

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS**

**ANÁLISIS INTEGRAL DE POZOS DEL CAMPO “X” DE LA  
CUENCA ORIENTE PARA OPTIMIZAR SU PRODUCCIÓN**

**DESARROLLO DEL ANÁLISIS INTEGRAL (TÉCNICO –  
ECONÓMICO) DE VARIOS POZOS CON BOMBEO  
ELECTROSUMERGIBLE (BES), PERTENECIENTES A LA  
PLATAFORMA “Y” DEL CAMPO “X”**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO  
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN  
PETRÓLEOS**

**PATRICIO SANTIAGO JARRÍN PROAÑO**

**patricio.jarrin@epn.edu.ec**

**DIRECTOR: DR. JOHNNY ROBINSON ZAMBRANO CARRANZA**

**johnny.zambrano@epn.edu.ec**

**DMQ, octubre 2023**

## **CERTIFICACIONES**

Yo, Patricio Santiago Jarrín Proaño declaro que el trabajo de integración curricular 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 este documento.

---

**PATRICIO SANTIAGO JARRÍN PROAÑO**

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por Patricio Santiago Jarrín Proaño, bajo mi supervisión.

---

**DR. JOHNNY ROBINSON ZAMBRANO CARRANZA**  
**DIRECTOR**

## **DECLARACIÓN DE AUTORÍA**

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como los productos resultantes del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

PATRICIO SANTIAGO JARRÍN PROAÑO

JOHNNY ROBINSON ZAMBRANO CARRANZA

## DEDICATORIA

A mis padres,  
su hijo jamás olvidará todos sus esfuerzos, horas de trabajo,  
gotas de sudor y lágrimas derramadas  
para que alcance mis sueños,  
este mérito no es más mío que suyo.

A mi hermana Melany,  
eres valiosa e inteligente,  
anhelo verte crecer y lograr tus metas.

A Lisbeth,  
mujer valiente y de quien estoy orgulloso,  
gracias por cada paso que damos juntos.  
Cuenta conmigo, para todo  
y para siempre.

## **AGRADECIMIENTO**

Agradezco a la Empresa Wayra Energy S. A., de quienes recibí la información de los pozos estudiados de la Plataforma “Y” del Campo “X”.

Un agradecimiento especial a las ingenieras Anabela Rodas y Rubys Hernández quienes además de ser profesionales del más alto nivel son maravillosas personas.

## ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES .....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA .....	II
DEDICATORIA .....	III
AGRADECIMIENTO .....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
ÍNDICE DE TABLAS .....	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS .....	X
RESUMEN .....	XIII
ABSTRACT.....	XIV
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Descripción del Componente Desarrollado .....	1
1.2 Objetivo general.....	2
1.3 Objetivos específicos .....	2
1.4 Alcance.....	2
1.5 Marco teórico .....	3
Ubicación Geográfica.....	3
Marco Geológico .....	3
Formación Intrusiva en la Cuenca Oriente .....	4
Reservorio Hollín .....	5
Arenisca T.....	6
Reservas .....	6
Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo.....	7
Mecanismo de Empuje.....	9
Mojabilidad .....	10
Crudo Pesado.....	10
Análisis Nodal.....	11
Análisis en una Bomba Electrosumergible .....	12
Relación de Comportamiento de Afluencia (IPR).....	13
Daño Total de Formación .....	14
Fuentes de Daño de Formación.....	15
Pruebas PVT .....	16
Curvas de Declinación de la Producción .....	16
Desventajas .....	16
Ventajas.....	17
Identificación.....	18

Control de Agua .....	19
Problemas comunes Generados por la Entrada de Agua.....	20
Metodologías de Diagnóstico.....	22
Bombeo Electrosumergible .....	24
Componentes Principales .....	25
Profundidad de asentamiento de la bomba .....	26
Profundidad de Bomba Fija.....	26
Completación .....	27
Control de Pozo.....	27
Tipos de Completación.....	27
Análisis Económico .....	28
2. METODOLOGÍA.....	29
2.1 Análisis General.....	30
Fluidos de Perforación .....	32
Tiempo de Contacto .....	32
Peso del Lodo.....	33
Lechada de Cemento.....	33
Peso de la Lechada.....	33
Perforación en Sobrebalance .....	33
Resultados de Registros Eléctricos a Hueco Abierto.....	34
Permeabilidad Efectiva.....	34
Net Pay .....	34
Análisis PVT .....	35
Resumen .....	36
2.2 Análisis por Pozo .....	38
Pozo Y-03.....	38
Perforación Y-03.....	38
Completación Y-03.....	39
Operaciones sin Torre de Reacondicionamiento Y-03.....	39
Workover Y-03.....	40
Análisis Registros a Hueco Abierto Y-03.....	40
Registro Mudlogging Y-03.....	40
Historial de Producción Y-03.....	41
Escenarios de Reacondicionamiento.....	44
Análisis Económico .....	45
Pozo Y-05.....	48
Análisis Registro a Hueco Abierto.....	48

Registro Mudlogging.....	49
Análisis Registros de Cemento .....	50
Historial de Producción .....	52
Historial de Salinidad.....	53
Curva de Diagnóstico de Chan .....	54
Determinación de Daño Total.....	54
Escenarios de Reacondicionamiento.....	58
Elección de Escenario .....	60
Análisis Económico .....	61
Pozo Y-01.....	62
Historial de Producción Y-01 .....	63
Curva de Diagnóstico de Chan Y-01 .....	63
Determinación de Daño Total Y-01.....	64
Escenarios de Reacondicionamiento.....	64
Análisis Económico .....	67
Pozo Y-02.....	68
Historial de Producción Y-02.....	68
Curva de Diagnóstico de Chan Y-02 .....	69
Historial de Salinidad Y-02.....	70
Determinación de Daño Total Y-02.....	70
Escenarios de Reacondicionamiento.....	71
Análisis Económico .....	72
Pozo Y-04.....	74
Historial de Producción Y-04.....	74
Curva de Diagnóstico de Chan Y-04 .....	75
Determinación de Daño Total Y-04.....	76
Escenarios de Reacondicionamiento.....	76
Análisis Económico .....	78
Pozo Y-06.....	80
Historial de Producción Y-06.....	80
Curva de Diagnóstico de Chan Y-06 .....	81
Determinación de Daño Total Y-06.....	82
Escenarios de Reacondicionamiento.....	83
Análisis Económico .....	87
<b>3. RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>89</b>
<b>3.1 Resultados.....</b>	<b>89</b>
<b>3.2 Conclusiones .....</b>	<b>94</b>

3.3 Recomendaciones .....	95
4. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	96
5. ANEXOS .....	99
ANEXO I .....	99
ANEXO II .....	101
ANEXO III .....	111
ANEXO IV .....	122
ANEXO V .....	126
ANEXO VI.....	135
ANEXO VII.....	140

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Subdivisión de la Formación Napo .....	4
Tabla 1.2 Subdivisión de la Formación Hollín .....	6
Tabla 1.3 Parámetros Petrofísicos Promedios de la Formación Hollín para el Campo "X" .....	6
Tabla 1.4 Reglas empíricas para inferir mojabilidad de Craig modificadas. ....	10
Tabla 1.5 Clasificación US DOE de los Petróleos .....	11
Tabla 1.6 Comparación de los Componentes del Daño Total.....	15
Tabla 1.7 Valores de la Constante d de acuerdo al tipo de Curva de Declinación.....	17
Tabla 1.8 Gráfica de Caudal versus Tiempo para identificación de Modelo de Declinación .....	18
Tabla 1.9 Gráfica de Producción Acumulada versus Caudal para identificación de Modelo de Declinación .....	19
Tabla 1.10 Origen y solución de los Problemas generados por Agua .....	20
Tabla 1.11 Esquemas de Posibles respuestas Usando Curvas Chan.....	24
Tabla 1.12 Índices Financieros Importantes .....	28
Tabla 2.1 Información General de los Pozos Seleccionados.....	31
Tabla 2.2 Peso de la Lechada utilizada en los pozos seleccionados .....	33
Tabla 2.3 Diferencial de Presión Pozo – Cara de la Arena .....	33
Tabla 2.4 Sumario Petrofísico de los Pozos Seleccionados .....	35
Tabla 2.5 Propiedades PVT de los pozos de la Plataforma "Y" del Pozo "X" .....	35
Tabla 2.6 Temperatura de Yacimiento a Punto Medio de Perforados .....	36
Tabla 2.7 Resumen General .....	37
Tabla 2.8 Orden de acuerdo a la Factibilidad de Implementación.....	38
Tabla 2.9 Detalle de las Tuberías de Revestimiento para pozo Y-03.....	39
Tabla 2.10 Detalle de los Intervalos Disparados para el Pozo Y-03.....	39
Tabla 2.11 Problemas de Producción del Pozo Y-03.....	44
Tabla 2.12 Resultados del Reacondicionamiento realizado al Pozo Y-03 .....	45
Tabla 2.13 Índices Financieros Pozo Y-03 .....	47
Tabla 2.14 Skin para el Pozo Y-05 .....	57

