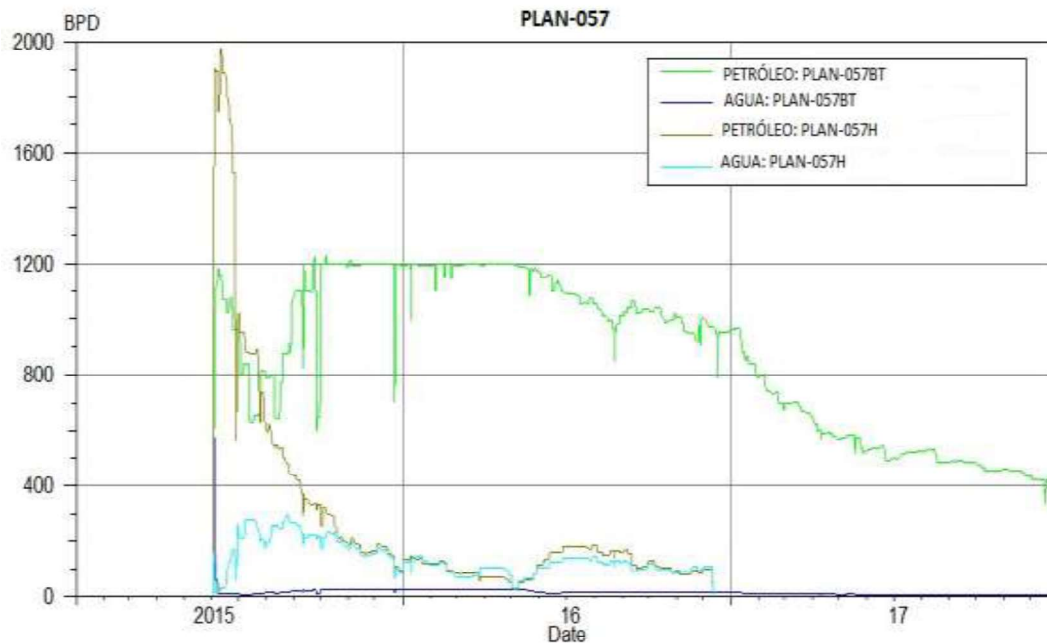
2.1.6 ANÁLISIS DEL POZO PLAN-057

El PLAN-057 es un pozo direccional tipo S que cuenta con una completación dual paralela y equipo BES como se verifica en el diagrama de la completación del pozo ubicado en el **anexo2**.

En la **figura 2.13** se muestra que desde el 4 de junio del 2015 hasta el 11 de diciembre del 2016 el pozo produjo separadamente Hollín y Basal Tena, durante casi todo ése tiempo la arena Basal Tena produjo entre 800 y 1200 BPPD, pero Hollín en la mayor parte de éste tiempo estuvo produciendo bajo los 200 BPD de petróleo y agua.

A finales del 2016 el pozo continuó produciendo solamente BT con la misma completación dual con la que produjo a sus inicios Hollín y BT, la producción de BT declinó considerablemente durante el 2017 ya que produjo entre 800 y 400 BPPD sin embargo hasta diciembre del 2017 no se realizó ningún W.O.

FIGURA 2. 13 HISTORIAL PLAN-057

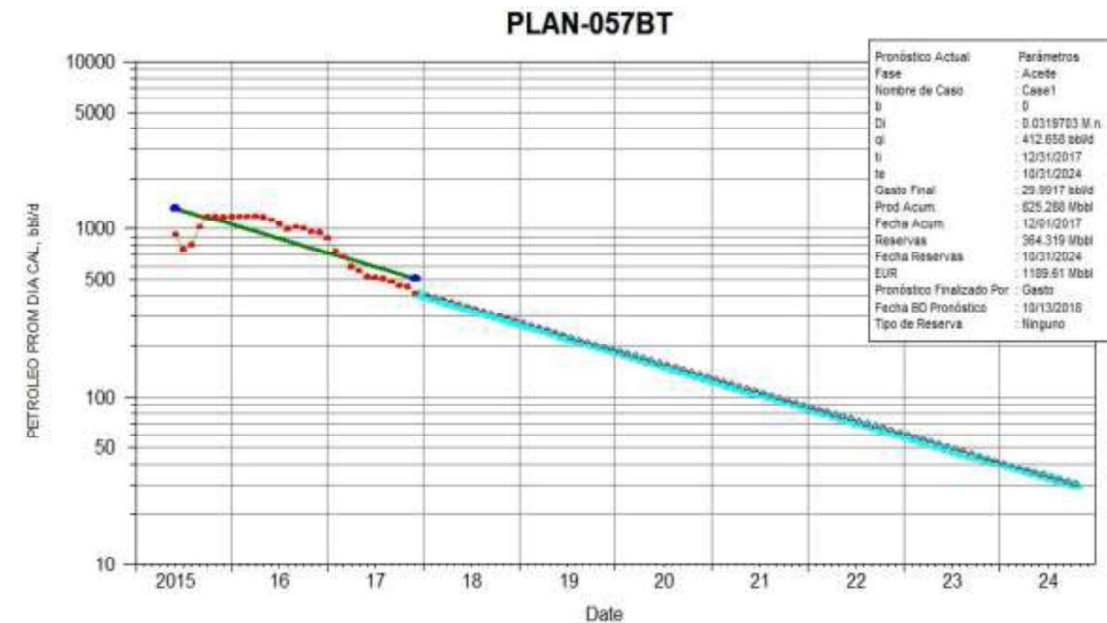


Fuente: Oilfield Manager (OFM), 2014.1

Elaborado por: Loma Diana

En base a la **figura 2.14** se puede comprobar que BT tiene una producción acumulada de 825,29 Mbl hasta el 31 de diciembre del 2017 y cuenta con 364,3 Mbl de reservas remanentes que tienen previsto agotarse el 31 de octubre del 2024.

FIGURA 2. 14 CURVA DE DECLINACIÓN DEL PLAN-057BT



Fuente: Oilfield Manager (OFM), 2014.1

Elaborado por: Loma Diana

El pozo también produjo por la arena Hollín hasta el 31 de diciembre del 2016 un acumulado de 156,44 Mbl y tiene 0,37 Mbl de reservas remanentes que se hubiesen agotado el 31 de enero del 2017 en el caso de que el pozo hubiese seguido en producción ver **figura 2.15**.

FIGURA 2. 15 CURVA DE DECLINACIÓN DEL PLAN-057H



Fuente: Oilfield Manager (OFM), 2014.1

Elaborado por: Loma Diana

Aunque el pozo PLAN-057 cumple con la condición de tener por lo menos dos arenas disponibles para producirlas conjuntamente, se evaluó su registro pero no se encontró una tercera arena con indicio de hidrocarburo.

2.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS

El estudio de los pozos preseleccionados para la implementación de la completación inteligente se lo realizó con la información disponible de cada pozo hasta diciembre del 2017 proporcionada (ARCH). Éstos pozos no tienen demasiado tiempo de vida productiva ya que llevan produciendo entre 3 y 5 años unos por la arena Hollín el reservorio principal del campo Palo Azul y otros por los reservorios secundarios BT y U.

A excepción de los pozos PLAN-053REH y el PLAN-057BT que no tuvieron ningún trabajo de reacondicionamiento, el último W.O. realizado en los demás pozos fue favorable ya que todos aumentaron su producción de petróleo. Únicamente los pozos PLAN-050RE y PLAN-055 tienen pescados en su completación que pueden provocar problemas para la correcta instalación de la completación inteligente, a pesar de esto si sería factible su implementación.

Hasta este punto los 6 pozos cumplen con las condiciones para la implementación inteligente, pero la principal característica que debe tener el pozo seleccionado es tener una segunda arena para producirla simultáneamente con la arena por la que produzca actualmente el pozo, por tal motivo el PLAN-050RE queda descartado ya que en su registro eléctrico no existe otra arena con indicio de hidrocarburo.

Los pozos PLAN-054 y PLAN-057 al haber producido de forma dual por Hollín y Basal Tena cumplen la condición más importante para la implementación inteligente, además de estas 2 arenas no se registró indicio de hidrocarburo en ninguna otra. Sin embargo las reservas remanentes de Hollín y BT del pozo 54 son muy escasas ya que tienen previsto agotarse en menos de un año lo que se puede comprobar en las **figura 2.9** y **2.10** respectivamente. En cambio en el pozo 57 la arena BT tiene una buena cantidad de reservas remanentes que se agotaran en 7 años como se puede verificar en la **figura 2.14** pero las reservas remanentes de Hollín son muy bajas y se agotaran en un mes como indica la **figura 2.15**. Desde ésta perspectiva ambos pozos quedan descartados por sus insuficientes reservas remanentes.

Los pozos PLAN-052RE, PLAN-053RE produciendo actualmente por Hollín presentaron indicio de hidrocarburo en Basal Tena y el PLAN-055 que produce por BT presento indicio de hidrocarburo en Hollín. Pero debido a que éste último pozo tiene muy pocas reservas remanentes que tienen previsto agotarse en menos de un año como se ve en la **figura 2.12** no resulta económicamente rentable implementar la completación inteligente, por lo tanto el pozo 55 también queda descartado.

Ahora los pozos 53RE y 52RE resultan ideales para el desarrollo de éste proyecto ya que tienen reservas remanentes altas que tienen previsto agotarse en 4 y 6 años como se observa en las **figuras 2.7** y **2.5** respectivamente además ambos pozos tienen indicio de hidrocarburo en una segunda arena pero como se puede ver en los registros eléctricos de los pozos ubicados en el **anexo2** el pozo 52RE tiene un

intervalo de tan solo 11,5 pies y el pozo 53RE tiene un intervalo de 26 pies en dicha arena por éste motivo se eligió el PLAN-053RE ya que con ese intervalo existe mayor probabilidad de producir hidrocarburo por Basal Tena (**ver anexo2**).

2.3 POZO SELECCIONADO

2.3.1 GENERALIDADES DEL POZO

El PLAN-053RE es un pozo tipo re entrada con una máxima inclinación de 29.22° @ 9300 ft MD, 9142.59 TVD que se encuentra ubicado en la parte norte del campo Palo Azul como se observa en la **figura 2.1** marcado con rojo y sus coordenadas son las que se muestran en la **tabla 2.3** Produce por la arena Hollín con una completación simple equipo BES que no presenta problemas mecánicos que impidan la correcta instalación de la tecnología inteligente, sus revestimientos se encuentran detallados en la **tabla 2.4**.

TABLA 2. 3 COORDENADAS DEL PLAN-053RE

COORDENADAS DE SUPERFICIE	
LATITUD	LONGITUD
00°08'07.19"S	76°56'39.18"W
9.985.033.10	283,607.50
COORDENADAS DE FONDO	
LATITUD	LONGITUD
00°08'29.38"S	76°56'32.98"W
9.984.351.51	283.799.58

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2009

Elaborado por: Loma Diana

TABLA 2. 4 DETALLE DE LA TUBERÍA DE LA COMPLETACIÓN DEL PLAN-053RE

DETALLE						
Nombre	Tope MD (ft)	Base MD (ft)	OD (in)	ID (in)	Grado	Peso (lb/ft)
Conductor Casing	0	243	20	19,124	k-55	94
Intermediate Casing	0	5793	13,375	12,415	k-55	68/54,5
Intermediate Casing	0	9793	9,625	8,681	P-110	47/53,5
Liner1	8382	10230	7	6	P-110	29/26
Liner2	10085	10255	5	4,408	P-110	18
Tubing	0	10268	3,5	2,875	P-110	9,2

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2014

Elaborado por: Loma Diana

2.3.2 ARENAS DEL PLAN-053RE

Arena Hollín

El pozo produce por 3 intervalos de Hollín que se muestran en la **tabla 2.5** y en su diagrama de completación en el **anexo1**. Su comportamiento productivo hasta diciembre del 2017 se detalla en el **punto 2.1.3** posterior a esto en el 2018 como se verifica en la **figura 2.6** la producción continuó declinando llegando a producir 112 BPPD y 3BAPD. Por éste motivo se realizó el W.O. #1 que inició el 8 de mayo del 2018 y finalizó el 29 de mayo del mismo año en el que se dio a cabo una limpieza de la sección open hole además una estimulación para control de finos. Luego de éste trabajo en la **figura 2.16** y la **tabla 2.6** se puede ver que tanto la producción del petróleo como la de agua aumentaron y consecuentemente las reservas remanentes estimadas de la arena aumentaron de 146, 48 Mbl (ver **figura 2.7**) a 215, 24 Mbl que tienen previsto agotarse el 30 de septiembre del 2022 es decir tendrá aproximadamente 4 años de producción como se verifica en la **figura 2.17**

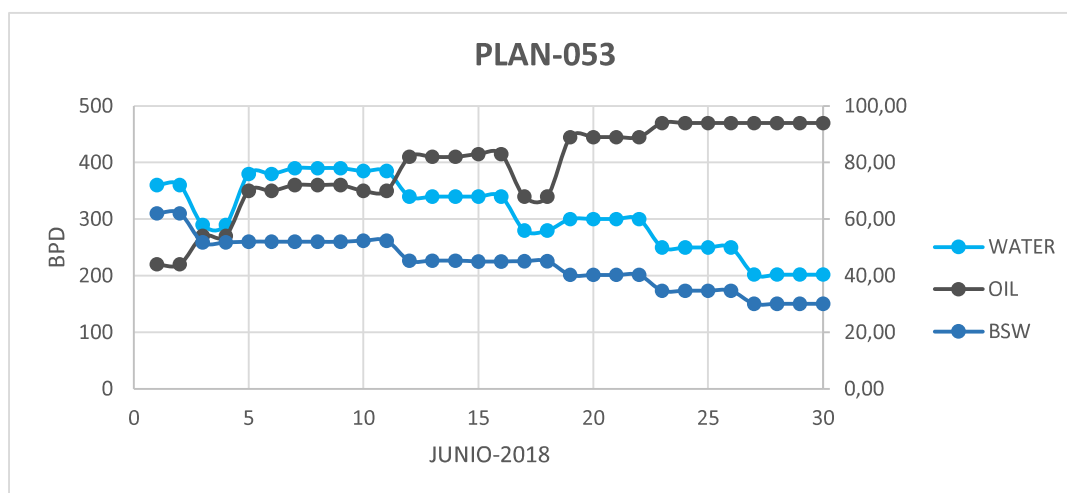
TABLA 2. 5 INTERVALOS PRODUCTORES DEL PLAN-053REH

Arena	Intervalo				Profundidad media (MD)
	ft (MD)	ft (TVD)	espesor	espesor total	
Hollín	10220-10226	9993- 9998	6	26	10242,5
	10242-10253	10014-10025	11		
	10256-10265	10028-10037	9		

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2014

Elaborado por: Loma Diana

FIGURA 2. 16 PRODUCCIÓN POSTERIOR AL W.O. #2 PLAN-053RE



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2018

Elaborado por: Loma Diana

TABLA 2. 6 PRODUCCIÓN POSTERIOR AL W.O. #1 PLAN-053REH

Arena	30 de junio del 2018					
	BFPD	BPPD	BAPD	% BSW	GOR	°API
Hollín	672	470	202	30	50	24,4

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2018

Elaborado por: Diana Loma

FIGURA 2. 17 CURVA DE DECLINACIÓN DEL PLAN-053REH 2018

Fuente: Oilfield Manager (OFM), 2014.1

Elaborado por: Loma Diana

El último dato de producción disponible posterior al W.O. #1 y las características de la arena se encuentran detallados en la **tabla 2.6** y la **tabla 2.7** respectivamente, con dichas características se calculó el Índice de productividad (**ver anexo3**) donde se obtuvo un $IP_f=0,243$ BPD/psi.