Tabla 2.15 Problemas de Producción para el Pozo Y-05 .....	58
Tabla 2.16 Resultados de la Estimulación Matricial para el Pozo Y-05.....	59
Tabla 2.17 Comparación entre Pozo Y-03 (antes de reacondicionamiento) y Pozo Y-05 .....	60
Tabla 2.18 Comparación antes y después del Reacondicionamiento para el Pozo Y-05 .....	60
Tabla 2.19 Índices Financieros Pozo Y-05 .....	62
Tabla 2.20 Skin para el Pozo Y-01 .....	64
Tabla 2.21 Principales problema encontrados en el Pozo Y-01 .....	64
Tabla 2.22 Comparación Pozo Y-01 y Y-03 .....	66
Tabla 2.23 Resultados posibles del escenario seleccionado del Pozo Y-01.....	66
Tabla 2.24 Índices Financieros Pozo Y-01 .....	68
Tabla 2.25 Skin para el Pozo Y-02 .....	70
Tabla 2.26 Descripción de problemas para el Pozo Y-02 .....	71
Tabla 2.27 Comparación Pozos de estudio y Pozo Y-02.....	72
Tabla 2.28 Resultados de aplicar estimulación matricial y RPM en el Pozo Y-02 .....	72
Tabla 2.29 Índices Financieros Pozo Y-02 .....	74
Tabla 2.30 Skin para el Pozo Y-06 .....	76
Tabla 2.31 Problemas de Producción del Pozo Y-04.....	77
Tabla 2.32 Comparación Pozos de estudio y Pozo Y-02.....	78
Tabla 2.33 Condiciones antes y después del reacondicionamiento del Pozo Y-04 .....	78
Tabla 2.34 Índices Financieros Pozo Y-04 .....	79
Tabla 2.35 Skin para el Pozo Y-06 .....	83
Tabla 2.36 Problemas de Producción del Pozo Y-04.....	83
Tabla 2.37 Comparación Pozos de estudio y Pozo Y-06.....	84
Tabla 2.38 Condiciones antes y después del reacondicionamiento .....	85
Tabla 2.39 Condiciones antes y después del reacondicionamiento .....	86
Tabla 2.40 Condiciones antes y después del reacondicionamiento .....	86
Tabla 2.41 Índices Financieros Pozo Y-06 .....	88
Tabla 3.1 Resultados para los Pozos Y-03, Y-05 e Y-01 .....	89
Tabla 3.2 Resultados para los Pozos Y-02, Y-04 e Y-06.....	90
Tabla 5.1 Punto Medio de Perforado por Intervalo Disparado.....	99
Tabla 5.2 Presión Hidrostática en el Punto Medio de Perforados usando Peso de Lodo .....	99
Tabla 5.3 Presión de Poro Normal en el Punto Medio de Perforados usando Peso del Agua.....	99
Tabla 5.4 Diferencial de Presión Pozo – Cara de la Arena.....	100
Tabla 5.5 Detalle de las Tuberías de Revestimiento para pozo Y-01.....	102
Tabla 5.6 Detalle de los Intervalos Disparados (Activos) para el Pozo Y-01.....	103
Tabla 5.7 Análisis Económico con Caso Optimista, Pozo Y-01.....	108
Tabla 5.8 Análisis Económico con Caso Intermedio, Pozo Y-01 .....	109
Tabla 5.9 Análisis Económico con Caso Pesimista, Pozo Y-01.....	110
Tabla 5.10 Detalle de las Tuberías de Revestimiento para pozo Y-02.....	111
Tabla 5.11 Detalle de los Intervalos Disparados (Activos) para el Pozo Y-02.....	112
Tabla 5.12 Diferencia de Presión entre la Presión de Formación y del Pozo.....	118
Tabla 5.13 Análisis Económico con Caso Optimista, Pozo Y-02.....	119
Tabla 5.14 Análisis Económico con Caso Intermedio, Pozo Y-02 .....	120
Tabla 5.15 Análisis Económico con Caso Pesimista, Pozo Y-02 .....	121
Tabla 5.16 Skin para el Pozo Y-03 .....	122
Tabla 5.17 Análisis Económico con Caso Optimista, Pozo Y-03.....	123
Tabla 5.18 Análisis Económico con Caso Intermedio, Pozo Y-03.....	124

Tabla 5.19 Análisis Económico con Caso Pesimista, Pozo Y-03 .....	125
Tabla 5.20 Detalle de las Tuberías de Revestimiento para pozo Y-04.....	126
Tabla 5.21 Detalle de los Intervalos Disparados (Activos) para el Pozo Y-04.....	127
Tabla 5.22 Análisis Económico con Caso Optimista, Pozo Y-04.....	132
Tabla 5.23 Análisis Económico con Caso Intermedio, Pozo Y-04 .....	133
Tabla 5.24 Análisis Económico con Caso Pesimista, Pozo Y-04 .....	134
Tabla 5.25 Detalle de las Tuberías de Revestimiento para pozo Y-05.....	135
Tabla 5.26 Detalle de los Intervalos Disparados (Activos) para el Pozo Y-05.....	136
Tabla 5.27 Análisis Económico con Caso Optimista, Pozo Y-05.....	137
Tabla 5.28 Análisis Económico con Caso Intermedio, Pozo Y-05 .....	138
Tabla 5.29 Análisis Económico con Caso Pesimista, Pozo Y-05 .....	139
Tabla 5.30 Detalle de las Tuberías de Revestimiento para pozo Y-06.....	140
Tabla 5.31 Detalle del Intervalo Disparado (Activo) para el Pozo Y-06.....	140
Tabla 5.32 Análisis Económico con Caso Optimista, Pozo Y-06.....	143
Tabla 5.33 Análisis Económico con Caso Intermedio, Pozo Y-06 .....	144
Tabla 5.34 Análisis Económico con Caso Pesimista, Pozo Y-06 .....	145

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Ubicación Geográfica del Campo “X” .....	3
Figura 1.2 Columna Estratigráfica del Campo “X” .....	4
Figura 1.3 Sección Sísmica con Tope a Formación Hollín .....	5
Figura 1.4 Clasificación de Recursos .....	7
Figura 1.5 Clasificación de Reservas .....	8
Figura 1.6 Empuje Hidráulico de Fondo .....	9
Figura 1.7 Curvas de Permeabilidad Relativa para el Campo “X” (Litotipo 1).....	10
Figura 1.8 Variación de la Viscosidad con la Altura Sobre el Nivel de Agua Libre.....	11
Figura 1.9 Esquema de Sistema de Producción .....	12
Figura 1.10 Esquema de Variación de Presión con la Profundidad para una Bomba Electrosumergible .....	13
Figura 1.11 Esquema gráfico del índice de Productividad .....	14
Figura 1.12 Esquema de Problemas en la Operación de Disparos en un Hoyo Sobredimensionado.....	15
Figura 1.13 Esquema de Daño Debido a la Operación de Disparos .....	16
Figura 1.14 Gráfica para identificar el Tipo de Declinación de Producción .....	18
Figura 1.15 Control de Agua para Incrementar el Factor de Recobro .....	19
Figura 1.16 Gráfica de Recobro .....	22
Figura 1.17 Gráfica de Recobro.....	23
Figura 1.18 Gráfica de Recobro .....	23
Figura 1.19 Esquema de Componentes del Sistema de Levantamiento BES .....	25
Figura 1.20 Curvas de Flujo de Succión y de Descarga para una Profundidad de Asentamiento escogida .....	26
Figura 1.21 Tipos de Completación .....	27
Figura 2.1 Esquema que relaciona la profundidad de las formaciones para cada pozo .....	32
Figura 2.2 Tiempo de Contacto entre el Fluido de Perforación y la Cara de la Arena Productora .....	32

Figura 2.3 Pesos de los Lodos utilizados en la Sección de 8 ½” .....	33
Figura 2.4 Fuentes para determinar el Espesor Net Pay en TVD.....	34
Figura 2.5 Registros Eléctricos del Pozo Y-03 .....	40
Figura 2.6 Registro Mudlogging del Pozo Y-03.....	41
Figura 2.7 Historial de Producción del Pozo Y-03.....	41
Figura 2.8 Registro de Cemento del Pozo Y-03 (aplicando 0 psi) .....	42
Figura 2.9 Registro de Cemento del Pozo Y-03 (aplicando 600 psi).....	43
Figura 2.10 WOR y WOR’ versus Tiempo para el Pozo Y-03.....	44
Figura 2.11 Tipo de Declinación Exponencial, Pozo Y-03 .....	46
Figura 2.12 Ajuste de la Tasa de Declinación para el Pozo Y-05.....	46
Figura 2.13 Sumario Neto de Caja Pozo Y-03 .....	48
Figura 2.14 Registro Eléctrico del Pozo Y-05.....	49
Figura 2.15 Registro Mud logging del Pozo Y-05.....	49
Figura 2.16 Registro de Cemento del Pozo Y-05 (aplicando 0 psi).....	51
Figura 2.17 Registro de Cemento del Pozo Y-05 (aplicando 500 psi).....	52
Figura 2.18 Historial de Producción del Pozo Y-05.....	53
Figura 2.19 Historial de Salinidad y BSW del Pozo Y-05.....	53
Figura 2.20 WOR y WOR’ versus Tiempo para el Pozo Y-05.....	54
Figura 2.21 Presión vs Profundidad para los Puntos de Presión tomados en el Y-02.	56
Figura 2.22 Esquema para determinar la Presión de Fondo Fluyente. ....	56
Figura 2.23 Curva IP para el Pozo Y-05.....	57
Figura 2.24 Curva IP para la Opción de Reacondicionamiento de Estimulación Matricial para el Pozo Y-05.....	59
Figura 2.25 Declinación Exponencial Pozo Y-05.....	61
Figura 2.26 Ajuste de la Tasa de Declinación para el Pozo Y-05.....	61
Figura 2.27 Sumario Neto de Caja Pozo Y-05 .....	62
Figura 2.28 Historial de Producción del Pozo Y-02.....	63
Figura 2.29 WOR y WOR’ versus Tiempo para el Pozo Y-01.....	63
Figura 2.30 Curva IP para el Pozo Y-01 .....	64
Figura 2.31 Curva IP del petróleo con skin real y estimulado .....	65
Figura 2.32 Declinación Exponencial Pozo Y-01.....	67
Figura 2.33 Ajuste de la Tasa de Declinación para el Pozo Y-01 .....	67
Figura 2.34 Sumario Neto de Caja Pozo Y-01 .....	68
Figura 2.35 Historial de Producción del Pozo Y-02.....	69
Figura 2.36 WOR y WOR’ versus Tiempo para el Pozo Y-02.....	69
Figura 2.37 Historial de Salinidad y BSW Pozo Y-02.....	70
Figura 2.38 Curva IP para el pozo Y-02 con skin real e ideal.....	70
Figura 2.39 Declinación Exponencial Pozo Y-02.....	73
Figura 2.40 Ajuste de la Tasa de Declinación Exponencial para el Pozo Y-02.....	73
Figura 2.41 Sumario Neto de Caja Pozo Y-02 .....	74
Figura 2.42 Historial de Producción del Pozo Y-04.....	75
Figura 2.43 WOR y WOR’ versus Tiempo para el Pozo Y-04.....	75
Figura 2.44 Curva IP para el pozo Y-04 con skin real e ideal.....	76
Figura 2.45 Declinación Exponencial Pozo Y-04.....	78
Figura 2.46 Ajuste de la Tasa de Decremento Exponencial Pozo Y-04 .....	79
Figura 2.47 Sumario Neto de Caja Pozo Y-04 .....	80
Figura 2.48 Historial de Producción del Pozo Y-06.....	81
Figura 2.49 WOR y WOR’ versus Tiempo para el Pozo Y-06.....	81
Figura 2.50 Curva WOR vs WOR’ a partir del WO#4 para el Pozo Y-06 .....	82
Figura 2.51 Curva IP para el pozo Y-06 con skin real e ideal.....	82