TABLA 2. 7 CARACTERÍSTICAS DEL PLAN-053REH

Arena	Tf	Pwf	Pr	Pb	h	Boi	uoi	k	re	rw	S	IPf	IPo
	°F	psi	psi	psi	ft	BY/BN	cp	md	ft	ft		BFPD/psi	BPPD/psi
Hollín	233	1235	3990	1335	26	1,308	1,674	45	820	0,225	14,5	0,243	0,17

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2018

Elaborado por: Loma Diana

Arena Basal Tena

Al no tener ningún registro de producción en el PLAN-053REBT se estimó sus posibles características mediante la información de su pozo vecino el PLAN-055BT que se encuentra marcado con azul en la **figura 2.1**.

El PLAN-055BT produce por 19 ft repartidos en 3 intervalos que se detallan en el diagrama de la completación del pozo en el **anexo1**, con dicho intervalo el pozo lleva produciendo poco más de 3 años, la mayor parte de éste tiempo la producción ha estado entre los 300 BPPD y 475 BPPD con una producción máxima de 6 %BSW, como se observa en la **figura 2.11**.

Ahora bien el PLAN-053RE como se muestra en su registro eléctrico ubicado en el **anexo2** y en la **tabla 2.8** BT dispone de un intervalo de 26 ft para poder producir hidrocarburo es decir 7 pies más que el pozo vecino por lo que se asume el PLAN-053REBT podría tener una producción mayor o igual a 475 BPPD y menor o igual a 6 % de BSW que se detallan en la **tabla 2.9**. Se esperaría que BT tenga reservas suficientes para producir por lo menos 4 años que es el tiempo de vida productiva aproximado del PLAN-055BT mostrados en la **figura 2.12**, sin embargo ese tiempo puede extenderse según las modificaciones que el pozo reciba y el comportamiento que tenga el pozo durante la producción simultánea.

TABLA 2. 8 INTERVALO CON POSIBLE EXISTENCIA DE HIDROCARBURO

Arena	Intervalo			
	ft (MD)	ft (TVD)	Espesor (ft)	Profundidad media (MD)
Basal Tena	9026-9052	8905-8931	26	9039

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2014

Elaborado por: Loma Diana

TABLA 2. 9 PRODUCCIÓN ESTIMADA DEL PLAN-053REBT

Arena	BFPD	BPPD	BAPD	% BSW	GOR	°API
Basal Tena	505,32	475	30,32	6	58	25

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2017

Elaborado por: Loma Diana

Los radios de drenaje y del pozo son los mismos del PLAN-053RE, se estableció un daño igual a 4 considerando los procesos por los cuales debe pasar el pozo para producir Hollín y Basal Tena de forma simultáneas. Las características restantes se las estimó en base a las del pozo 55BT y se describen en la **tabla 2.10** con las cuales se calculó el Índice de productividad (**ver anexo3**) donde se obtuvo un $IP_f=0,957$ BFPD/psi.

TABLA 2. 10 CARACTERÍSTICAS ESTIMADAS DEL PLAN-053REBT

Arena	Tf	Pwf	Pr	Pb	Bo	uo	k	re	rw	S	h	IPf	IPO
	°F	psi	psi	psi	BY/BN	cp	md	ft	ft		ft	BFPD/psi	BPPD/psi
BT	213	670	1200	1000	1,35	1,25	95	820	0,225	4	26	0,957	0,9

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2018

Elaborado por: Loma Diana

CAPÍTULO III

DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN INTELIGENTE PARA EL POZO SELECCIONADO

3.1 DISEÑO DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE

Debido a que el pozo seleccionado posee una bomba para la producción de una sola arena (Hollín) se diseñó la bomba electrosumergible capaz de producir simultáneamente 2 arenas (Hollín y Basal Tena). Ingresando en el software Pipesim 2017.1 la siguiente información: los detalles de la tubería del PLAN-053RE (ver **tabla 2.4**), los componentes del fondo del pozo se los ubicó a las profundidades necesarias para la producción simultánea antes mencionada (ver **tabla 3.1**), la desviación del pozo (ver **anexo4**), la profundidad media tanto de Hollín (ver **tabla 2.5**) como de Basal Tena (**tabla 2.8**), el Índice de Productividad de Hollín (ver **tabla2.7**) y de Basal Tena (ver **tabla2.10**).

TABLA 3.1 EQUIPO DE FONDO DE POZO

Herramienta	Nombre	Profundidad MD (ft)
Empacadura	Pk_H	9803
Empacadura	Pk_BT	8996
VCF	VCF_H	9824
VCF	VCF_BT	9017
Tapón	Tp	10268
No aplica	Punto Nodal	9039

Elaborado por: Loma Diana

Las profundidades adecuadas para el diseño de la intellizone compact están descritas en la **tabla 3.1**, sin embargo la profundidad de la válvula de control de flujo de Basal Tena que se ingresó en pipesim fue igual a 9039 ft, que es la profundidad media de la arena mencionada ya que de lo contrario el programa no registra el fluido de ambas arenas. Además, debido a que el intervalo 10255' - 10268' (13') de la arena Hollín se encuentra a hueco abierto. Pipesim no registra producción de dicha arena por lo que fue necesario aumentar la base del liner 2 de la **tabla 2.4** a 10268 ft que es el rango inferior del intervalo mencionado, con lo cual si se pudo simular la producción simultánea de ambas arenas.

3.1.1 PARÁMETROS DEL DISEÑO DE LA BOMBA

- **Tasa de producción de diseño= 1177,32 BFPD**, que es la producción de fluido de las arenas Hollín y Basal Tena que se encuentran en las **tabla 2.6** y **tabla 2.9** respectivamente.
- **Frecuencia= 56,5 Hz**, promedio de las frecuencias de ambas arenas.
- **Profundidad de la bomba= 8862 ft**, ubicación justificada en el **punto 3.4.1**.

3.1.2 SELECCIÓN DE LA BOMBA

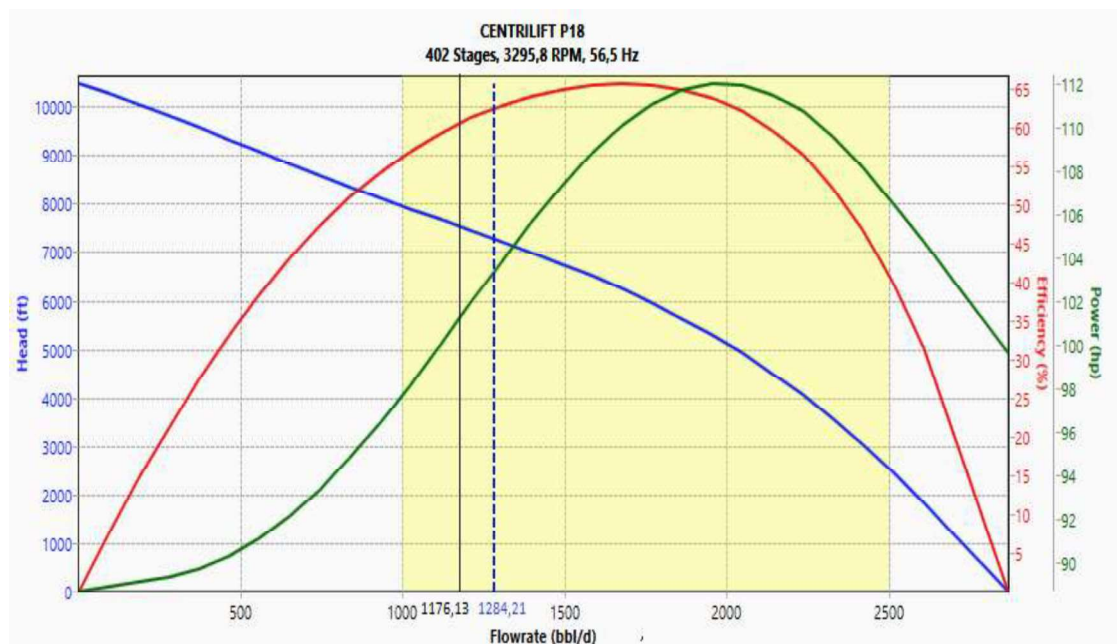
En base a lo descrito en el **punto 3.1.1** se concluyó que la bomba adecuada para ser instalada en el pozo seleccionado es la **Centrilift P18**, ya que la tasa de diseño y el caudal óptimo de producción del pozo son próximos. Además porque el caudal de diseño está dentro del rango de mayor eficiencia de la bomba (1000BFPD - 2500BFPD).

Parámetros de la bomba Centrilift P18

La Centrilift P18 está compuesta por 402 etapas y opera a 3295,83 RPM. Su eficiencia, potencia y altura se definen en el **punto 1.7.2**. Se obtienen por el cruce entre el caudal óptimo de producción (1176,13 BFPD) y cada una de las curvas ya mencionadas con lo que se obtiene 60,34% de eficiencia, 101,2 hp de potencia y 7534,4 ft de altura (**ver figura 3.1**).

Con tales parámetros a una presión de entrada de 623,73 psi ingresó a la bomba 1284,21 BFPD y a una presión de descarga de 3437,47 psi salió el fluido de la bomba. La presión de entrada y la presión de descarga de la bomba se obtuvo mediante el software pipesim, también se las calculó manualmente a través de la **ecuación 1.14** y **1.18** respectivamente (**ver anexo 5**).

FIGURA 3. 1 CURVA DE RENDIMIENTO DE LA BOMBA



Fuente: Pipesim, 2017.1

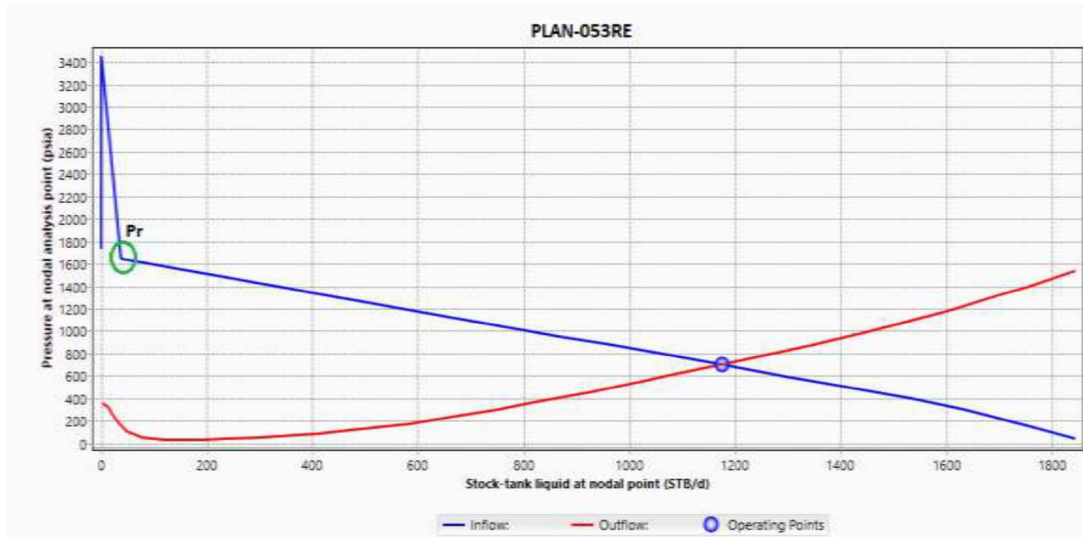
Elaborado por: Loma Diana

3.2 ANÁLISIS NODAL

El análisis nodal y sus curvas representativas IPR (rojo) y outflow (azul) se definen en el **punto 1.7** y **1.7.1** respectivamente. Dicho estudio se lo realizó a 9039 ft donde se obtuvo un caudal óptimo de 1176,13 BFPD a 682,34 psi (**ver figura 3.2**). Las curvas de la **figura 3.2** se diseñaron mediante el software Pipesim, la curva inflow

(rojo) también se la graficó con la **ecuación 1.7 y 1.12** mediante el procedimiento desarrollado en el **anexo 6**.

FIGURA 3. 2 ANÁLISIS NODAL DEL PLAN-053RE



Fuente: Pipesim, 2017.1
Elaborado por: Loma Diana

3.3 DIAGRAMA DE LA COMPLETACIÓN DEL PLAN-053RE

Se diseñó la completación inteligente en base a las características del sistema modular definidas en el **punto 1.8**. También sabiendo que los diámetros de la tubería de producción son 3,5"x 2,875" y los diámetros del liner de producción son 7"x 6", además que la longitud máxima del ensamblaje compacto para éste caso es de 28 pies (Schlumberger).