Figura 2.52 Sensibilidad de Reducción de BSW al 94% para el pozo Y-06 en Simulador de Flujo.....	85
Figura 2.53 Sensibilidad de Reducción de BSW al 90% para el pozo Y-06 en Simulador de Flujo.....	85
Figura 2.54 Sensibilidad de Reducción de BSW al 88% para el pozo Y-06 en Simulador de Flujo.....	86
Figura 2.55 Declinación Exponencial Pozo Y-06.....	87
Figura 2.56 Ajuste de la tasa de declinación exponencial para el Pozo Y-06 .....	87
Figura 2.57 Sumario Neto de Caja Pozo Y-02 .....	88
Figura 3.1 Sumatorio Neto de Caja Actualizado y Acumulado Aplicando todas las Sugerencias de Reacondicionamiento en la Plataforma “Y” del Campo “X” .....	91
Figura 3.2 Relación entre el TIR y el tiempo en que se recupera la Inversión (PRI) ...	91
Figura 3.3 Estimación de VAN para el Proyecto Macro en toda la Plataforma .....	92
Figura 5.1 Diagrama Mecánico del Pozo Y-01 .....	101
Figura 5.2 Registro a Hueco Abierto del Pozo Y-01.....	104
Figura 5.3 Registro Mudlogging del Pozo Y-01 .....	105
Figura 5.4 Registro CBL del Pozo Y-01.....	106
Figura 5.5 Registro de Cemento del Pozo Y-01 .....	107
Figura 5.6 Registro Eléctricos para el Pozo Y-02.....	113
Figura 5.7 Registro Mudlogging del Pozo Y-02.....	114
Figura 5.8 Registro de Cemento del Pozo Y-02 (aplicando 0 psi) .....	115
Figura 5.9 Registro de Cemento del Pozo Y-02 (aplicando 600 psi).....	116
Figura 5.10 Presión versus Profundidad MD .....	117
Figura 5.11 Curva IP para el pozo Y-03 con skin real e ideal .....	122
Figura 5.12 Registros Eléctricos del Pozo Y-04 .....	128
Figura 5.13 Registro Mudlogging del Pozo Y-04.....	129
Figura 5.14 Registro de Cemento del Pozo Y-04 (aplicando 0 psi).....	130
Figura 5.15 Registro de Cemento del Pozo Y-04 (aplicando 500 psi).....	131
Figura 5.16 Registro Eléctrico del Pozo Y-06.....	141
Figura 5.17 Registro Mudlogging del Pozo Y-06.....	142

## RESUMEN

El Trabajo de Integración Curricular (TIC) expone el análisis realizado a seis pozos de la Plataforma "Y" del Campo "X". Cinco de ellos con el objetivo de optimizar su producción, mientras que el pozo restante (Y-03) se presenta como la documentación del caso de análisis de un trabajo de reacondicionamiento exitoso.

El trabajo tiene amplia relevancia para la industria petrolera ya que se identificó soluciones válidas para pozos con desafíos a nivel de ingeniería; como por ejemplo, viscosidad alta del petróleo, pozos con daño mecánico positivo, cortes de agua que alcanzan 98% de BSW y mojabilidad mixta de la roca reservorio combinado con un empuje hidráulico activo de fondo.

El trabajo se estructuró en varias fases, iniciando con la minería de información que es clave para iniciar el análisis de optimización y sustentar las opciones de mejora de producción. Para el análisis se trabajó con información como reportes diarios de perforación, completación, reacondicionamiento con o sin torre, historial de producción, pruebas PVT, interpretación petrofísica, pruebas de presión, esquemas mecánicos de los pozos, principalmente.

Para el tratamiento de la información validada se usó herramientas y correlaciones para analizar el rendimiento del pozo, porque razón el pozo no produce a la tasa esperada y se determinó qué factores son los que inciden para alcanzar la producción óptima.

Las sugerencias presentadas, serán válidas técnica y económicamente al presentar como punto final del estudio un análisis financiero que se sustenta en la determinación de los índices financieros VAN, TIR y PRI que justifican el alcance real que tienen las sugerencias para ser usadas experimentalmente y alcanzar optimizar la producción.

Finalmente, se presentan los resultados y conclusiones con recomendaciones luego del análisis de los seis pozos en estudio de la Plataforma "Y" del Campo "X".

**PALABRAS CLAVE:** optimización, reacondicionamiento, cementación forzada, modificador permeabilidad relativa, estimulación matricial.

## ABSTRACT

The work (TIC) exposes the analysis carried out on six wells of Platform "Y" of Field "X". Five of them with the objective of optimizing their production, while the remaining well (Y-03) is presented as the case study documentation of a successful workover.

The work has broad relevance for the oil industry since valid solutions were identified for wells with engineering challenges; such as high oil viscosity, wells with positive mechanical damage, water cuts reaching 98% BSW and mixed-wettability of the reservoir rock combined with active bottom hydraulic drive.

The work was structured in several phases, beginning with the mining of information that is key to start the optimization analysis and support the options for production improvement. For the analysis, we worked with information such as daily reports of drilling, completion, workover with or without tower, production history, PVT tests, petrophysical interpretation, pressure tests, mechanical schematics of the wells, mainly.

For the treatment of the validated information, tools and correlations were used to analyze the performance of the well, because the well does not produce at the expected rate and it was determined which factors are the ones that affect to achieve optimal production.

The suggestions presented will be technically and economically valid by presenting as the final point of the study a financial analysis that is based on the determination of the financial indices VAN, IRR and PRI that justify the real scope of the suggestions to be used experimentally and achieve optimization. the production.

Finally, the results and conclusions are presented with recommendations after the analysis of the six wells under study of Platform "Y" of Field "X".

**KEYWORDS:** optimization, workover, squeeze, relative permeability modifier, matrix acidizing

# 1. INTRODUCCIÓN

## 1.1 Descripción del Componente Desarrollado

El proyecto se enfoca en encontrar soluciones específicas para las condiciones operativas de los pozos en donde los cambios sugeridos optimicen la producción de los pozos seleccionados de la Plataforma “Y” del Campo “X”. La problemática se relaciona directamente a la producción del tipo de hidrocarburo que se tiene en nuestro país (crudo pesado), debido a los altos cortes de agua y problemas eléctricos relacionados directamente al tipo de Levantamiento Artificial utilizado, Bombeo Electrosumergible (BES).

En el artículo “Metodología Integral para Revitalización de Campos Maduros mediante Intervenciones de Pozos”, Hernández (2016) afirma que el desarrollo del proyecto inicia con la etapa de visualización. En esta etapa se desarrolla el diagnóstico del pozo a partir de la búsqueda de información como: data PVT, pruebas de presión, diagramas mecánicos, historial de workover, registros eléctricos, registros de cementación, etc.

Después de validar la data de cada uno de los seis pozos que integran la plataforma en este trabajo, se emplean distintas herramientas de ingeniería, para determinar el estado del pozo, por ejemplo: análisis de registros de cementación para verificar el estado del cemento y el casing, análisis de pruebas de presión para determinar valores de permeabilidad, el análisis nodal para determinar si los cambios de frecuencias de la bomba BES tiene resultados positivos para la producción; el correcto uso de estas herramientas sirvió para diagnosticar los pozos en este estudio.

También es importante conocer la estratigrafía de cada pozo, las características de la roca reservorio, que para los pozos del trabajo es la arena Hollín, las propiedades de la roca sello, conocer el cuerpo intrusivo presente en la Plataforma “Y” del Campo “X”, y que es muy poco común en la Cuenca Oriente; analizado por Baby et al. (2014)

Todo este análisis integral tiene como propósito generar (basados en el comportamiento del pozo, sus antecedentes y el análisis ingenieril) escenarios realistas, que puedan mejorar la producción de petróleo y que a su vez, sea una solución económicamente rentable, validada en el análisis y parámetros económicos como el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), entre otros.

## **1.2 Objetivo general**

Desarrollar un análisis integral (técnico-económico) que presente sugerencias para la optimización de la producción de petróleo en pozos de la Plataforma “Y” en el Campo “X”.

## **1.3 Objetivos específicos**

1. Estudiar los procesos de producción de hidrocarburo que presenten los pozos objeto de análisis.
2. Optimizar la producción del Campo “X” en pozos de Bombeo Electrosumergible con baja productividad y altos cortes de agua.
3. Realizar un estudio económico usando distintos índices financieros, que ayude a comparar el ingreso actual y el ingreso potencial que se percibiría debido a la producción en estos pozos.

## **1.4 Alcance**

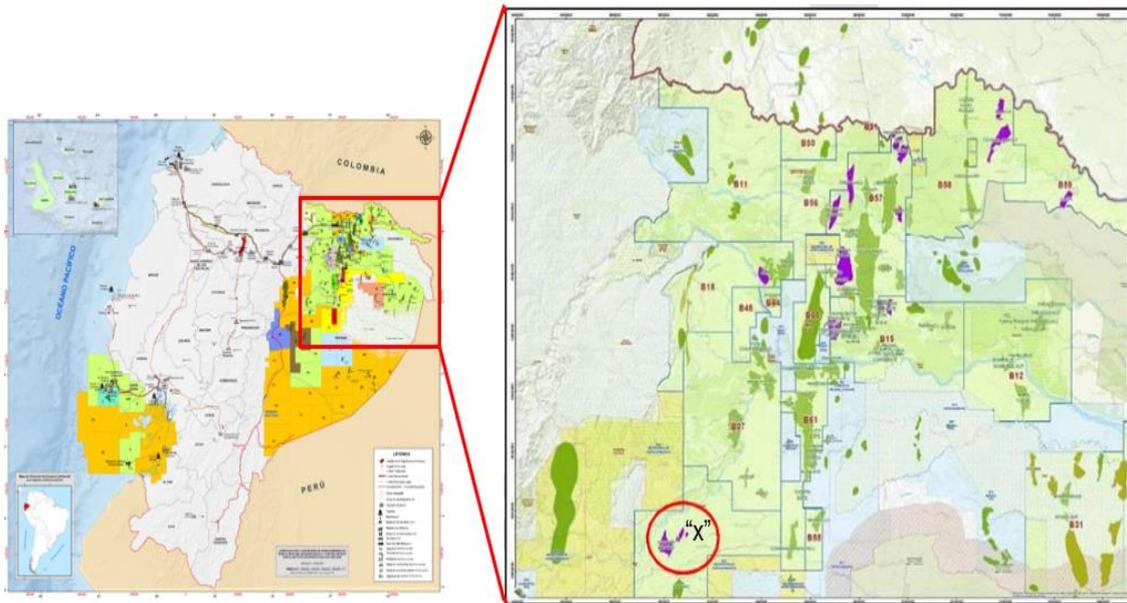
Este proyecto tiene como fin presentar un informe con recomendaciones para reacondicionamiento de pozos basadas en el análisis integral desde el subsuelo hasta la superficie (cabezal del pozo), empezando desde la historia del pozo hasta las condiciones actuales de producción. Este estudio técnico-económico presentará objetivos específicos, metodologías, resultados, conclusiones y recomendaciones para aplicarse en los próximos reacondicionamientos de los pozos seleccionados en la Plataforma “Y” en el Campo “X”.

Para desarrollar el Trabajo de Integración Curricular se hará uso de la información disponible, análisis desarrollados con anterioridad, y toda data entregada a partir del Convenio entre la Escuela Politécnica Nacional y la empresa Wayra Energy S. A.

## 1.5 Marco teórico

### Ubicación Geográfica

Los pozos objeto de análisis en el Trabajo de Integración Curricular se encuentra en la Plataforma “Y” del Campo “X”, ubicado en la Cuenca Oriente de nuestro país (Figura 1.1), cuenca localizada al este de la Cordillera de los Andes integrando el actual sistema subandino de cuencas antepaís que inicia en el norte en Colombia y se extiende a través de Sudamérica hasta llegar a Argentina (Baby et al., 2014).



**Figura 1.1** Ubicación Geográfica del Campo “X”

**Fuente:** (Ministerio de Energía y Minas, 2022) y (EMPRESA PRESTADORA DE SERVICIOS “T”, 2022)

**Modificado por:** Jarrín, 2023

### Marco Geológico

El Campo “X” tiene como formaciones principales a Napo, Hollín y Tena (miembro Basal Tena), depositadas en el Período Cretácico en el marco de la era Mesozoica y que comprenden las formaciones donde se encuentran los reservorios de petróleo que el Ecuador explota. De acuerdo con Baby et al. (2014) sus miembros clásticos se distinguen debido a los cambios ocurridos en el nivel del mar entre el Aptiano y el Maastrichtiano, reflejando variaciones a nivel paleogeográfico, traslado de la línea de costa entre otras distinciones. Las formaciones mencionadas han sido subdivididas para su mejor entendimiento, así se tiene que la formación Hollín se subdivide en Hollín Principal y Hollín Superior (Tabla 1.2), mientras Napo se clasifica en cuatro subdivisiones de acuerdo a la Tabla 1.1.

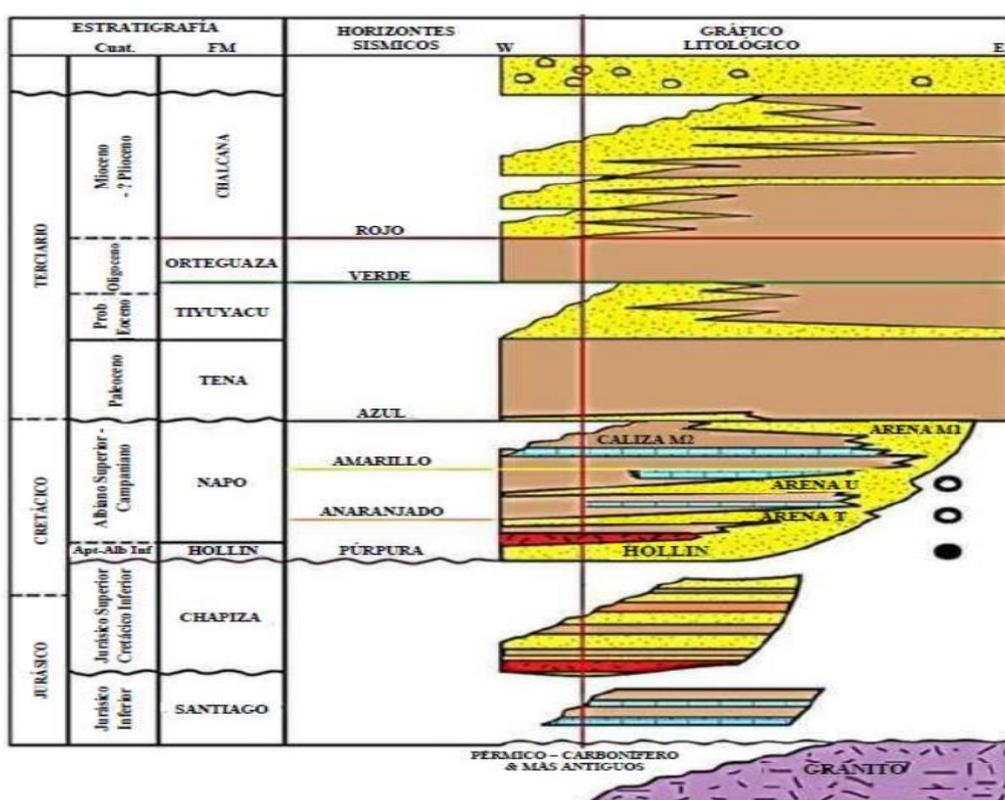
**Tabla 1.1** Subdivisión de la Formación Napo

Napo	Período
Superior	Coniaciano - Campaniano
Medio	Turoniano Inferior-Superior
Inferior	Albiano Superior-Cenomaniano Inferior
Basal	Albiano Inferior-Superior

**Fuente:** (Baby, et al., 2014, p. 56)

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

La columna estratigráfica del Campo "X" se presenta en la Figura 1.2.



**Figura 1.2** Columna Estratigráfica del Campo "X"

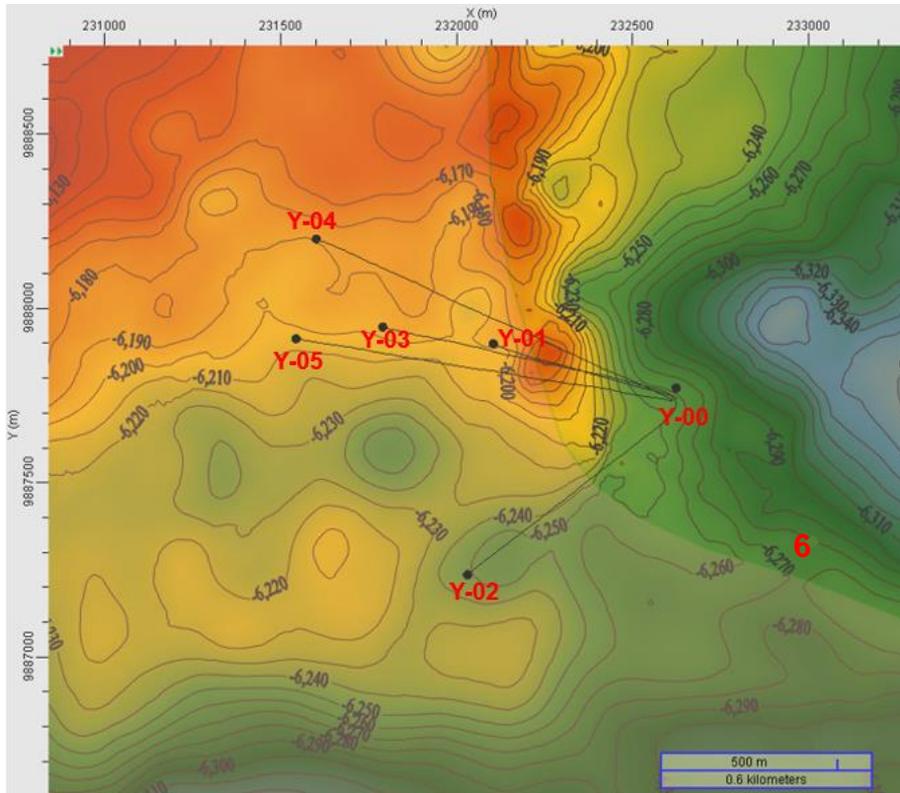
**Fuente:** (Hernández et al., 2022, p. 3)

### Formación Intrusiva en la Cuenca Oriente

Los cuerpos intrusivos en los campos de la Cuenca Oriente se pueden identificar en pequeña ocurrencia, y a lo largo del Corredor Sacha-Shushufindi, principalmente en los campos: Yuralpa (Bloque 21) y Jivino (Bloque 15). El origen de este cuerpo intrusivo puede explicarse por algunos mecanismos geológicos de generación de formaciones magmáticas intra-placa como: plumas mantélicas, fusión parcial de material astenosférico, slab windows y slab roll back. De acuerdo con el estudio de (Baby et al.,

2014), el mecanismo slab roll back explica satisfactoriamente la generación del cuerpo intrusivo en la Cuenca.

En la Figura 1.3 se analiza la sección sísmica con tope a la Formación Hollín donde se observan los pozos objeto de estudio, en la plataforma “Y” del Campo “X”; con color más opaco (izquierda de la figura) es donde existe cuerpo intrusivo dentro del campo.



**Figura 1.3** Sección Sísmica con Tope a Formación Hollín

**Fuente:** (EMPRESA PRESTADORA DE SERVICIOS “T”, 2022)

### **Reservorio Hollín**

La formación Hollín limitada en su tope por el Miembro denominado Calizas C y un cuerpo lutítico que son parte de la formación Napo. En el cuerpo lutítico se encuentran altos valores del Registro Gamma Ray; respuesta común de los registros eléctricos frente a miembros arcillosos. Según Romero et al. (2019), “El límite con la suprayacente Formación Napo corresponde a una zona de transición caracterizada por la presencia de glauconita”.