3.3.1 COMPONENTES

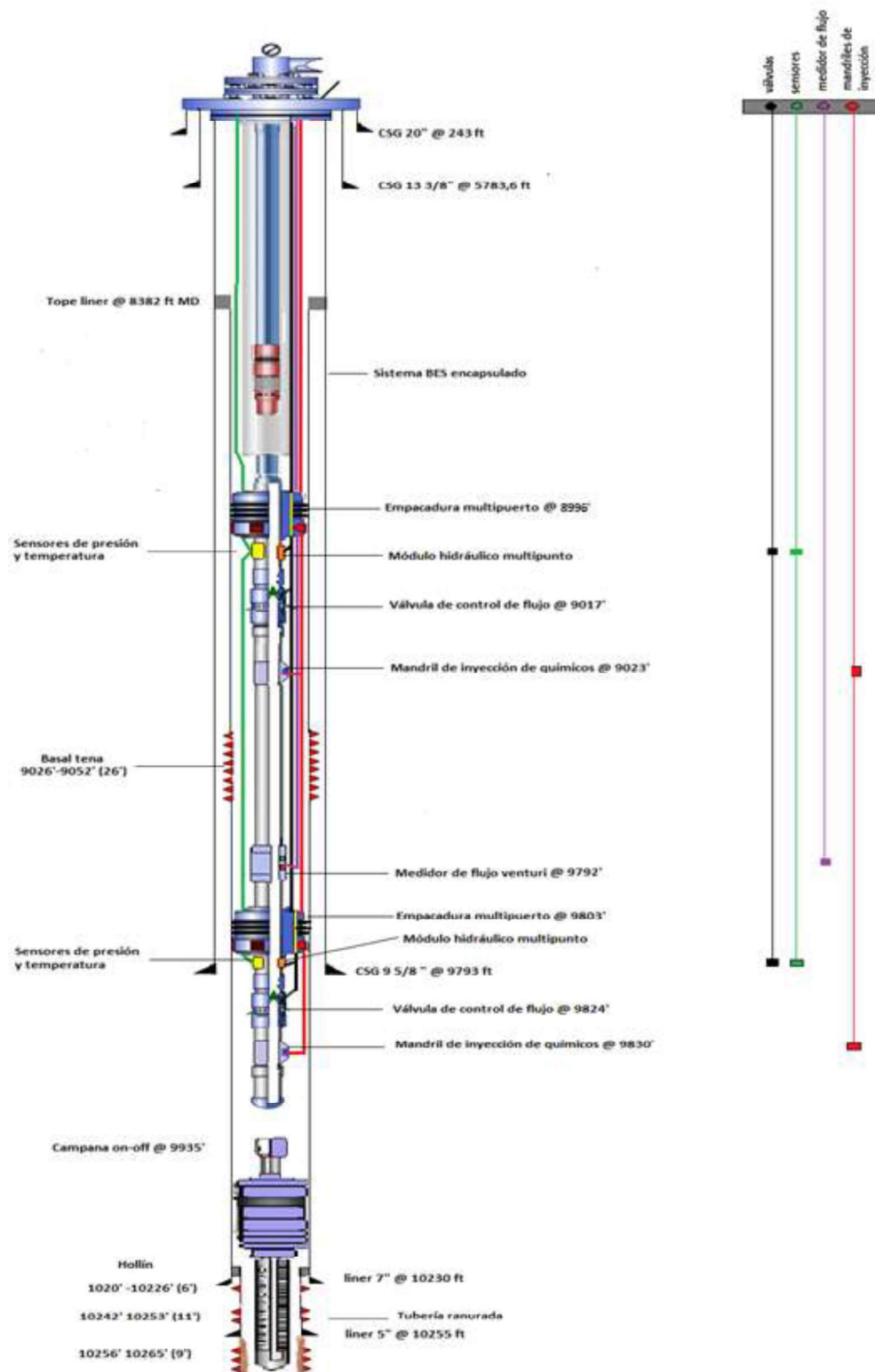
- Un único sistema de bombeo electrosumergible encapsulado por la razón indicada en el **punto 1.8.2**.
- Un ensamblaje compacto para cada arena cuyas herramientas están definidas en el **punto 1.8.1**. Para el caso en particular del pozo seleccionado se utilizó válvulas de 4 posiciones y empacaduras de 4 puertos.
- Un mandril de inyección de químicos (**ver punto 1.8.2**) para cada arena.
- Un medidor de flujo (**ver punto 1.8.2**) ubicado sobre Hollín, el cual mediría el flujo de dicha arena, de éste modo por diferencia entre el fluido total y el fluido de Hollín se obtendría el fluido de Basal Tena.
- Se conserva la tubería ranurada.

3.3.2 LÍNEAS NECESARIAS PARA EL CONTROL DEL PLAN-053RE

- Como ya se mencionó la completación dispone de una válvula de control de flujo para cada arena, sin embargo gracias a que el módulo hidráulico multipunto permite la disminución de líneas, por lo cual se necesita una sola para controlar las 2 VCF.
- Los dos sensores de presión y temperatura dual de las dos arenas son controlados por una línea eléctrica.
- El medidor de flujo de Hollín se controla a través de una línea eléctrica.

Todos los componentes y las líneas descritas se encuentran en la **figura 3.3**.

FIGURA 3.3 COMPLETACIÓN DEL PLAN-053RE



Fuente: Ali M, Shalif M, 2008
 Elaborado por: Loma Diana

3.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

3.4.1 BOMBA SELECCIONADA

La bomba **seleccionada** fue la Centrillift P18 una bomba de la serie Flexpump de Baker Huger cuya particularidad es que su rango óptimo de producción es amplio (1000BFPD-2500BFPD), lo que hace factible su utilización en pozos con diferentes y variadas condiciones productivas. Esto se lo comprobó puesto que el PLAN-053RE tiene **instalada** la misma P18 desde sus inicios en agosto del 2014 hasta abril del 2018 (última información disponible). Su último registro productivo (ver **tabla 2.6**) indicó que el pozo estuvo produciendo muy por debajo del rango de producción adecuado lo que sugiere una vez más la implementación de un Sistema Modular para que la bomba pueda operar dentro del rango óptimo de producción.

El sistema de bombeo electrosumergible ya instalado en el PLAN-053RE no cuenta con un separador de gas. Por tal motivo la bomba se instaló a 7645 ft (MD) muy por encima del punto medio de Hollín (10242,5 ft) con el objetivo de que la presión de entrada del fluido a la bomba (2716 ft) sea mayor a la presión de burbuja (1235 psi). (ARCH, 2014)

Siendo la $PIP > P_b$ la presencia de gas libre en la bomba es nula, lo que evita el daño de la misma. Pero con las condiciones de ambas arenas mantener la profundidad de la bomba a 7645 ft es inadecuado ya que con éste valor existiría un 22,95 % de gas libre (**ver tabla 3.2**) dentro de la bomba.

Desde este punto de vista se determinó la profundidad de la bomba seleccionada a 8862 ft donde se cumple que la PIP (623,73 psi) $> P_b$ (393 psi), por ende la presencia de % gas libre en la bomba es nula (ver **anexo 5**). Además dicha profundidad en conjunto con la frecuencia y el caudal de diseño permitieron obtener el mismo número de etapas (402) que tiene la bomba ya instalada en el pozo 53. De éste modo sin ninguna adecuación se podría utilizar en éste proyecto la misma bomba para levantar la producción de Hollín y Basal Tena.

La producción del PLAN-053RE entre agosto del 2014 y marzo del 2016 estuvo entre 2125 y 1500 BPPD. En abril del 2016 la producción tuvo una declinación brusca de 1500 a 600 BPPD, llegando a producir 470 BPPD en junio del 2018 (último registro productivo disponible). Desde éste punto de vista y sabiendo que la tasa de producción máxima fijada que puede levantar el pozo es de 2200 BPPD (ARCH, 2014) y que la tasa de producción de producción óptima es 1176,13 BFPD, se llegó a la conclusión de que no solo la bomba puede ser reinstalada sino todo el equipo BES debido a su capacidad de levantamiento.

TABLA 3.2 DATOS OBTENIDOS DEL DISEÑO DE LA BOMBA A 7645 FT

PIP (psi)	P _b (psi)	Gas libre (%)
208,41	393	22,95

Fuente: Pipesim, 2017.1

Elaborado: Loma Diana

3.4.2 ANÁLISIS NODAL

El estudio se lo realizó a 9039 ft (profundidad media de la arena superior) con las válvulas de control de flujo de Hollín y Basal Tena 100% abiertas.

El pico que presenta la IPR (ver **figura 3.2**) se da por las diferentes características de ambas arenas, frente a esto se consideró que la IPR inicia a una presión de reservorio de 1630,21 psi.

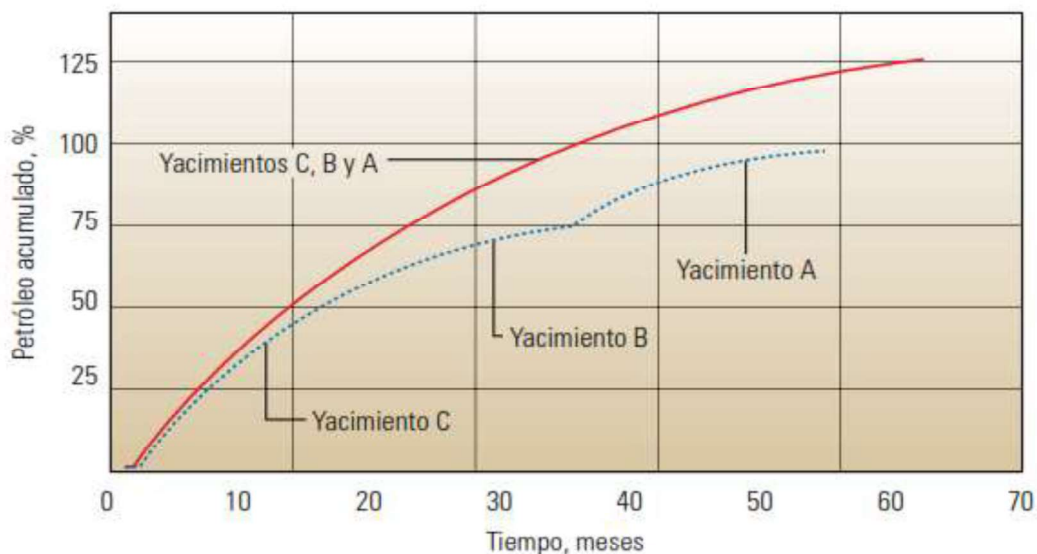
Con el valor determinado de la presión de reservorio y los datos del análisis nodal mostrado en el punto 3.2 se diseñó una segunda IPR (ver **figura 3.5**) mediante el proceso desarrollado en el **anexo 6**. De éste modo se validó la presión de reservorio seleccionada ya que la IPR de la **figura 3.2** y **3.5** se asemejan.

El sistema modular produce Hollín y Basal tena a través de una sola tubería por lo cual el fluido de ambas arenas se mezcla. Esto genera una ventaja y es que índice de productividad de la mezcla (IPm) es mayor que el índice de productividad separada (IPs).

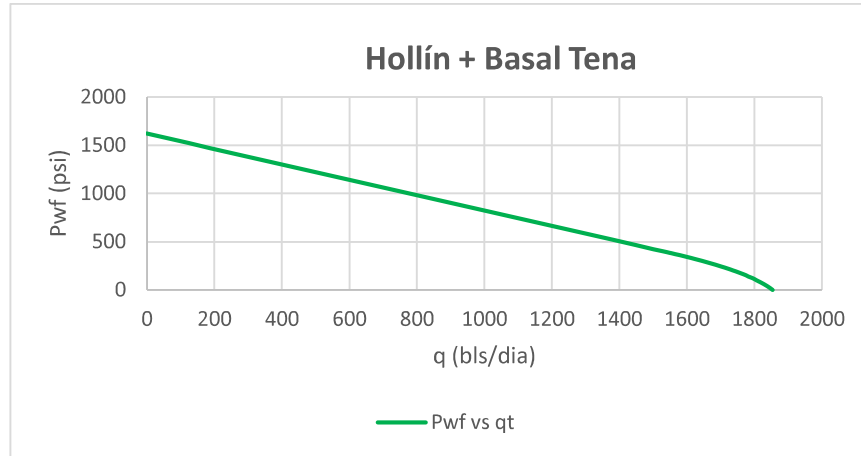
En éste proyecto el IPm (1,01 BPPD/psi) < IPs (1,07 BPPD/psi) debido a que se simuló que la producción del pozo se da con las válvulas %100 abiertas. El aumento del Índice de productividad se logra mediante la adecuada manipulación de las válvulas de control de flujo que ayudan a aumentar la producción de petróleo y disminuir la producción de agua (ver **figura 3.4**)

El IPm se calculó con los datos de la **tabla 3.3** y con la **ecuación 1.8**, el IPs se obtuvo de la suma de los índices de petróleo de Hollín (ver **tabla 2.7**) y Basal Tena (ver **tabla 2.10**).

FIGURA 3. 4 PRODUCCIÓN MEZCLADA VS PRODUCCIÓN SEPARADA DE UN POZO DEL GOLFO DE MÉXICO



Fuente: Beveridge, k. (2011)

FIGURA 3. 5 IPR DE HOLLÍN Y BASAL TENA

Elaborado por: Loma Diana

TABLA 3.3 DATOS OBTENIDOS DEL ANÁLISIS NODAL DEL PLAN-053RE

Pr (psi)	Pwf (psi)	Pb (psi)	qo (BPPD)	qw (BAPD)
1622,22	682,34	393	944,43	231,7

Elaborado por: Loma Diana

CAPÍTULO IV ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis económico se lo ejecutó con el objetivo de evaluar la viabilidad del proyecto (ver **punto 1.10**). El costo de una completación inteligente convencional, las herramientas adicionales (ver **punto 1.8.2**), las líneas necesarias para la operación (ver **punto 3.3.1**) y su instalación para la producción simultánea de Hollín y Basal Tena es igual a \$ 1871000 (Chancay A, Rumipampa L, 2005) a partir de éste valor y tomando en consideración que una de las ventajas de una IntelliZone Compact es la disminución de costos por los motivos descritos en el **punto 1.8** se determinó un valor de inversión inicial igual a \$ 1171000 para el primer análisis y para el segundo análisis se conserva el valor de la inteligente convencional.

4.1 PRIMER ESCENARIO

- Inversión inicial= \$ 1471000
- Tasa de interés= 12% (Calahorrano W, 2017)
- Costo de producción total por barril= \$ 16,86 (Alvear C, 2018)
- Tiempo= 5 años
- Producción anual de petróleo = se la obtuvo mediante el software OFM debido al cálculo de reservas de Hollín. Ya que Basal Tena no ha producido no se dispone del cálculo de reservas por lo cual se asumió que Basal Tena produciría lo mismo que Hollín por lo cual se duplico dicha producción la cual se indica en la **tabla 4.1**.

TABLA 4.1 PRODUCCIÓN ANUAL DE PETRÓLEO

Año	Producción anual de petróleo (Barril)
2018	123820
2019	156468
2020	84748
2021	45640
2022	19800

Elaborado por: Loma Diana

4.1.1 CASO A

Cuando el precio del barril de petróleo es \$ 45 (promedio del costo de diciembre del 2018) (Banco Central del Ecuador, 2018). Con los datos del **punto 4.1** y las ecuaciones del **punto 1.10** se calculó flujo de caja según el ejemplo descrito en el **anexo 8**.

TABLA 4.2 OBTENCIÓN DEL FLUJO DE CAJA

Precio del barril de petróleo (\$/bl)	Ingresos (\$)	Egresos (\$)	Flujo de caja (\$)
45	5571900	2087605,2	3484294,8
45	7041060	2638050,48	4403009,52
45	3813660	1428851,28	2384808,72
45	2053800	769490,4	1284309,6
45	891000	333828	557172

Elaborado por: Loma Diana

TABLA 4.3 VAN ACUMULADO

Años	VAN ACUMULADO
1	3110977,5
2	6621029,73
3	8318489,47
4	9134691,44
5	9450845,80

Elaborado por: Loma Diana

- **Determinación del VAN**

Con el flujo de caja de la **tabla 4.2** y la tasa de interés del 12 % se calculó el VAN a partir del ejemplo de cálculo ubicado en el **anexo 8**.

$$VAN = \$ 7979845,77 > 0$$

- **Determinación del TIR**

Con el flujo de caja de la **tabla 4.2** se calculó el TIR a partir del ejemplo de cálculo ubicado en el **anexo 8**.

$$TIR = 241,05 \% > 12\%$$

- **Determinación del PRI**

Con el VAN acumulado de la **tabla 4.3** y según el proceso del ejemplo descrito en el **anexo 8** se calculó el PRI.

$$PRI = 5 \text{ meses y } 20 \text{ días}$$

4.1.2 CASO B

Cuando el precio del barril de petróleo es \$ 23 (asumiendo que el costo decline bruscamente). Con los datos del **punto 4.1** y las ecuaciones del **punto 1.10** se calculó flujo de caja según el ejemplo descrito en el **anexo 8**.