“La formación Hollín se puede subdividir en dos miembros informales: Hollín Inferior y Hollín Superior. Sin embargo, desde la perspectiva sedimentológica, se han definido tres entornos de depósito: fluvial, mareal y estuarino” (Ruiloa e Izurieta, 2022); ver Tabla 1.2.

**Tabla 1.2** Subdivisión de la Formación Hollín

Intervalo	División
Hollín Superior	Hollín Marino
	Hollín Mareal
Hollín Inferior o Principal	Hollín Fluvial

**Fuente:** (Ruilova e Izurieta, 2022)

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

### Arenisca T

La Arenisca T es uno de los principales intervalos arenosos prospectivos para producir petróleo en la Cuenca Oriente; aunque no es el objetivo principal en el Campo "X", se cataloga como objetivo secundario. Los pozos objeto de análisis se localizan sobre este intervalo, por lo que es conveniente entender su geología. La arenisca T se subdivide en dos cuerpos (Arenisca T Superior y T Principal) que en general están formados por arenisca e intercalaciones de lutita, y caliza para el caso de la arenisca superior.

### Reservas

La determinación de reservas se realiza mediante cálculos en los que las propiedades petrofísicas de la arena reservorio y las propiedades del fluido son fundamentales. La arena Hollín es el cuerpo sedimentario más importante en el Campo "X" y es el único del que se produce en los pozos de estudio; por tanto, es conveniente exponer los parámetros petrofísicos promedios en este intervalo; ver Tabla 1.3.

**Tabla 1.3** Parámetros Petrofísicos Promedios de la Formación Hollín para el Campo "X"

Factor de Recobro Oficial para el Campo "X"				16%	
Intervalo		Ø	Volumen arcilla	Swi	k
		%	%	%	mD
Hollín Superior	Hollín Marino	14	32	61	310
	Hollín Mareal	17	18	41	900
Hollín Principal		18	14	72	700

**Fuente:** (Hernández et al., 2014, p. 4)

**Modificado por:** Jarrín, 2023

De acuerdo con el Informe Anual del Potencial Hidrocarburífero del Ecuador (MINISTERIO DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES, 2020), el campo "X" tiene reservas estimadas en 94,268,774 barriles usando una estimación baja (P90), 308,905,771 barriles con una estimación media (P50) y 1,024,144,756 barriles con la estimación alta (P10). Para poder determinar la rentabilidad de un pozo

productor de petróleo es obligatorio determinar las reservas que almacena la roca reservorio, ya que de esta información se desprenden análisis para ver el rendimiento del pozo en su estado actual y cómo se comportará en el futuro; es decir, determinar mediante un análisis profundo, cuan rentable es el pozo técnica y económicamente.

### Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo

También conocido como PRMS por sus siglas en inglés, es un documento diseñado para servir como estándar para proyectos petroleros. Si bien se ha utilizado extendidamente las clasificaciones de reservas brindadas por la Sociedad de Ingenieros en Petróleo, la PRMS engloba un conjunto de organizaciones afines a la industria que comparten la idea de una estandarización al hablar de reservas, los cuales son: Society of Petroleum Engineers (SPE), World Petroleum Council (WPC), American Association of Petroleum Geologists (AAPG), Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), Society of Exploration Geophysicists (SEG), Society of Petrophysicists and Well Log Analysts (SPWLA) y la European Association of Geoscientists and Engineers (EAGE).

“La aplicación del PRMS debe considerar tanto los factores técnicos como los económicos que impacten en la viabilidad del proyecto en su vida productiva y en sus flujos de caja relacionados” (PRMS, 2019).

La definición de recursos es necesaria para comprender su clasificación. De acuerdo a PRMS (2019), el término recursos abarca todas las cantidades de petróleo presentes naturalmente dentro de la corteza terrestre, tanto descubiertas como no descubiertas (sean recuperables o no recuperables), más aquellas cantidades ya producidas. Incluyendo recursos convencionales o no convencionales. En la Figura 1.4 se esquematiza la clasificación de los recursos según el PRMS.

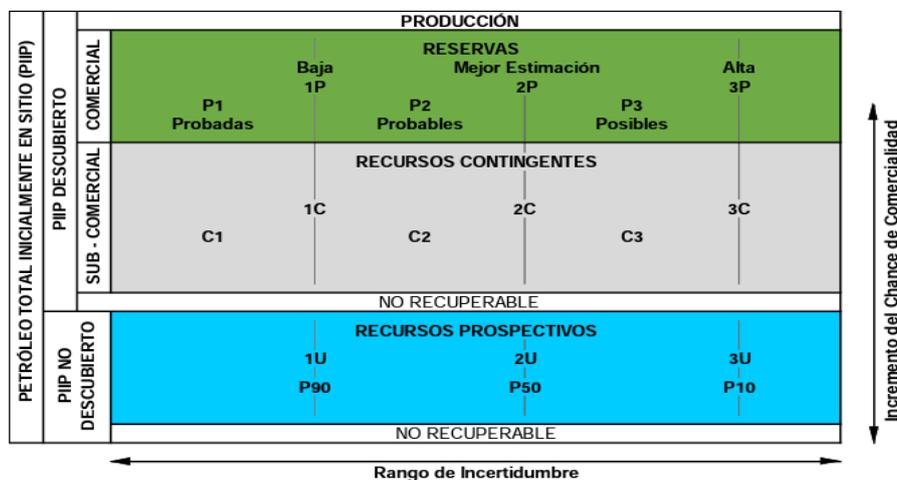


Figura 1.4 Clasificación de Recursos

Fuente: (PRMS, 2019)

La Clasificación de Recursos de acuerdo al PRMS tiene como dato inicial el Petróleo Total Inicialmente en Sitio (PIIP), que se lo divide en PIIP descubierto y el PIIP no descubierto. El PIIP descubierto puede ser Comercial, es decir Recursos que están en Producción y Sub-comercial, que son los Recursos Contingentes. El eje “y” de la Figura 1.5 esquematiza el incremento del chance de comercialidad que depende en gran medida del valor del barril de petróleo para los recursos contingentes y del avance tecnológico para los recursos prospectivos. En el eje “x” se observa el rango de incertidumbre delimitado por los siguientes términos de acuerdo a PRMS (2019):

**1C:** Indica la estimación baja de Recursos Contingentes

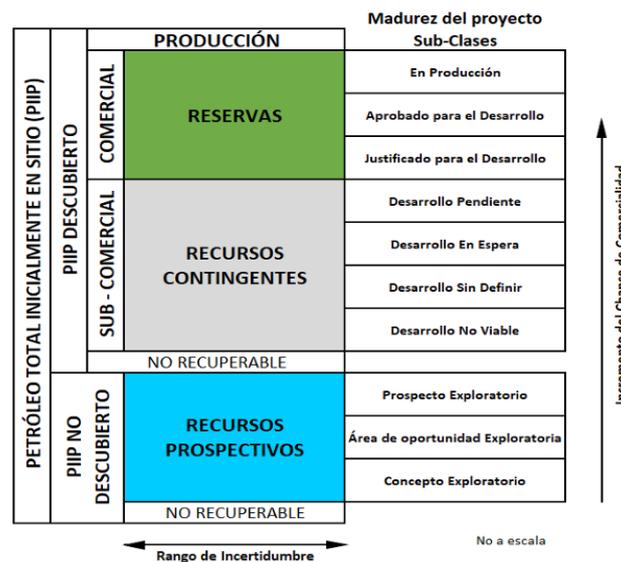
**2C:** Indica la mejor estimación de Recursos Contingentes

**3C:** Indica la estimación alta de Recursos Contingentes

**1P:** Indica la estimación baja de Reservas (en otras palabras, Reservas Probadas). Igual a P1.

**2P:** Indica la mejor estimación de Reservas. La suma de Reservas Probadas y Probables.

**3P:** Indica la estimación alta de Reservas. La suma de Reservas Probadas, Probables y Posibles.



**Figura 1.5** Clasificación de Reservas

**Fuente:** (PRMS, 2019)

El PRMS subclasifica las reservas considerando dos factores:

1. Las resoluciones empresariales

## 2. Grado de madurez del proyecto

Bajo estas consideraciones las Reservas se clasifican de acuerdo a:

En Producción

Aprobado para el Desarrollo

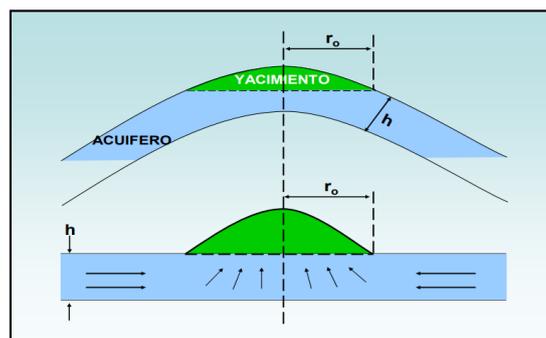
Justificado para el Desarrollo

Las Reservas Justificadas para el Desarrollo son reclasificadas a Aprobado para el Desarrollo una vez que se ha realizado la Decisión Final de Inversión (PRMS, 2019).

### Mecanismo de Empuje

Los pozos de la Plataforma “Y” del Campo “X” actualmente solo producen de la formación Hollín. La arena Hollín en casi toda la Cuenca Oriente tiene un acuífero de fondo que proporciona energía al reservorio. El mecanismo de empuje principal para esta plataforma es el Empuje Hidráulico, pero ha requerido de levantamiento artificial para producir de manera rentable.

La información que se dispone del tipo de Empuje Hidráulico corresponde al de un Acuífero de Fondo y Activo. El acuífero de fondo tiene como característica tener flujo radial y flujo vertical, como se observa en la Figura 1.6.



**Figura 1.6** Empuje Hidráulico de Fondo

**Fuente:** (Rivero, 2007, p.215)

Según Rivero (2007), para que ocurra entrada de agua a un yacimiento, es necesario, que exista adyacente al mismo, un acuífero capaz de facilitar la invasión de zona productora de hidrocarburos. El abatimiento de presión provocado en el yacimiento por extracción se transmite hacia el acuífero, permitiendo que la roca y los fluidos contenido en el mismo se expandan, impulsando hacia el yacimiento el agua contenida en el acuífero. Mientras no exista un abatimiento de presión en la frontera yacimiento-

acuífero, no habrá invasión de agua, aunque en la presión media del yacimiento muestre abatimientos considerables.

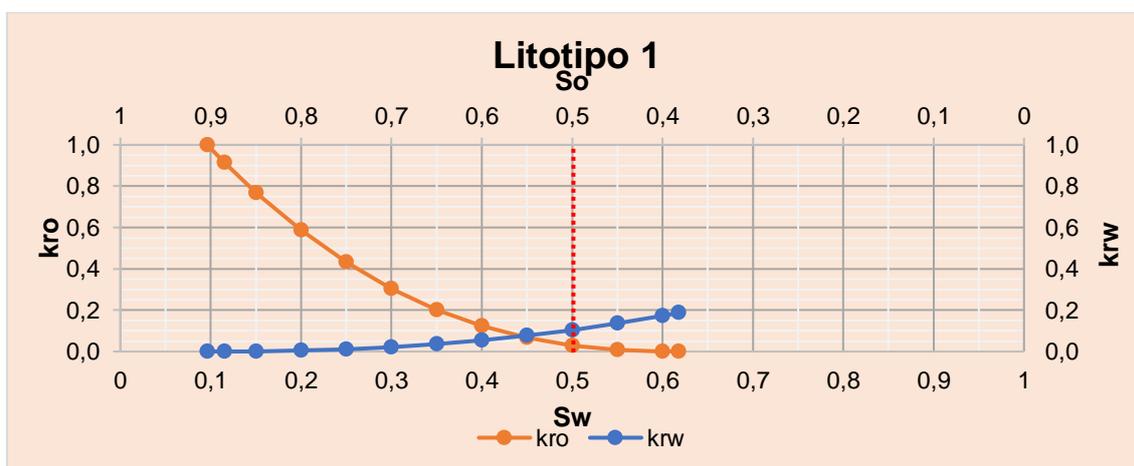
### Mojabilidad

Al analizar distintos núcleos tomados en el campo “X” a profundidad de la arena Hollín, se puede inferir que la mojabilidad de la roca es mixta y con tendencia a ser mojable al crudo. El estudio se separó en tres litotipos; el litotipo 1 corresponde a la roca con mejor calidad. En la Figura 1.7 se tiene las curvas de permeabilidad relativa para el litotipo 1. Se observa que cumple con el criterio planteado por Mohamad Ibrahim y Koederitz (2000): la intersección de curvas se encuentra entre 45 y 55%, la saturación irreductible de agua es menor al 15% y la permeabilidad relativa del agua medido a la saturación de petróleo residual es menor a 0,5.

**Tabla 1.4** Reglas empíricas para inferir mojabilidad de Craig modificadas.

Mojabilidad	Swirr	Intersección	Krw @ Sor
Fuertemente Agua	>15%	>45%	<0,07
Agua	>10%	>45%	0,07 - 0,3
Petróleo	<15%	<55%	>0,5
Mixta	>10%	45 - 55%	>0,3
Mixta	<15%	45 - 55%	<0,5

Fuente: (Mohamad Ibrahim y Koederitz, 2000)



**Figura 1.7** Curvas de Permeabilidad Relativa para el Campo “X” (Litotipo 1)

Fuente: (EMPRESA PRESTADORA DE SERVICIOS “T”, 2022)

Elaborado por: Jarrín, 2023

### Crudo Pesado

El crudo pesado representa un porcentaje considerable de reservas en el mundo. Los principales reservorios de crudo pesado se encuentran en Venezuela en la Faja del

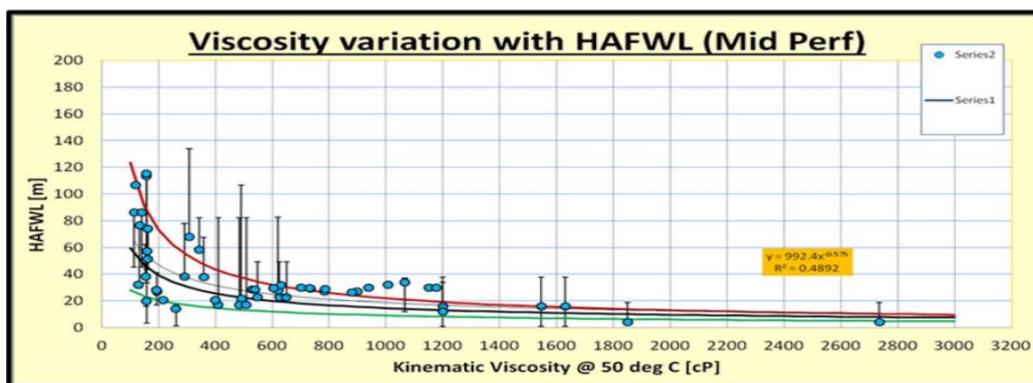
Orinoco y en Canadá, además de Estados Unidos y Rusia, entre otros. Se establece como crudo pesado aquel cuya densidad se encuentra entre 10° y 22,3° API, y la viscosidad supera los 100 cP; en la Tabla 1.5 se tiene la clasificación de los petróleos.

**Tabla 1.5** Clasificación US DOE de los Petróleos

Petróleo Crudo	Densidad, kg/m <sup>3</sup>	Gravedad API
Extrapesado	> 1000	API < 10
Pesado	920 - 1000	10 ≤ API < 22,3
Mediano	870 – 920	22,3 ≤ API ≤ 31,1
Ligero	830 - 870	31,1 < API ≤ 39
Extraligero	< 830	API > 39

**Fuente:** (Petroleum.co.uk, 2015)

La biodegradación en el crudo de los pozos en estudio se debe principalmente al hidrodinamismo que presenta Hollín Principal; aguas meteóricas biodegradan al petróleo. De acuerdo al estudio de Battashi et al. (2018), existe una relación directamente proporcional entre la viscosidad dinámica de un hidrocarburo y la altura sobre el nivel de agua libre (HAFWL por sus siglas en inglés); es decir, a mayor sea esta etapa de transición en la que existe agua y petróleo, mayor será la biodegradación en el crudo y, por tanto, mayor es la viscosidad. Ver Figura 1.8.

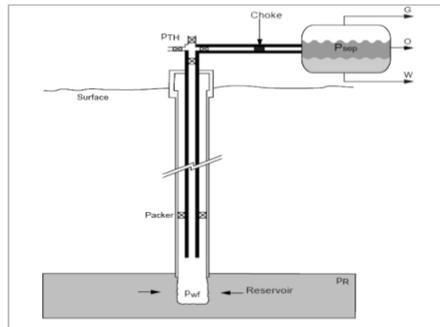


**Figura 1.8** Variación de la Viscosidad con la Altura Sobre el Nivel de Agua Libre

**Fuente:** (Battashi et al., 2011)

### Análisis Nodal

Es el sistema de análisis que identifica las caídas de presión dentro del sistema de producción e identifica el rendimiento del pozo analizado. Un análisis total del sistema integra todos los componentes del mismo, desde la presión en el reservorio hasta la presión en el separador; en la Figura 1.9 el esquema de un sistema de producción.



**Figura 1.9** Esquema de Sistema de Producción

**Fuente:** (Hirschfeldt y Ruiz, 2008)

Es una herramienta que se utiliza porque sus resultados coadyuban al análisis integral del pozo. Una correcta descripción del pozo ayuda a evitar pérdidas de tiempo y al ahorro de dinero para la industria, como por ejemplo evitando que se realicen trabajos de reacondicionamiento incorrectos y sobre todo se pueda diagnosticar correctamente al pozo. Los objetivos del análisis nodal son:

1. Determinar el caudal de flujo al cual un pozo producirá considerando la geometría del pozo y las limitaciones de la completación.
2. Determinar bajo qué condiciones de flujo un pozo producirá o dejará de producir y analizar cada componente de flujo para determinar si está ejerciendo restricción innecesariamente.
3. Seleccionar el tiempo más económico para la instalación de sistemas de levantamiento artificial y optimizar el sistema para producir a una tasa de flujo más económicamente rentable.

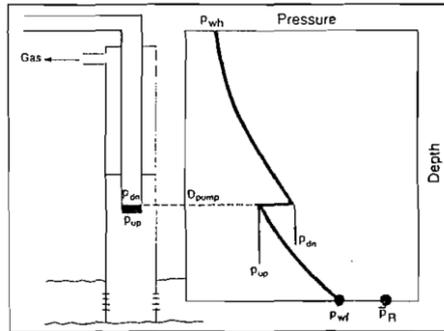
La optimización de la producción de pozos de gas y petróleo a través del análisis nodal ha contribuido para mejorar las técnicas de completación, producción y eficiencia para muchos pozos (Brown et al., 1985).

**Análisis en una Bomba Electrosumergible**

El análisis nodal en un sistema de levantamiento artificial, generalmente escoge como su nodo a presión en la bomba, la presión seleccionada de la bomba es ya sea la presión de entrada a la bomba (intake pressure  $p_{up}$ ) o la presión de descarga de la bomba (discharge pressure  $p_{dh}$ ). La ganancia de presión que la bomba debe generar para un particular caudal es:

$$\Delta p = p_{dh} - p_{up} \dots \dots \dots \text{Ecuación 1.1}$$

Estas presiones se observan en la Figura 1.10:



**Figura 1.10** Esquema de Variación de Presión con la Profundidad para una Bomba Electrosumergible

**Fuente:** (Beggs, 2003)

Las variaciones de presión que ocurren sobre la bomba son calculadas en base a la relación gas-líquido, el tamaño del casing entre otras características.