TABLA 4.4 OBTENCIÓN DEL FLUJO DE CAJA A \$23

Precio del barril de petróleo (\$/bl)	Ingresos (\$)	Egresos (\$)	Flujo de caja (\$)
23	2847860	2087605,2	760254,8
23	3598764	2638050,48	960713,52
23	1949204	1428851,28	520352,72
23	1049720	769490,4	280229,6
23	455400	333828	121572

Elaborado por: Loma Diana

TABLA 4.5 OBTENCIÓN DEL FLUJO DE CAJA A \$23

Años	VAN ACUMULADO
1	678798,92
2	1444673,86
3	1815050,65
4	1993141,63
5	2062124,84

Elaborado por: Loma Diana

- **Determinación del VAN**

Con el flujo de caja de la **tabla 4.4** y la tasa de interés del 12 % se calculó el VAN a partir del ejemplo de cálculo ubicado en el **anexo 8**.

$$VAN = 591124,82 > 0$$

- **Determinación del TIR**

Con el flujo de caja de la **tabla 4.4** se calculó el TIR a partir del ejemplo de cálculo ubicado en el **anexo 8**.

$$TIR = 32,24 \% > 12\%$$

- **Determinación del PRI**

Con el VAN acumulado de la **tabla 4.5** y según el proceso del ejemplo descrito en el **anexo 8** se calculó el PRI.

$$PRI = 7 \text{ meses y } 7 \text{ días}$$

4.2 SEGUNDO ESCENARIO

- Inversión inicial= \$ 1871000
- Tasa de interés= 12% (comúnmente usada en la evaluación de proyectos)
- Costo de producción total por barril= \$ 16,86 (Petroamazonas EP, 2017)
- Tiempo= 5 años
- Producción anual= es la misma utilizada para el primer análisis.

4.2.1 CASO A

Cuando el precio del barril de petróleo es \$ 45 (promedio del costo de diciembre del 2018)

- **Determinación del VAN**

Con el flujo de caja de la **tabla 4.2** y la tasa de interés del 12 % se calculó el VAN a partir del ejemplo de cálculo ubicado en el **anexo 8**.

$$VAN = \$ 7579845,77 > 0$$

- **Determinación del TIR**

Con el flujo de caja de la **tabla 4.2** se calculó el TIR a partir del ejemplo de cálculo ubicado en el **anexo 8**.

$$TIR = 187,03 \% > 12\%$$

- **Determinación del PRI**

Con el VAN acumulado de la **tabla 4.3** y según el proceso del ejemplo descrito en el **anexo 8** se calculó el PRI.

$$PRI = 2 \text{ años y } 4 \text{ días}$$

4.2.2 CASO B

Cuando el precio del barril de petróleo es \$ 23

- **Determinación del VAN**

Con el flujo de caja de la **tabla 4.4** y la tasa de interés del 12 % se calculó el VAN a partir del ejemplo de cálculo ubicado en el **anexo 8**.

$$VAN = 191124,82 > 0$$

- **Determinación del TIR**

Con el flujo de caja de la **tabla 4.4** se calculó el TIR a partir del ejemplo de cálculo ubicado en el **anexo 8**.

$$TIR = 17,32 \%$$

- **Determinación del PRI**

Con el VAN acumulado de la **tabla 4.5** y según el proceso del ejemplo descrito en el **anexo 8** se calculó el PRI.

$$PRI = 3 \text{ años y } 8 \text{ días}$$

4.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

El sistema inteligente convencional para dos arenas tiene un costo de \$ 700000 (Chancay A, Rumipampa L, 2005), en cambio el costo de un sistema modular disminuye a \$ 500000 (Schlumberger) debido a las razones mencionadas en el **punto 1.8**. En éste proyecto además de la disminución de costos descrita en el párrafo anterior, existe un segundo ahorro de \$ 200000 debido a la posibilidad de reinstalación del mismo equipo BES para levantar la producción de ambas arenas.

Con el fin de comprobar la ventaja económica que genera la instalación de un sistema modular frente a un sistema convencional se realizó dos escenarios (**ver tabla 4.4**). El primero con una inversión inicial de \$ 1471000 valor obtenido según el **anexo 7** y en el segundo escenario se mantuvo el valor de la inversión inicial de \$ 1871000 de un sistema convencional.

A pesar de que la información de la **tabla 4.4** indica que ambos escenarios son viables se comprobó que el caso A del primer escenario es el mejor ya que sus ganancias serían mayores y el tiempo en el que se recuperaría la inversión es menor.

TABLA 4.6 ESCENARIOS ECONÓMICOS

Caso	Costo del barril de petróleo (\$)	Primer escenario			Segundo escenario			Observación
		VAN (\$)	TIR (%)	PRI (t)	VAN (\$)	TIR (%)	PRI (t)	
A	45	7779845,77	210,93	5 meses y 20 días	7579845,77	187,03	7 meses y 7 días	Proyecto viable
B	23	391124,82	29,99	2 años y 4 días	191124,82	17,32	3 años y 8 días	Proyecto viable

Elaborado por: Loma Diana

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- El sistema modular de control multizonal permite la producción de 2 o más arenas de forma simultánea. Este proyecto se basó principalmente en las herramientas que componen dicho sistema modular, sobre todo en su herramienta principal que es la válvula de control de flujo.
- La recepción en tiempo real de la presión, temperatura y producción de cada arena permite a los operadores tomar decisiones para evitar o erradicar posibles daños en el pozo.
- El tiempo que permanecería inactivo el pozo con una completación convencional, debido a la apertura o cierre de camisas mediante equipo de wireline o slickline, se puede evitar mediante la implementación de completaciones inteligentes que permiten realizar el cierre, apertura o estrangulación de las válvulas de control de flujo de forma remota desde superficie. Es de vital importancia disminuir el tiempo que el pozo detiene su actividad productiva ya que genera pérdidas económicas.
- Se planteó la implementación del Sistema Inteligente Compacto en el PLAN-053RE debido a su alta producción de petróleo (470 BPPD) y su bajo %BSW (30%) con respecto a los promedios del campo (194 BPPD y 70% BSW). Además por no tener problemas mecánicos para su implementación, poseer altas reservas remanentes (215,24 Mbl) y disponer de un amplio intervalo en su nueva arena (Basal Tena =26 ft).
- El pozo 53 al producir de forma simultánea Hollín y Basal Tena obtendría un incremento de 475 BPPD con respecto a la producción original del pozo. De éste modo su índice de productividad de 0,17 BPPD/psi aumenta a 1,01 BPPD/psi indicando así que el pozo es buen productor según lo descrito en la **tabla 4.1**.
- La adecuada intervención de las válvulas de control de flujo juega un papel importante en la producción simultánea, es así que cada arena puede tener una posición diferente con el fin de evitar el flujo cruzado y la alta producción de %BSW. El flujo cruzado se da cuando la presión de la arena inferior es mucho mayor a la presión de la arena superior, esto provoca que en lugar de que el fluido de la arena inferior siga de forma ascendente se dirija a la arena de menor presión. El pozo 53 presenta esta particularidad en cuanto a las presiones donde arena inferior (Hollín) tiene una Pwf de 1235 psi y la presión de la arena inferior (Basal Tena) tiene una Pwf igual a 670 psi.
- Con la implementación del sistema descrito en éste proyecto en el pozo seleccionado se obtiene un ahorro en la inversión inicial de \$ 200000 con

respecto al costo inicial de una completación inteligente convencional. Está disminución en la inversión se obtiene ya que a cada arena se le instala un sistema preensablado y preprobado lo cual disminuye el tiempo de instalación y la incertidumbre relacionada a la instalación.

- La posible reinstalación de la bomba electrosumergible y las demás herramientas que componen el sistema BES permiten obtener en éste proyecto un segundo ahorro de \$ 200000. Con éste único sistema BES el pozo es capaz de producir ambas arenas por una sola tubería de producción. Lo que se sigue traduciendo a una disminución de costos, pero esta vez con relación a una completación dual que requiere una tubería de producción y un equipo BES para cada arena.
- Siendo el costo del barril de petróleo \$ 45 y la inversión inicial de éste proyecto igual a \$ 1471000. Mediante el cálculo de los indicadores financieros TIR y VAN se determinó la viabilidad de dicho proyecto, sobre todo por el tiempo de recuperación de la inversión es corto (5 meses y 20 días).

5.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar pruebas de presión y producción previa a la instalación de la IntelliZone Compact lo cual permitiría conocer el estado actual de las arenas del pozo. Sabiendo la condición de las arenas se puede determinar el posible daño en las mismas y de éste modo elegir el procedimiento adecuado para remediar el daño, sobre todo en Hollín que ya posee un daño igual a 14 hasta la fecha de análisis (junio 2018).
- A la profundidad de la bomba (8862 ft) y con las condiciones actuales de las arenas el pozo podría producir hasta 1124 BPPD y 275 BAPD sin la necesidad de un separador de gas en el sistema BES. Sin embargo, debido a que las características de ambas arenas con el pasar del tiempo es posible que si se necesite un separador de gas para de éste modo evitar el daño de la bomba.
- Para evitar el flujo cruzado es recomendable posicionar la válvula de control de flujo de BT en 33% o 66 % abierto de éste modo a menor área mayor presión y la de Hollin 100% abierta, esto considerando la situación actual de las arenas (junio 2018). La adecuada intervención de las válvulas permite también el control del % BSW
- Debido a que las condiciones del pozo variaran con el pasar del tiempo es recomendable monitorear constantemente la producción de ambas arenas y de éste modo posicionar las válvulas correctamente.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AAPG. EAGE. SEG. SPE. SPEE. SPWLA. WPC. (2018). Petroleum Resources Management System.
- Algeroy, J. Morris, A. Auzerais, F. Bryant, I. Raghuraman, B. Rathnasingham, R. Davies, J. Gai, H. Johannessesn, O. Malde, O. Toekje, J. Newberry, P. (1999). Control remoto de yacimientos. Oilfield Review, volumen 11 (no.3), pags 18-29
- Ali, M. Shafiq, M. (2008). Integrating ESPs with Intelligent Completions: Options, Benefits and Risks. Artículo de la SPE 12079
- Alvarez, R. (2008). Aplicación del Análisis Nodal para Incrementar la Productividad de un Pozo. (Tesis de Pregrado). Universidad Nacional Autónoma, México.
- Alvear, C. (2018). ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO APLICADO EN EL CAMPO DRAGO NORTE. (Tesis de Pregrado). Escuela Politécnica Nacional, Ecuador.
- Andersen, M. (2011). Definición del concepto de adquisición de registros. Oilfield Review, volumen 3 (no.1), pags 67-68.
- Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. (2018). Activo Palo Azul, Febrero 2018.
- Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. (2009). Bloque 18 Reformas al Plan de Desarrollo Campo Palo Azul.
- Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. (2018). Campo Palo Azul-Reservas.
- Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. (2014). Diagrama de completación del PLAN-053RE.
- Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. (2015). Diagrama de completación del PLAN-055 y PLAN-057.
- Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. (2016). Diagrama de completación del PLAN-050RE, PLAN-052RE y PLAN-054.
- Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. (2017). Mapa Estructural del Campo Palo Azul.
- Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. (2017). Pruebas de producción de pozos del campo Palo Azul y Pata (Abril-Diciembre).
- Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. (2017). Solicitud de tasa de producción PLAN-053RE.
- Banco Central del Ecuador. (2018). Precio del barril de petróleo. Recuperado de: https://contenido.bce.fin.ec/resumen_ticker.php?ticker_value=petroleo

- Benavides, E. Trejo P. (2012). APLICACIÓN DE COMPLETACIONES TIPO COMMINGLED SENSADAS PARA INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL CAMPO VHR. (Tesis de Pregrado). Escuela Politécnica Nacional, Ecuador.
- Benítez, C. (2017). REGISTROS DE POZO. Geología III. Registro eléctricos a hueco abierto. Recuperado de: <https://docplayer.es/47066517-Registros-de-pozo-geologia-iii-registro-electricos-a-hueco-abierto.html>
- Beveridge, k. Eck, J. Goh, G. Izetti, R. Jadid, M. Ruys, W. Scamparini G, (2011). Terminaciones Modulares. Oilfield Review, volumen 23 (no.3), pags 18-27.
- Cachumba, F. (2007). ESTUDIO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN DE POZOS CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE, MEDIANTE ANÁLISIS NODAL DEL CAMPO CUYABENO. (Tesis de Pregrado). Escuela Politécnica Nacional, Ecuador.
- Calahorrano, W. (2017). Formulación y Evaluación de Proyectos.
- Carl patt. (2011). Bombeo electrosumergible. Recuperado de: <https://es.slideshare.net/carlpatt/bombeo-electrosumergible-jrroc>
- Chancay, J. Rumipampa, L. (2007). INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL CAMPO LIBERTADOR MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE COMPLETACIONES INTELIGENTES. (Tesis de Pregrado). Escuela Politécnica Nacional, Ecuador.
- Dyer, S. El-Khazindar, Y. Reyers, A. Huber, M. Raw, I. Reed, D. (2008). Terminaciones inteligentes: Manejo automatizado de pozos. Oilfield Review, volumen 19 (no.4), pags 4-17.
- Gaínza, F. (2010). DIAGNÓSTICO DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCION DEL CAMPO DAYUMA FUNDAMENTADO EN EL ANÁLISIS NODAL. (Tesis de Pregrado). Escuela Politécnica Nacional, Ecuador.
- Guachamín, D. Obando, S. (2012). ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE COMPLETACIONES DOBLES EN POZOS DEL CAMPO EDÉN YUTURI. (Tesis de Pregrado). Escuela Politécnica Nacional, Ecuador.
- Halliburton, Mark of Halliburton. DataSphere® FloStream™ Venturi Flow Meter. Recuperado de: <https://www.halliburton.com/en-US/ps/well-dynamics/well-completions/intelligent-completions/permanent-monitoring/flostream-venturi-flow-meter.html>
- Melo, V. (2014). LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL. Escuela Politécnica Nacional, Ecuador.
- Oney, J. (2016). Capítulo 4 Bombeo Electrocentrífugo Sumergido con Terminaciones Inteligentes. Recuperado de:

<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/3605/A7.pdf?sequence=7>

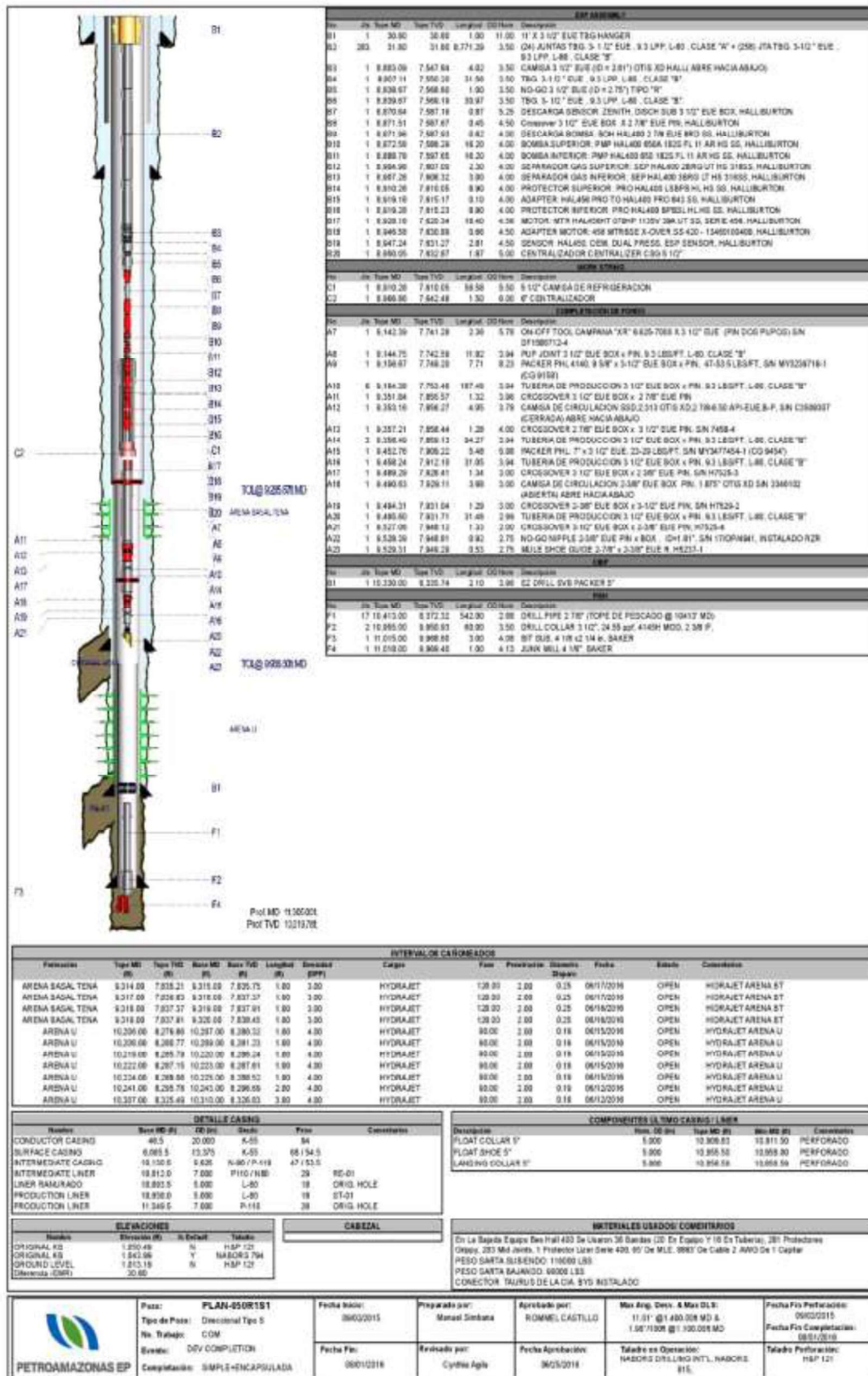
- Puckett, R. Solano, M. Krejci, M. (2014). Intelligent Well System with Hydraulic Adjustable Chokes and Permanent Monitoring Improves Conventional ESP Completion for an Operator in Ecuador. Artículo de la SPE 88506.
- Rodriguez, J. Dutan, J. Serrano, G. Sandoval, L. Arevalo, J. Suter, A. (2014). Compact Intelligent Completion: A Game Change for Shushufindi Field. Artículo de la SPE 169483-MS.
- Ruiz, C. (2007). PRODUCCIÓN SIMULTÁNEA DE PETRÓLEO DE DOS ARENAS DIFERENTES MEDIANTE COMPLETACIONES DOBLES CONCÉNTRICAS EN EL BLOQUE 15. (Tesis de Pregrado). Escuela Politécnica Nacional, Ecuador.
- Schlumberger1, Mark of Schlumberger. (2015). IntelliZone Compact, Modular multizonal Management system. Recuperado de: https://www.slb.com/~media/Files/completions/brochures/intellizone_compact_br_esp.pdf
- Schlumberger2, Mark of Schlumberger. (2012). IntelliZone Compact, Modular multizonal Management system, Válvula de control de flujo. Recuperado de: https://www.slb.com/~media/Files/completions/product_sheets/intellizone_esp/intellizone_flow_control_valve_esp.pdf
- Schlumberger3, Mark of Schlumberger. (2012). IntelliZone Compact, Modular multizonal Management system, Módulo hidráulico multipunto. Recuperado de: https://www.slb.com/~media/Files/completions/product_sheets/intellizone_esp/intellizone_hydraulic_multidrop_module_esp.pdf
- Schlumberger4, Mark of Schlumberger. (2018). IntelliZone Compact, Modular multizonal Management system, Modular multiport packer. Recuperado de: https://www.slb.com/~media/Files/completions/product_sheets/packers/mrp_mp_modular_multiport_packers_ps.pdf
- Torres, A. Torres J. (2014). ESTUDIO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN MEDIANTE LOS SISTEMAS DE COMPLETACIÓN INTELIGENTE (INTELLIGENT WELL SYSTEM- IWS) EN POZOS DEL ÁREA AUCA Y CUYABENO. (Tesis de Pregrado). Escuela Politécnica Nacional, Ecuador.
- Torres, G. (2016). ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE COMPLETACIONES INTELIGENTES EN EL CAMPO AT DEL ORIENTE ECUATORIANO. (Tesis de Pregrado). Universidad Central del Ecuador, Ecuador.

- Zabala, L. (2012). ESTUDIO DE LA DECLINACIÓN ENERGÉTICA DE PRODUCCIÓN DE CRUDO EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO EXTRAPESADO DE DOS CAMPOS DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO (Tesis de Pregrado). Universidad Central de Venezuela, Venezuela.

ANEXOS

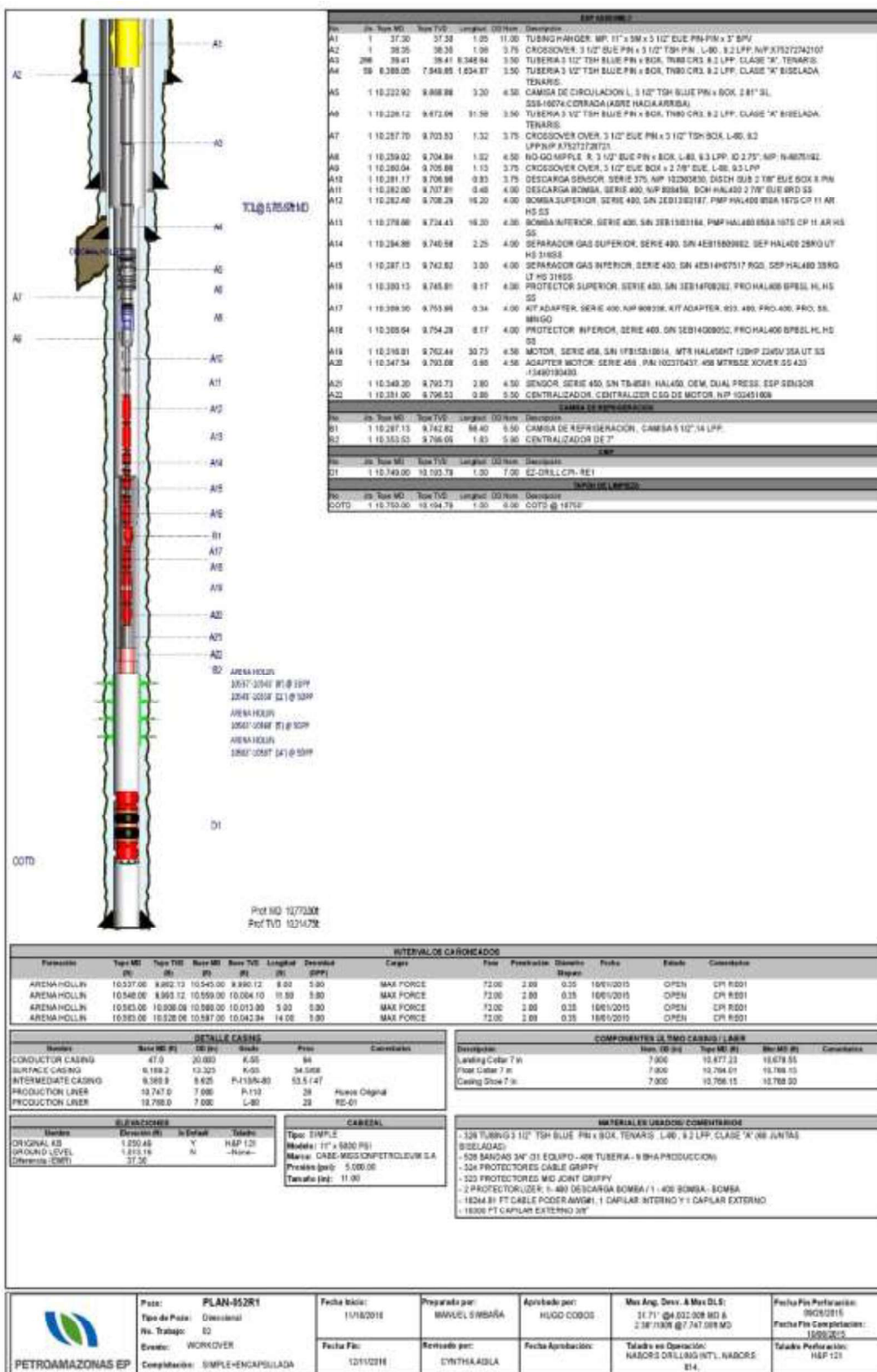
ANEXO 1 DIAGRAMAS DE COMPLETACIÓN

DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL PLAN-050RE



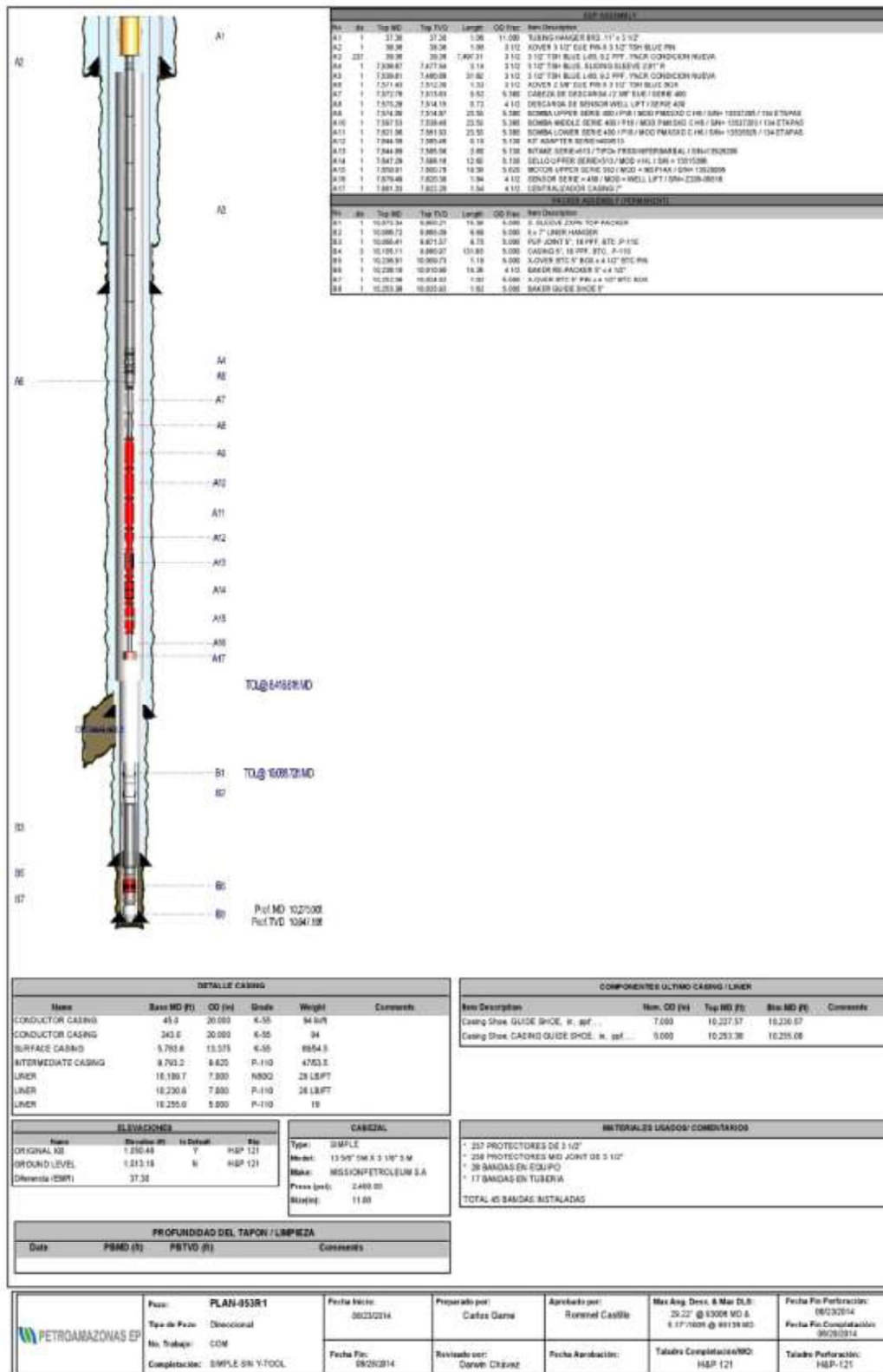
Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2016

DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL PLAN-052RE



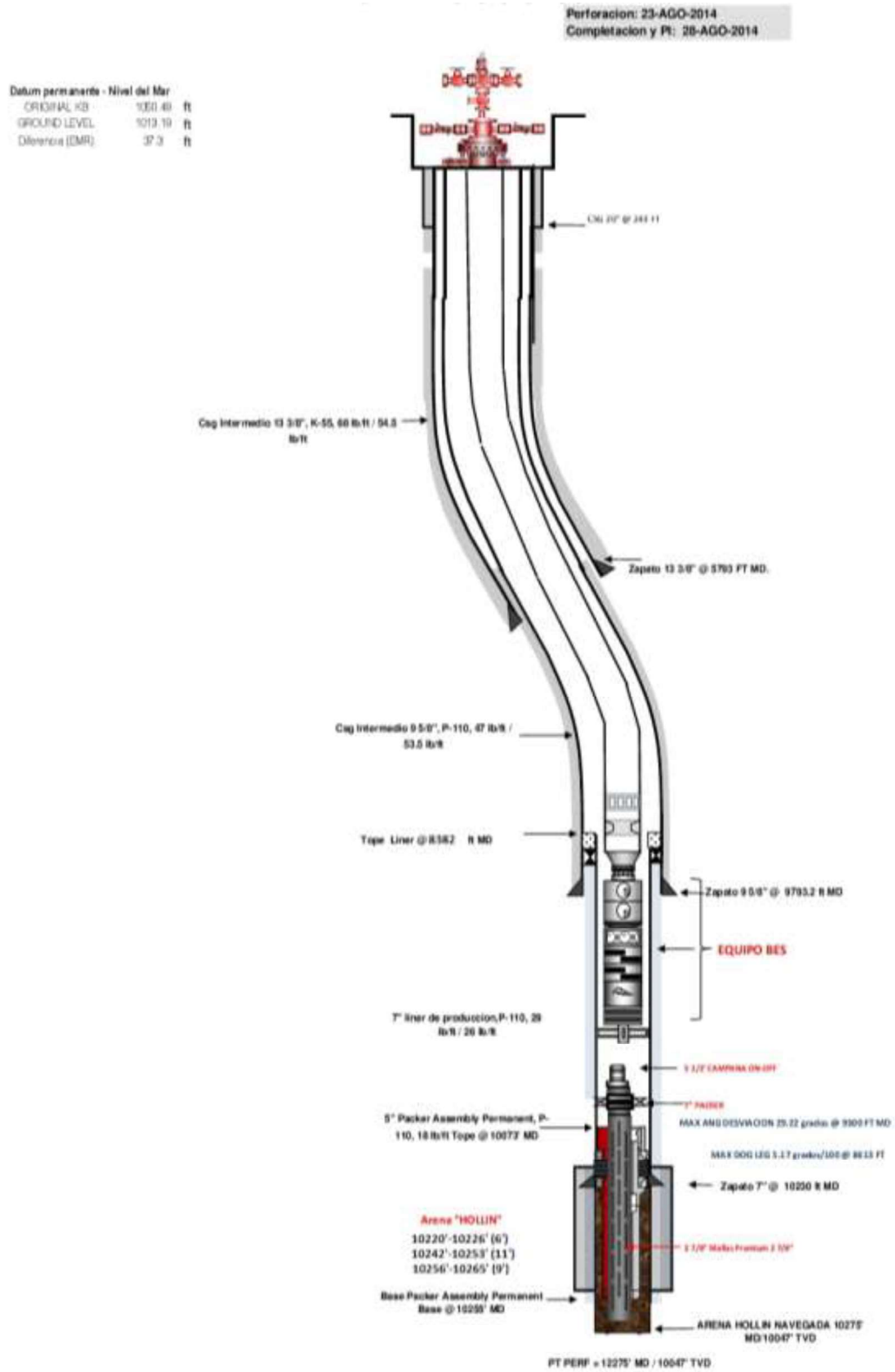
Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2016

DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL PLAN-053RE



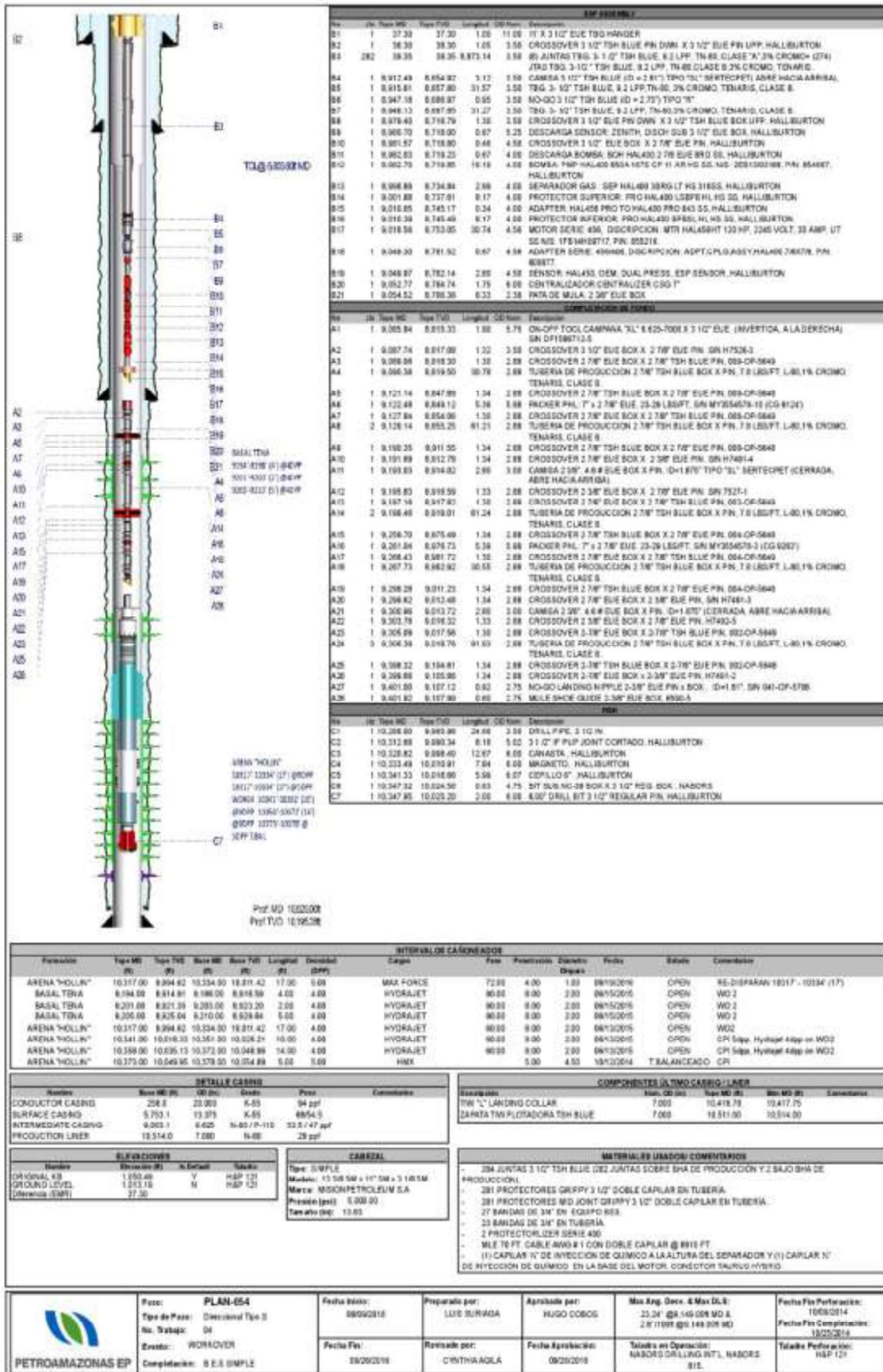
Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2014

DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL PLAN-053RE



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2014

DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL PLAN-054



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2016

DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL PLAN-055

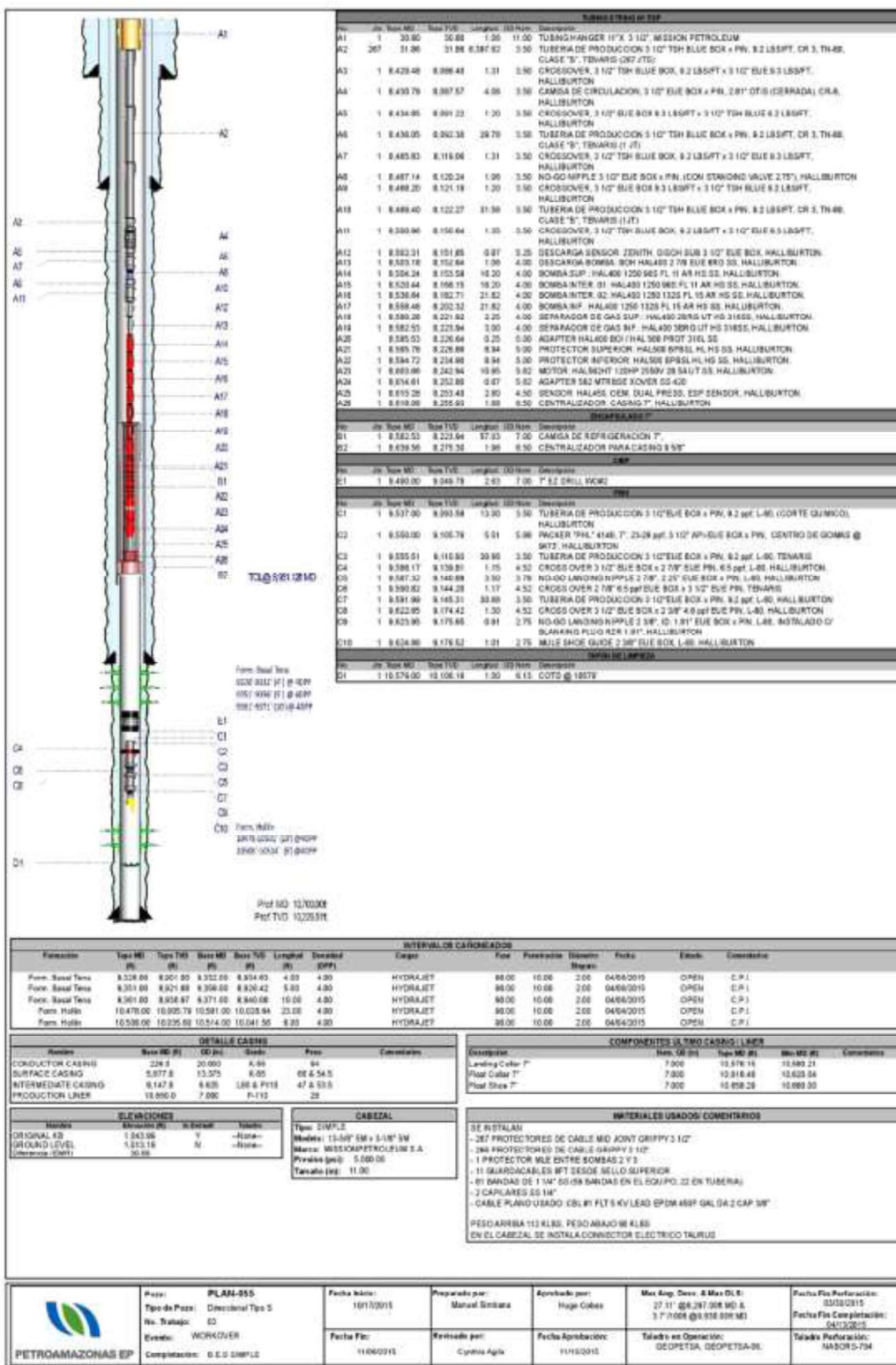
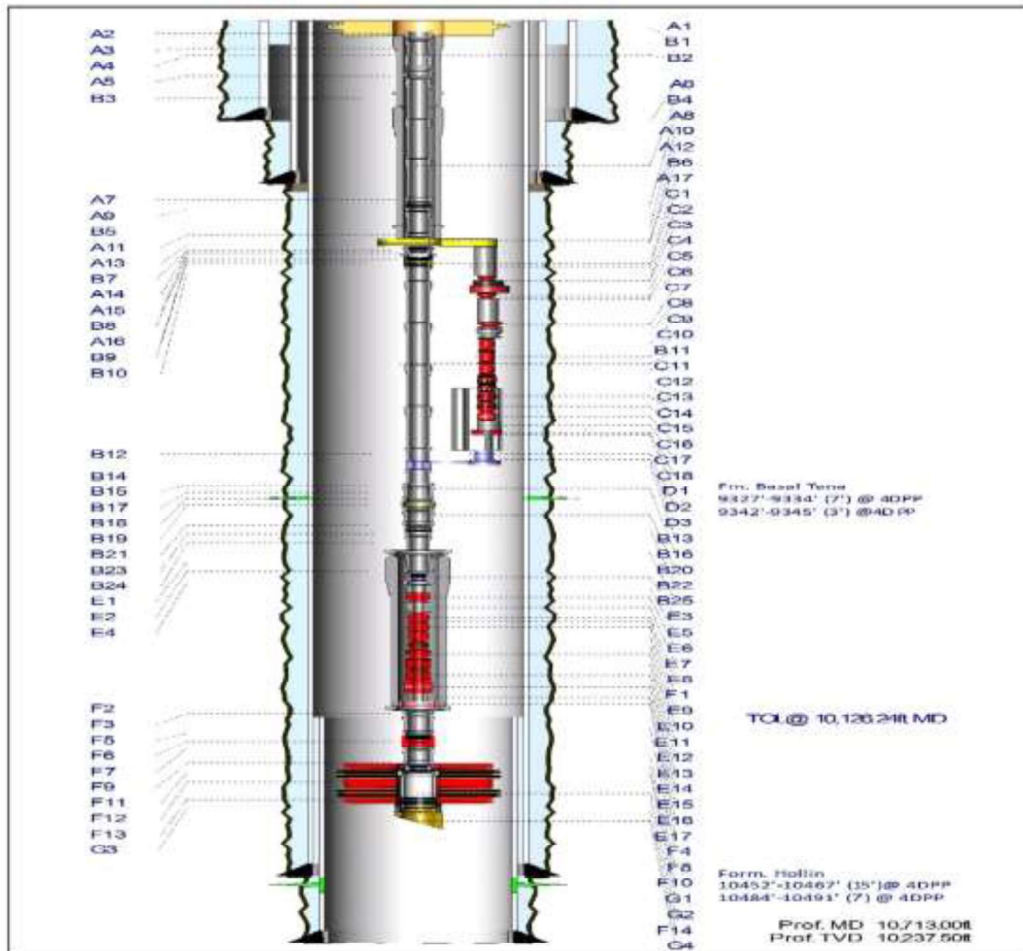


DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL PLAN-057



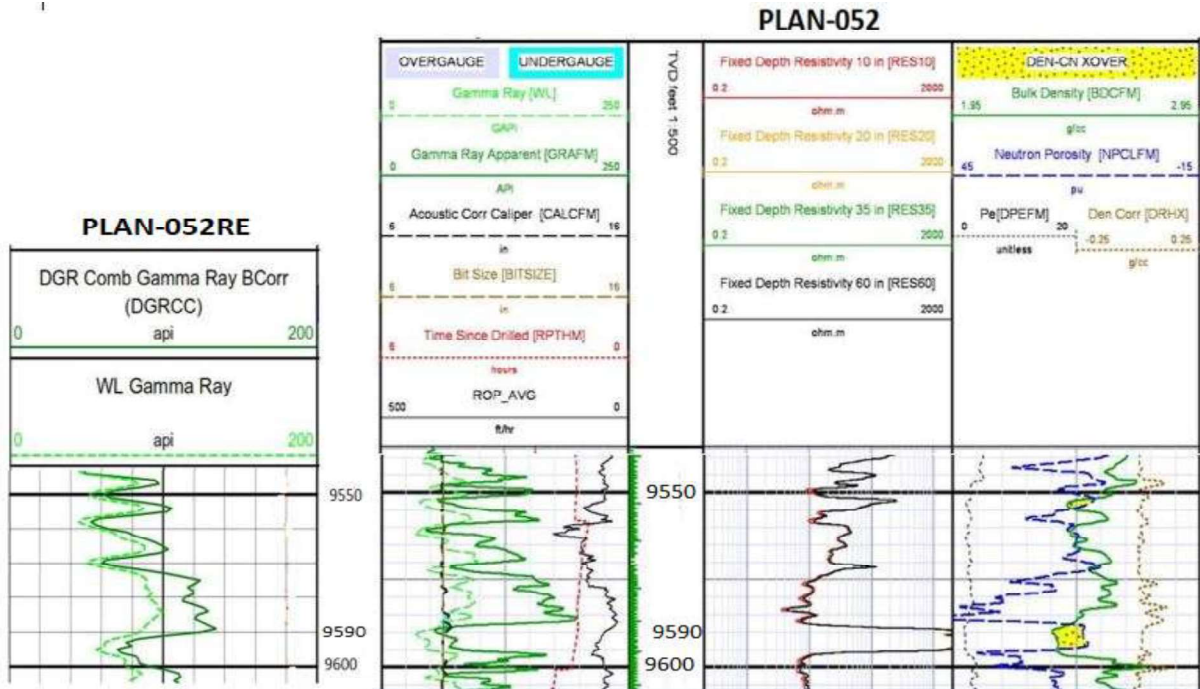
TUBING STRING (DUAL - INNER)						
No.	Alt.	Span MD	Span TVD	Length	WT Nom.	Descripción
A1	1	30.80	30.65	0.73	11.800	Colgador 1" 5000 para 2-7/8" 6.5ppf EUE Box x Box, Mission Petroleum
A2	1	31.53	31.53	1.34	3.360	ADAPTADOR 2 7/8" 8.5ppf EUE Box x 2 7/8" 8.5ppf REC Box, Halliburton
A3	1	32.87	32.87	10.63	2.716	PUP JOINTS 2 7/8" 8.5ppf P110 ICR SEC Box x Pin, Tenaris
A4	1	42.80	42.80	1.34	3.360	ADAPTADOR 2 7/8" 8.5ppf SEC Box x 2 7/8" 7.5ppf EUE Pin, Halliburton
A5	1	44.24	44.24	1.24	3.700	ADAPTADOR 2 7/8" 8.5ppf EUE Box x 2 7/8" 7.5ppf ICR EUE Pin, Halliburton
A6	274	45.48	45.48	8.944.38	2.716	TUBERIA DE PRODUCCION 2 7/8" 7.5ppf L80 ICR TSH EUE Box x Pin Clase "A", Tenaris
A7	1	8.889.86	8.889.86	1.35	3.360	ADAPTADOR 2 7/8" 7.5ppf L80 ICR TSH EUE Box x 2 3/4" Halliburton 4 7ppf EUE Pin
A8	1	8.891.21	8.891.21	3.75	3.114	CARGA CIRCULACION TAPERED 2 3/8" EUE Box x Pin, 1.80" Area Inside Above, Halliburton
A9	1	8.894.91	8.894.91	1.38	3.100	ADAPTADOR 2 3/8" 4.5ppf EUE Box x 2 7/8" 7.5ppf L80 ICR TSH EUE Pin, Halliburton
A10	1	8.896.21	8.896.21	31.00	2.716	TUBERIA DE PRODUCCION 2 7/8" 7.5ppf L80 ICR TSH EUE Box x Pin Clase "A", Tenaris
A11	1	8.727.99	8.727.99	1.35	3.360	ADAPTADOR 2 7/8" 7.5ppf L80 ICR TSH EUE Box x 2 3/4" 4.5ppf EUE Pin, Halliburton
A12	1	8.729.21	8.729.21	0.61	3.880	NO GO LANDING nipple 2 3/8" 1.81 PERFOR, Halliburton
A13	1	8.730.12	8.730.12	1.11	3.100	ADAPTADOR 2 3/8" 4.5ppf EUE Box x 2 7/8" 8.5ppf EUE Pin L80 ICR, Halliburton
A14	1	8.731.23	8.731.23	0.61	3.850	ADAPTADOR 2 7/8" 8.5ppf EUE Box x 2 1 1/8" 12 UNIS Pin, Halliburton
A15	2	8.732.14	8.732.14	4.04	2.850	EXTENSIONES 3 800" X 2 1 1/8" 12 UNIS Box x Pin, Halliburton
A16	2	8.736.18	8.736.18	3.62	2.850	UNIDAD DE SELLO SEAL ASSEMBLY 2 1 1/8" 12 UNIS Box x Pin, Halliburton
A17	1	8.739.18	8.739.18	0.41	2.850	PISTA WULA WULA SHOE GLIDE 2 1 1/8" 12 UNIS Box, Halliburton
TUBING STRING (DUAL - OUTER)						
No.	Alt.	Span MD	Span TVD	Length	WT Nom.	Descripción
B1	1	30.80	30.65	0.67	11.800	Colgador 1" 5000 para 5-1/2" 17ppf BTC Box x Box, Mission Petroleum
B2	1	31.77	31.77	41.26	5.102	Talavera de Produccion 5-1/2" L80 17ppf BTC Box x Pin Clase "A", Tenaris
B3	1	73.03	73.03	9.32	5.102	TUBO CORTO 5-1/2" 17ppf L80 BTC Box x Pin, Halliburton
B4	231	82.35	82.33	8.026.48	5.102	Talavera de Produccion 5-1/2" L80 17ppf BTC Box x Pin Clase "A", Tenaris
B5	1	8.721.84	8.721.84	16.15	5.102	TUBO CORTO 5-1/2" 17ppf L80 BTC Box x Pin, Halliburton
B6	1	8.721.99	8.721.99	1.53	8.285	V-TOOL PARA CARGAS DE 8.58" 2 7/8" EUE / SLANK, Halliburton
B7	1	8.733.50	8.733.50	6.69	3.344	SECCION PULIDA SEAL SCHR 3 800" 5.50" 10 UNIS Box x Pin, Halliburton
B8	1	8.739.59	8.739.59	0.63	4.250	ADAPTADOR 3 5/8" -10 UNIS Box x 2 7/8" 8.5ppf EUE Pin, Halliburton
B9	1	8.743.42	8.740.42	2.91	4.015	SWELLER 2 7/8" 8.5ppf EUE Box x Pin, Halliburton
B10	1	8.742.75	8.742.73	2.83	2.716	TUBO CORTO 2 7/8" 8.5ppf P110 EUE Box x STL Pin, Halliburton
B11	5	8.745.59	8.745.65	126.54	2.716	TUBERIA BYPASS 2 7/8" 8.5ppf P110 PULL-IN JOINT Box x Pin, Halliburton
B12	1	8.875.35	8.875.23	6.62	2.716	TUBO CORTO 2 7/8" 8.5ppf STL Box x MU Pin, Halliburton
B13	1	8.882.02	8.882.02	0.82	8.515	BLOQUE SOPORTE 2 7/8" 8.5ppf MU Box x Box x 2-1/2" ACME Box, Halliburton
B14	1	8.882.65	8.882.65	0.22	2.716	TUBO CORTO 2 7/8" 8.5ppf MU Pin x EUE Pin, Halliburton

	Plan: PLAN-057	Fecha Inicio Operación: 05/12/2015	Preparado por: Henry de los Rios	Aprobado por: Hugo Cobos	Max. Ang. Desv. & Max. DLS: 20.94' @ 8.672.008 MD & 2.28' / 1008' @ 805.008 MD	Fecha Fin Perforación: 05/12/2015
	Tipo de Pozo: Direccional Tipo S	Fecha Fin: 06/05/2015	Revisado por: Cynthia Agila	Fecha Aprobación: 06/23/2015	Taladro en Operación: HADORS DRILLING INT'L, HADORS 794	Fecha Fin Completación: 06/05/2015
	No. Trabajo: COM	Completación: DUAL-PACKER-BES PAIL				Taladro Perforación: MADORS 794
	Evento: DEV COMPLETION					

FECHA DE IMPRESION: 2011/01/ 05T

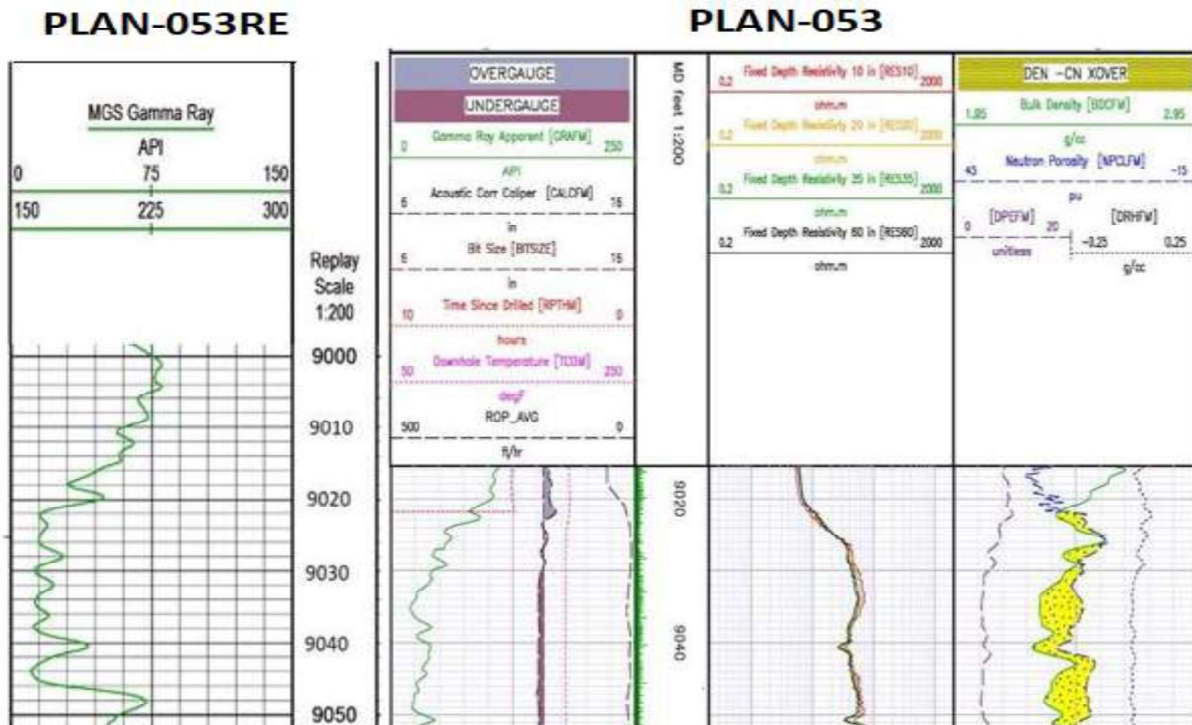
ANEXO 2 REGISTROS ELÉCTRICOS

REGISTRO ELÉCTRICO DEL POZO PLAN-052BT y PLAN-052REBT



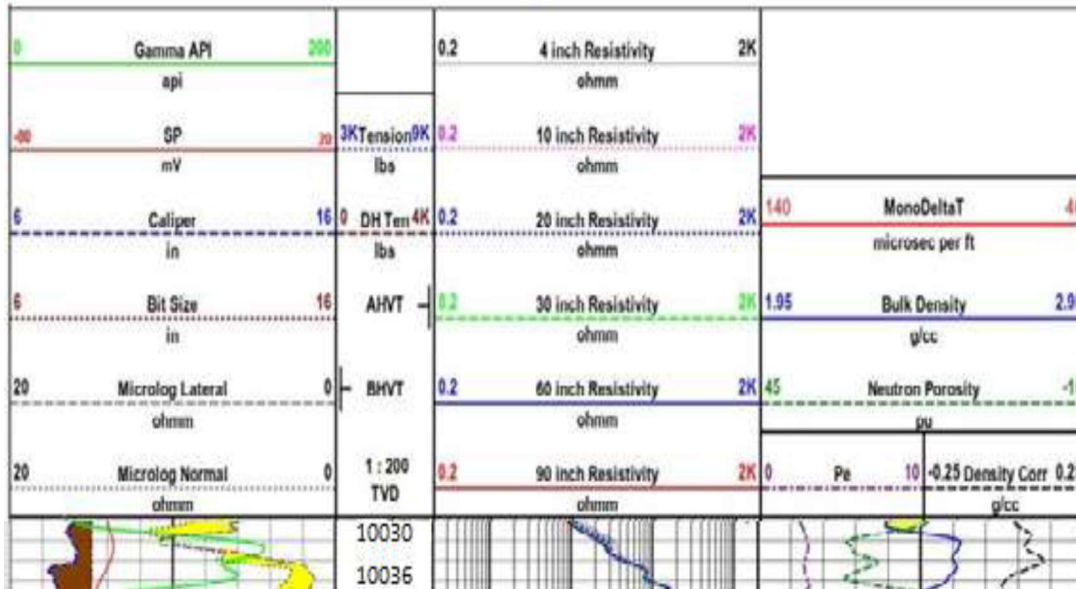
Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2015

REGISTRO ELÉCTRICO DEL POZO PLAN-053BT y PLAN-053REBT



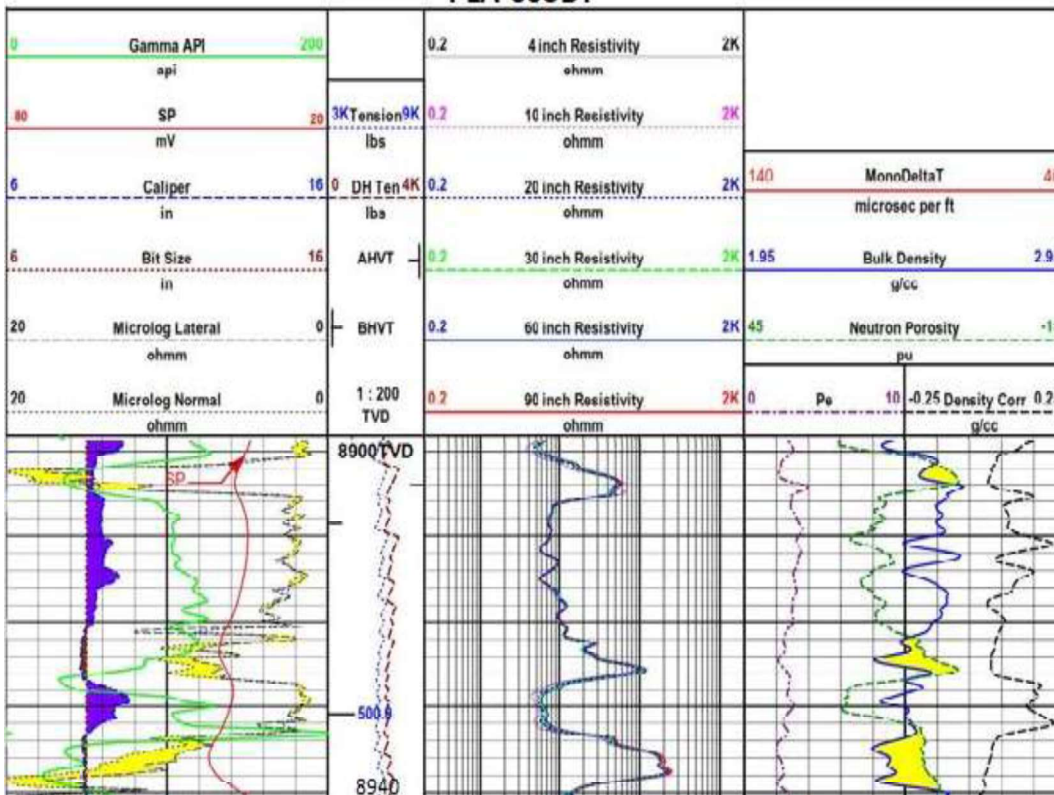
Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2014