Entrada:

$$\bar{p}_{Reservorio} - \Delta p_{pres} - \Delta p_{casing} \text{ (debajo de la bomba)} = \text{presión de entrada a la bomba}$$

**Ecuación 1.2**

Salida:

$$p_{separador} + \Delta p_{línea \text{ de flujo en superficie}} - \Delta p_{tubing} \text{ (sobre la bomba)} = \text{presión de descarga}$$

**Ecuación 1.3**

**Relación de Comportamiento de Afluencia (IPR)**

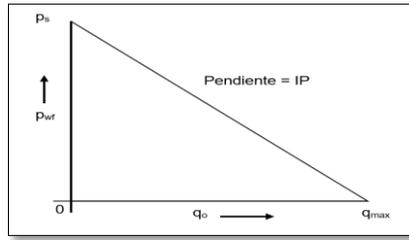
El comportamiento de afluencia analiza el comportamiento de un pozo desde el reservorio hasta la entrada de los disparos que se tiene para producir petróleo. La relación está basada en que la producción de fluido hacia el pozo tiene relación directa con la diferencia de presión así como se observa en la siguiente ecuación:

$$q = k(p_s - p_{wf}) \dots \dots \dots \text{Ecuación 1.4}$$

Donde:

**K:** contante de proporcionalidad más conocida como Índice de Productividad (IP); **q:** caudal del fluido; **p<sub>s</sub>:** presión estática promedio en el reservorio; **p<sub>wf</sub>:** presión dinámica del reservorio

Para los pozos analizados en este TIC, se conoce que el mecanismo de empuje en la arena Hollín es hidráulico de fondo; este empuje mantiene constante la caída de presión, por lo tanto el IP también es constante y se representa con una línea recta como se observa en la Figura 1.11.



**Figura 1.11** Esquema gráfico del índice de Productividad

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

Flujo de una sola fase

Es decir solo petróleo o petróleo y agua el índice de productividad se representa de la siguiente forma.

$$q_o = \frac{7,08 \times 10^{-3} k_o h (p_s - p_{wf})}{\mu_o \beta_o \left[ \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + C + S \right]} \dots \text{Ecuación 1.5}$$

$$IP = \frac{7,08 \times 10^{-3} k_o h}{\mu_o \beta_o \left[ \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + C + S \right]} \dots \text{Ecuación 1.6}$$

Donde:

**S:** Skin total; **q<sub>o</sub>:** caudal de petróleo que ingresa al pozo, (STB/d); **β<sub>o</sub>:** fator volumétrico del petróleo, (bbl/STB); **μ<sub>o</sub>:** viscosidad del petróleo, cP; **k<sub>o</sub>:** permeabilidad de la formación, mD; **h:** espesor neto de la formación, ft; **p<sub>s</sub>:** presión promedio del reservorio, psia; **p<sub>wf</sub>:** presión dinámica de fondo, psia; **r<sub>e</sub>:** radio de drenaje, ft; **C:** constante que depende del tipo de flujo, para flujo pseudo-estacionario C = -0,75; para flujo estacionario C = -0,5.

### **Daño Total de Formación**

De acuerdo a Izurieta et al. (2022), el principal motivo de formación de daño, tanto en Hollín Superior como Principal, es la migración de finos.

Se denomina skin a la reducción de permeabilidad que existe en las cercanías del pozo. Hay que tomar en cuenta que el daño de formación no es igual al daño total, cuya representación está en función de la siguiente ecuación básica:

$$S_{total} = S_{daño\ de\ formación} + S_{geometría} + S_{completación} + S_{producción} \dots \text{Ecuación 1.7}$$

Cada componente de la ecuación aporta al daño total y es determinante cuando se calcula la caída de presión que se produce en las cercanías del pozo.

**Tabla 1.6** Comparación de los Componentes del Daño Total

Skin	Descripción
Debido a la geometría del pozo ( $S_{\text{geometría}}$ )	Se produce en caso de que el pozo no sea perforado en todo el gross net pay. Si el pozo no se sitúa en el centro del reservorio.
Debido a la completación del pozo ( $S_{\text{completación}}$ )	Cuando la densidad de disparos es insuficiente, o se determinó incorrectamente el phasing de los disparos. Además el hecho mismo de disparar la formación produce una alteración en las cercanías del pozo que conduce a un skin positivo.
Debido a la producción ( $S_{\text{producción}}$ )	Se observa en pozos de gas o petróleo con tasas de producción demasiado altas, y en casos de producción de petróleo bajo la presión de burbuja. Además, se produce por: migración de finos, formación de escala orgánica e inorgánica, bacterias, reducción de presión.

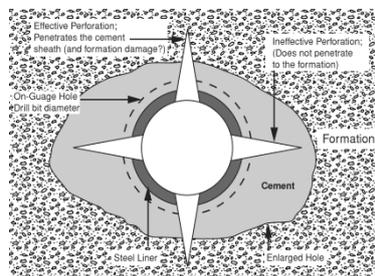
**Fuente:** (Heriot-Watt University, s.f. )

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

### Fuentes de Daño de Formación

Durante la vida de un pozo, el daño de formación se forma en todas las etapas de operación. Se presenta formación de daño durante la perforación, cementación, completación, cañoneo, reacondicionamiento e inyección de fluido.

**Cementación:** esta operación la formación incide nuevamente en pérdida de filtrado hacia la formación ya que antes de cementar se envían cierta química para remover la costra de lodo. A pesar de que la pérdida de lechada es peligroso para la formación, debido a su naturaleza viscosa, el daño generado no es incide tanto en el daño generado porque el volumen de filtrado y profundidad de invasión del mismo es limitado.

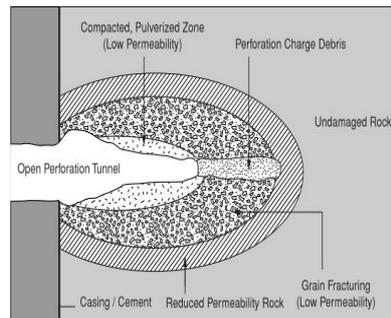


**Figura 1.12** Esquema de Problemas en la Operación de Disparos en un Hoyo Sobredimensionado

**Fuente:** (Heriot-Watt University, s.f.)

**Cañoneo:** Se ha observado que este daño se reduce con la producción de fluido ya que poco a poco se va removiendo los rastros de la carga del disparo. Esta limpieza de

restos de la carga se puede hacer por medio de Back Flowing (Producción bajo alto diferencial de presión), tratamiento matricial y perforación bajo balance.



**Figura 1.13** Esquema de Daño Debido a la Operación de Disparos

**Fuente:** (Heriot-Watt University, s.f.)

### Pruebas PVT

Las pruebas de laboratorio ayudan a caracterizar el comportamiento y las propiedades de los fluidos a condiciones simuladas lo más cercanas a lo que se tiene en el reservorio.

Las tres principales pruebas que se realizan en el laboratorio son:

- (CCE) Constant Composition Expansion Test – Prueba de Expansión de Composición Constante; para gases secos y húmedos.
- (DL) Differential Liberation Test – Prueba de Liberación Diferencial; para muestras de petróleo.
- (CVD) Constant Volume Depletion Test – Prueba de Depletación a Volumen Constante; en fluidos de gas condensado.

### Curvas de Declinación de la Producción

Las curvas de declinación de la producción es un herramienta matemática (empírica) ampliamente utilizado dentro del campo de optimización de producción ya que ofrece una visión rápida del rendimiento del pozo, conjunto de pozos, plataforma o campo. Si bien las curvas de declinación muestran un entendimiento práctico de la producción, presenta las siguientes ventajas y desventajas:

#### Desventajas

- No se basa en leyes las leyes físicas que gobierna el flujo en el medio poroso a través de la arena productora.

- Sus predicciones no son acumulativas, es decir, si hacemos el análisis de un conjunto de pozos, el resultado para cada pozo posiblemente sea distinto, incluso si se trata de un pozo vecino.
- No se debe tomar como definitivo el resultado que se obtiene de una curva de declinación por más congruente que resulte su información y cuidadosa haya sido la validación de datos para usar en el modelo.
- Afectadas por cambios en métodos de producción. Se requiere suficiente historial de producción

**Ventajas**

- Fácil de usar. Generalmente se tienen en constante actualización en la oficina, utilizando softwares que restablecen la información cada cierto período de tiempo que no excede el rango de las horas.
- Se utilizan para ver el rendimiento de producción en un tiempo dado.

La literatura indica que existen tres tipos de curvas de declinación de producción:

- Curva de Declinación Exponencial: Esta curva es la gráfica más común cuando la utilizamos en la Cuenca Oriente de nuestro país.
- Curva de Declinación Armónica
- Curva de Declinación Hiperbólica

Los tres modelos están relacionados por la ecuación:

$$\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = -bq^d \dots\dots\dots \text{Ecuación 1.8}$$

Donde:

**q:** producción de fluido; **t:** tiempo; **b y d:** son constantes empíricas que son determinadas en base a la información de producción

**Tabla 1.7** Valores de la Constante d de acuerdo al tipo de Curva de Declinación

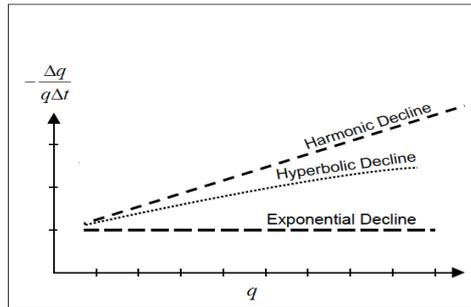
Curva de Declinación	d
Exponencial	0
Armónico	1
Hiperbólico	0 < d < 1

**Fuente:** (Ahmed, 2010)

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

**Identificación**

Al ser un método gráfico, en la Figura 1.14 se observan las gráficas que se deberían realizar para determinar el tipo de declinación del pozo.



**Figura 1.14** Gráfica para identificar el Tipo de Declinación de Producción

**Fuente:** (Cuzco, 2019)

Graficar en escala normal (no logarítmica) el caudal en el eje “x” y en el eje “y” la relación de caudal y tiempo  $-\frac{\Delta q}{q\Delta t}$ , indica el tipo de declinación.

**Declinación Exponencial:** si se obtiene un valor constante de  $-\frac{\Delta q}{q\Delta t}$ .

**Declinación Armónica:** se obtiene una línea recta con pendiente positiva.

**Declinación Hiperbólica:** se obtiene una curva, y siempre vamos a tener que la curva hiperbólica está entre la exponencial e armónica.

Las tablas 1.8 y 1.9 muestran las gráficas que se pueden realizar para poder identificar el tipo de declinación que sigue el historial de producción.