**REGISTRO ELÉCTRICO DEL PLAN-055H
PLAN-055H**



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2015

**REGISTRO ELÉCTRICO DEL PLAN-055BT
PLA-055BT**



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2015

ANEXO 3 CÁLCULO DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

Cálculo del índice de productividad de Hollín del PLAN-053RE

Se usa la ecuación 1.7 y los datos de la arena de la tabla 2.6 y 2.7

$$J_o = \frac{q_o}{P_r - P_{wf}} = \frac{7,08 \times 10^{-3} \cdot k_o \cdot h}{\mu_o \cdot \beta_o \cdot \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S - 075 \right]}$$

$$J_o = \frac{470}{3990 - 1235} = \frac{7,08 \times 10^{-3} \times 44,5 \times 26}{1,674 \times 1,308 \times \left[\ln \left(\frac{820}{0,225} \right) + 14,5 - 075 \right]}$$

$$IP_o = J_o = 0,17 \text{ BPPD/psi}$$

$$IP_w = J_w = \frac{q_w}{P_r - P_{wf}}$$

$$IP_w = J_w = \frac{202}{3990 - 1235} \text{ BAPD/psi}$$

$$IP_w = J_w = 0,073$$

$$IP_f = J_f = 0,243 \text{ BFPD/psi}$$

Cálculo del índice de productividad de Basal Tena del PLAN-053RE

Se usó la ecuación 1.7 y los datos de la arena de la tabla 2.9 y 2.10.

$$J_o = \frac{q_o}{P_r - P_{wf}} = \frac{7,08 \times 10^{-3} \cdot k_o \cdot h}{\mu_o \cdot \beta_o \cdot \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S - 075 \right]}$$

$$J_o = \frac{475}{1200 - 670} = \frac{7,08 \times 10^{-3} \times 95 \times 26}{1,25 \times 1,35 \times \left[\ln \left(\frac{820}{0,225} \right) + 4 - 075 \right]}$$

$$IP_o = J_o = 0,9 = 0,9 \text{ BPPD/psi}$$

$$IP_w = J_w = \frac{q_w}{P_r - P_{wf}}$$

$$IP_w = J_w = \frac{30,32}{1200 - 670} \text{ BAPD/psi}$$

$$IP_w = J_w = 0,057$$

$$IP_f = J_f = 0,957 \text{ BFPD/psi}$$

ANEXO 4 DESVIACIÓN DEL PLAN-053RE

DESVIACIÓN DEL PLAN-053RE

MD	TVD	Azimuth	DLS	MD	TVD	Azimuth	DLS	MD	TVD	Azimuth	DLS
(ft)	(ft)	(°)	(°/100ft)	(ft)	(ft)	(°)	(°/100ft)	(ft)	(ft)	(°)	(°/100ft)
0,00	0,00	158,84	0,00	3560,00	3501,05	322,29	1,74	6997,00	6937,87	248,69	0,23
37,30	37,30	158,84	0,00	3655,00	3596,01	296,20	1,28	7091,00	7031,87	154,29	0,43
100,00	100,00	158,84	0,22	3749,00	3689,99	285,11	0,26	7186,00	7126,87	198,83	0,27
200,00	200,00	162,78	0,03	3843,00	3783,96	282,13	0,09	7280,00	7220,87	111,24	0,43
300,00	300,00	220,77	0,15	3938,00	3878,96	22,03	1,36	7375,00	7315,87	141,25	0,16
400,00	400,00	236,61	0,06	4032,00	3972,95	75,29	0,46	7469,00	7409,87	145,68	0,03
500,00	499,99	346,60	1,71	4126,00	4066,95	76,21	0,20	7563,00	7503,87	41,57	0,29
600,00	599,89	346,11	1,50	4248,00	4188,94	60,35	0,19	7602,62	7543,49	106,53	0,21
700,00	699,62	335,10	2,25	4343,00	4283,93	62,79	0,05	7658,00	7598,87	136,03	0,21
800,00	798,99	332,49	2,35	4437,00	4377,92	55,17	0,33	7761,00	7701,85	147,81	1,43
900,00	897,77	334,18	2,66	4531,00	4471,91	62,75	0,23	7856,00	7796,80	176,50	1,26
1000,00	995,93	334,85	1,54	4626,00	4566,91	68,02	0,25	7951,00	7891,64	185,06	1,93
1100,00	1093,75	333,75	0,49	4720,00	4660,90	60,07	0,08	8046,00	7986,24	193,74	2,49
1200,00	1191,30	331,10	1,17	4815,00	4755,90	52,03	0,09	8140,00	8079,34	199,44	3,32
1290,00	1278,78	328,92	1,04	4909,00	4849,90	60,16	0,14	8235,00	8172,67	200,49	2,83
1385,00	1370,71	326,18	1,46	5004,00	4944,89	75,52	0,12	8330,00	8265,08	199,21	2,80
1479,00	1461,31	321,48	1,46	5098,00	5038,89	74,66	0,01	8425,00	8356,41	198,89	2,64
1574,00	1552,76	322,05	0,17	5193,00	5133,89	74,61	0,15	8519,00	8445,61	198,85	2,46
1668,00	1643,37	321,83	0,55	5287,00	5227,89	66,12	0,05	8593,00	8514,59	197,10	4,61
1763,00	1735,07	321,87	0,11	5381,00	5321,89	59,48	0,04	8613,00	8532,96	195,96	5,17
1857,00	1825,93	320,80	0,54	5476,00	5416,89	29,90	0,16	8700,00	8611,96	195,17	2,19
1952,00	1917,79	320,21	0,30	5570,00	5510,88	38,33	0,08	8800,00	8701,86	195,07	0,56
2046,00	2008,73	319,63	0,53	5664,00	5604,88	352,16	0,19	8900,00	8791,11	194,85	1,13
2141,00	2100,90	319,52	0,82	5685,61	5626,49	0,72	0,17	9000,00	8879,59	194,25	0,83
2235,00	2192,28	319,84	0,18	5771,00	5711,88	26,03	0,17	9100,00	8967,52	194,27	0,56
2330,00	2284,74	319,87	0,39	5864,00	5804,88	68,03	0,25	9200,00	9055,16	193,54	0,38
2424,00	2376,41	317,43	0,90	5959,00	5899,88	201,02	0,42	9300,00	9142,59	193,70	0,37
2519,00	2469,26	317,51	0,56	6053,00	5993,88	255,49	0,28	9400,00	9230,25	193,42	0,93
2614,00	2562,28	320,19	0,71	6134,61	6075,49	137,07	0,40	9499,00	9317,72	193,48	0,76
2709,00	2655,43	323,41	0,82	6147,00	6087,88	100,82	0,40	9590,00	9398,98	196,01	2,15
2803,00	2747,97	328,17	2,26	6242,00	6182,88	122,40	0,18	9684,00	9484,01	197,01	1,62
2898,00	2841,94	329,29	1,43	6336,00	6276,88	140,13	0,14	9778,00	9570,25	196,64	2,26
2993,00	2936,09	328,56	0,20	6430,00	6370,88	175,25	0,23	9873,00	9658,85	197,79	2,64
3087,00	3029,42	325,72	1,76	6525,00	6465,88	238,21	0,19	9968,00	9748,95	198,73	3,05
3182,00	3123,98	330,09	1,05	6619,00	6559,88	172,53	0,26	10062,00	9839,25	198,96	1,98
3276,00	3217,64	334,26	0,64	6714,00	6654,88	227,16	0,25	10148,00	9922,69	199,92	2,72
3371,00	3312,39	330,87	0,81	6808,00	6748,87	184,61	0,34	10228,00	10000,98	200,95	2,46
3466,00	3407,18	330,93	0,12	6903,00	6843,87	124,20	0,43	10275,00	10047,19	201,66	1,55

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2018

ANEXO 5 CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS DE LA BOMBA

Presión de succión

Cálculo de la gravedad específica del petróleo, el ° API del petróleo es el promedio de ambas arenas que se encuentran en la **tabla 2.6 y 2.9**.

$$Sgo = \left(\frac{141,5}{131,5 + \text{°API}} \right)$$

$$Sgo = \left(\frac{141,5}{131,5 + 24,7} \right)$$

$$Sgo = 0,91$$

Cálculo de la gravedad específica de la mezcla con la **ecuación 1.13**, el BSW es el promedio de ambas arenas que se encuentran en la **tabla 2.6 y 2.9**.

$$SGm = SGw * BSW + (SGo * (1 - BSW))$$

$$SGm = 1 * 0,197 + (0,91 * (1 - 0,197))$$

$$SGm = 0,928$$

Cálculo de la PIP con la **ecuación 1.14**

$$PIP = Pwf - \left(\frac{(H - L) * SGm}{2,31ft/psi} \right)$$

$$PIP = 682,34 - \left(\frac{(9039 - 8862) * 0,928}{2,31ft/psi} \right)$$

$$PIP = 611,23 \text{ psi}$$

Presión de descarga

Cálculo de la presión por fricción con la **ecuación 1.15**.

$$Pf = \frac{Pwh * SGm}{2,31ft/psi}$$

$$Pf = \frac{130 * 0,928}{2,31ft/psi}$$

$$Pf = 52,23 \text{ psi}$$

Cálculo del gradiente de fluido con la **ecuación 1.16**.

$$\Delta f = SGm * 0,433psi/ft$$

$$\Delta f = 0,928 * 0,433psi/ft$$

$$\Delta f = 0,402$$

Cálculo de la presión por gravedad con la **ecuación 1.17**.

$$Pg = \Delta f * L$$

$$Pg = 0,402 * 8862$$

$$Pg = 3562,52 \text{ psi}$$

Cálculo de la presión de descarga con la **ecuación 1.18**.

$$Pd = Pwh + Pf + Pg$$

$$Pd = 130 + 52,23 + 3562,52$$

$$\mathbf{Pd = 3744,75 \text{ psi}}$$

% Gas libre que manejaría la bomba

El volumen total del fluido es 1284, 21 BFPD (ver **punto 3.1.2**), el volumen del gas es nulo. El porcentaje de gas libre se calculó con la **ecuación 1.23**.

$$\% \text{ Gas libre} = \frac{Vg}{Vt} * 100$$

$$\% \text{ Gas libre} = \frac{0}{1284,21} * 100$$

$$\% \mathbf{Gas libre} = \mathbf{0\%}$$

ANEXO 6 EJEMPLO DEL CÁLCULO DEL IPR TOTAL

- Para construir la IPR del petróleo cuando $P_{wf} > P_b$ se usa la **ecuación 1.8** y cuando $P_{wf} < P_b$ se usa la **ecuación 1.12**.
- Para construir la IPR del agua se usa la **ecuación 1.8** pero en lugar del caudal de petróleo se reemplaza el del agua.
- El caudal total es la suma del caudal del agua y del petróleo

P_{wf} (psi)	q_w (bls/día)	q_o (bls/día)	q_t (bls/día)
1622,22	0	0	0,00
1522,22	24,59	100,54	125,14
1422,22	49,18	201,08	250,27
1322,22	73,77	301,63	375,41
1222,22	98,37	402,17	500,54
1122,22	122,96	502,72	625,68
1022,22	147,55	603,26	750,82
922,22	172,14	703,81	875,95
822,22	196,73	804,35	1001,09
722,22	221,32	904,90	1126,23
622,22	245,91	1005,44	1251,36
522,22	270,51	1105,99	1376,50
422,22	295,10	1206,53	1501,63
390	303,02	1238,92	1541,94
340	315,32	1286,01	1601,33
300	325,15	1319,59	1644,74
240	339,91	1363,13	1703,04
200	349,74	1387,61	1737,36
260	334,99	1349,53	1684,52
120	369,42	1425,66	1795,08
80	379,25	1439,22	1818,48
40	389,09	1449,15	1838,24
20	394,01	1452,75	1846,76
0	398,93	1455,44	1854,37

ANEXO 7 CÁLCULO DE LA INVERSIÓN INICIAL

- El sistema inteligente modular para cada arena es igual a \$250000, al tener el pozo 2 arenas disponibles para producir el costo del sistema modular es igual a \$ 500000.
- Siendo el costo de sistema inteligente convencional para ambas arenas \$ 700000 éste proyecto tiene el siguiente ahorro:

$$\text{Ahorro1} = 700000 - 500000 = \$ 200000$$

- Por los motivos detallados en el **punto 3.4.1** el sistema BES puede reinstalarse lo que genera el siguiente ahorro.

$$\text{Ahorro2} = \$ 200000$$

- La inversión de un sistema inteligente convencional y sus herramientas adicionales es igual a \$ 1871000.
- La inversión inicial de éste proyecto se obtuvo de la siguiente manera:

$$\text{Inversión inicial} = 1871000 - (200000 + 200000)$$

$$\text{Inversión inicial} = \$ 1471000$$

**ANEXO 8 EJEMPLO DEL CÁLCULO DE LOS INDICADORES
FINANCIEROS**

Se realizó el ejemplo de cálculo del flujo de caja tomando en consideración los datos del **punto 4.1** y la producción anual de la **tabla 4.1**.

Cálculo del ingreso utilizando la **ecuación 1.24**

$$I = p * q = 45 * 123820 = \$ 5571900$$

Cálculo del egreso

$$E = \text{costo de producción total por barril} * \text{Producción anual}$$

$$E = 16,86 * 123820 = 2087605,2$$

Cálculo del flujo de caja

$$F = I - E = 5571900 - 2087605,2$$

$$F = \$ 3484294$$

Calculó del VAN con la **ecuación 1.25** a partir del flujo de caja de cada año indicado en la **tabla 4.1** y con la tasa de interés de 12%

$$VAN = F_0 + \frac{F_1}{(1+d)^1} + \frac{F_2}{(1+d)^2} + \frac{F_3}{(1+d)^3} + \frac{F_4}{(1+d)^4} + \frac{F_5}{(1+d)^5}$$

$$VAN = -1471000 + \frac{3484294,8}{(1+0,12)^1} + \frac{4403009,52}{(1+0,12)^2} + \frac{2384808,72}{(1+0,12)^3} + \frac{1284808,72}{(1+0,12)^4} + \frac{557172}{(1+0,12)^5}$$

$$VAN = \$ 7979845,77 > 0 \text{ Entonces el proyecto es viable}$$

Calculó del TIR con la **ecuación 1.26** a partir del flujo de caja de cada año indicado en la **tabla 4.1**

$$VAN = 0 = -1471000 + \frac{3484294,8}{(1+TIR)^1} + \frac{4403009,52}{(1+TIR)^2} + \frac{2384808,72}{(1+TIR)^3} + \frac{1284808,72}{(1+TIR)^4} + \frac{557172}{(1+TIR)^5}$$

$$TIR = 241,05 \% > 12\% \text{ Entonces el proyecto es viable}$$

Calculó del PRI con la **ecuación 1.27** a partir del flujo de caja de cada año indicado en la **tabla 4.3**

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

$$PRI = 0 + \frac{(1471000 - 0)}{3110977,5}$$

$$PRI = 0,473$$

$$0,473 * 12 = 5,676 \rightarrow 5 \text{ meses}$$

$$0,676 * 30 = 20,28 \rightarrow 20 \text{ días}$$

$$PRI = 5 \text{ meses y } 20 \text{ días}$$