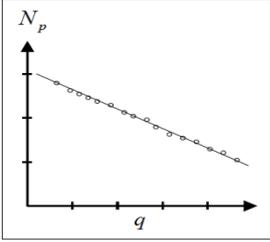
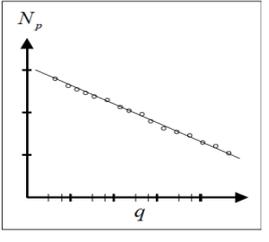
**Tabla 1.8** Gráfica de Caudal versus Tiempo para identificación de Modelo de Declinación

Modelo	Declinación Exponencial	Declinación Armónica
<b>Caudal versus Tiempo</b>		
<b>Tipo de gráfica</b>	Semilogarítmica	Logarítmica

**Fuente:** (Cuzco, 2019)

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

**Tabla 1.9** Gráfica de Producción Acumulada versus Caudal para identificación de Modelo de Declinación

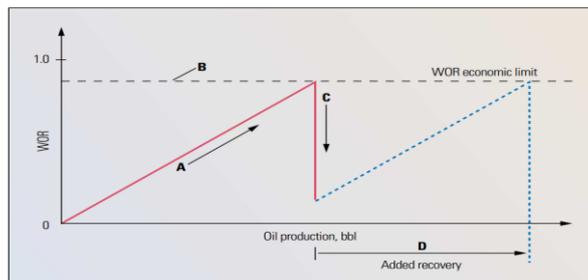
Modelo	Declinación Exponencial	Declinación Armónica
Producción Acumulada versus Caudal		
Tipo de gráfica	No logarítmica	Semilogarítmica

Fuente: (Cuzco, 2019)

Elaborado por: Jarrín, 2023

### Control de Agua

Uno de los mayores problemas que presentan los pozos de la Plataforma “Y” del Campo “X” es un avance progresivo del corte de agua. El control de la producción de agua es por tanto, parámetro necesario a considerar cuando se plantea la optimización de producción. Es entonces, necesario determinar cuál es el corte de agua con el que se llega al límite donde la producción de fluido es económica y técnicamente rentable. Los métodos de control de agua inciden en que el corte de agua baje y al mismo tiempo resulta en un incremento en el factor de recobro del pozo, así como se observa en la Figura 1.15.



**Figura 1.15** Control de Agua para Incrementar el Factor de Recobro

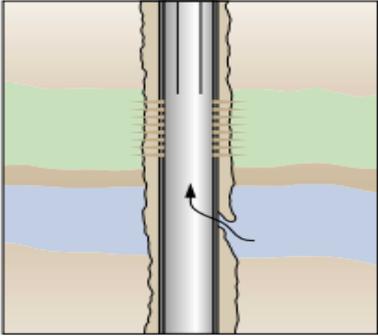
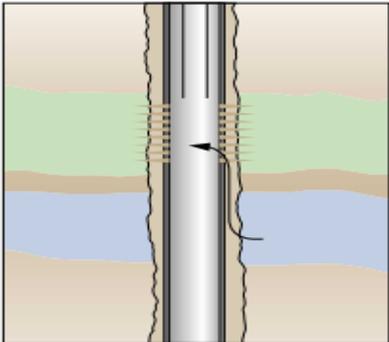
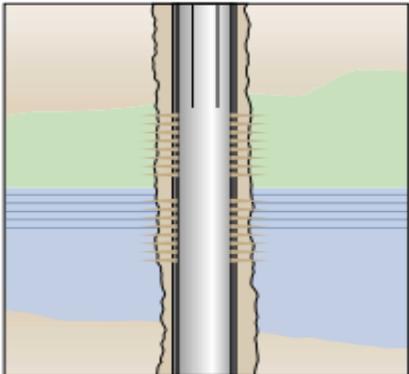
Fuente: (Bailey et al., 2000)

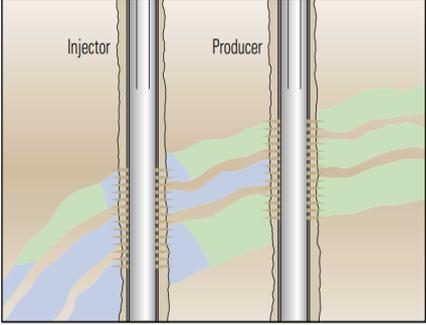
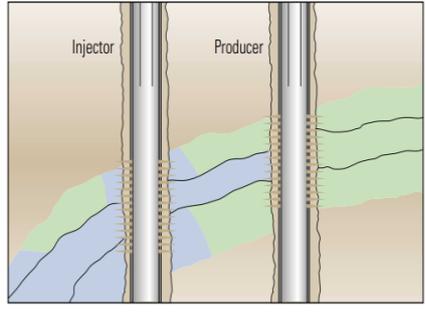
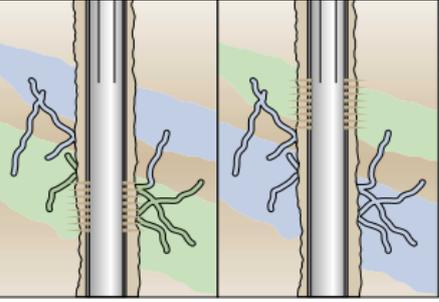
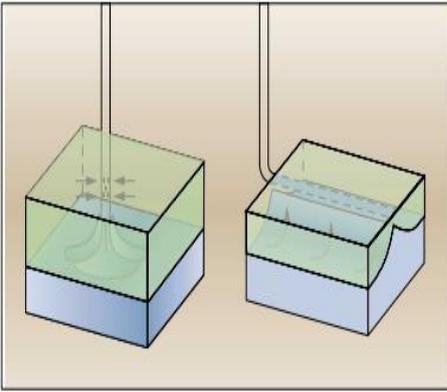
Siendo el objetivo controlar el alto ingreso de agua en los pozos, se tiene la necesidad de diagnosticar que tipo de intrusión de agua está sufriendo el pozo para poder dar una solución que mejor se adapte a las condiciones integrales del pozo. A continuación los orígenes de intrusión de agua más comunes, así como algunas soluciones factibles de acuerdo a Bailey et al. (2000).

## Problemas comunes Generados por la Entrada de Agua

En la Tabla 1.10 se expone de forma resumida tipos de problemas comunes, así como posibles soluciones de los tipos de entrada de agua.

**Tabla 1.10** Origen y solución de los Problemas generados por Agua

Origen de los Problemas generados por Agua			
Tipo	Gráfica	Descripción	Solución
Fugas a través del Casing, tubing o packers		Son fugas que permiten producción de agua de zonas no productoras de petróleo.	Típicamente las soluciones incluyen cementación forzada, tapones mecánicos, etc.
Canal de flujo detrás del casing		Una mala cementación podría permitir el flujo de agua de una zona productora de agua hacia la zona de pago de petróleo.	Fluidos de cierre Solución química con geles de alta o menor resistencia.
Contacto Agua Petróleo Dinámico		Un movimiento uniforme (a diferencia del enconamiento) en el que el CAP sube hasta los disparos. Esto puede ocurrir incluso con permeabilidades verticales sumamente bajas.	El método más práctico es el squeeze de la zona cercana y debajo del CAP o el cierre por medio de tapones mecánicos.

<p>Intrusión de Agua sin Flujo Cruzado</p>		<p>En una arena productora rodeada por un sello (lutita) es común que se produzca una producción de agua se facilite debido a un acuífero activo o a un pozo iny.</p>	<p>Generalmente solucionado por medio de la aplicación de geles rígidos o tapones mecánicos ya sea en inyector o el pozo productor.</p>
<p>Intrusión de agua con Flujo Cruzado</p>		<p>Ocurre en arenas con alta permeabilidad y sin sellos que supongan una barrera impermeable.</p>	<p>En este caso el tratamiento es mucho más complicado, sin embargo se podría tratar con geles de profunda penetración.</p>
<p>Fracturas o Fallas de una Capa con Saturada de Agua</p>		<p>El agua puede ser producida desde fracturas que interceptan un zona de agua profunda en el reservorio.</p>	<p>Estas fracturas pueden ser selladas usando la suficiente cantidad de volumen de geles.</p>
<p>Conificación (Pozos verticales) o Cusping (Pozos horizontales)</p>		<p>Usualmente ocurre en pozos con relativa alta permeabilidad, ocurre que un influjo desde el acuífero de fondo ingresa a la zona de pago. Se denomina conificación por la zona tridimensional en forma de cono que se forma con el agua al ingresar al pozo.</p>	<p>Una alternativa es usar gel que se ubique debajo del CAP, sin embargo esto no va a parar la conificación en el futuro. Una buena opción usando el gel, es perforar lateralmente cercano al tope de la formación aprovechando la lejanía con el CAP.</p>

Fuente: (Bailey et al., 2000)

Elaborado por: Jarrín, 2023

### Metodologías de Diagnóstico

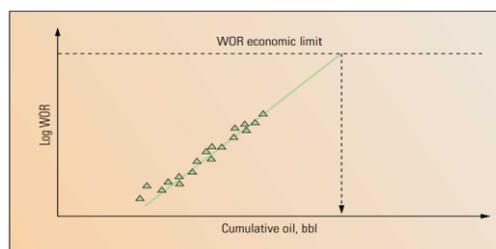
Existen varias metodologías de diagnóstico ampliamente utilizadas; sin embargo, por su facilidad, tanto en creación como en obtención de datos las más comunes son:

- Gráfica del Historial de Producción
- Gráfica de Recobro
- Análisis de la Curva de Declinación
- Gráfica de Diagnóstico – Curvas Chan

Bailey et al. (2000) indica que las gráficas de diagnóstico son usadas en tres diferentes formas: para seleccionar pozos que son candidatos adecuados para el control del agua, para determinar el problema de entrada de agua de forma que un método de control de agua adecuado pueda ser seleccionado y para localizar el punto de entrada de agua en el pozo de forma que el tratamiento sea correctamente usado.

#### *Gráfica de Recobro*

Se grafica en papel semilogarítmico el logaritmo de la relación agua petróleo WOR en el eje “y” y en el eje “x” se tiene la producción acumulada de petróleo. Lo que se hace es trazar una línea tendencia hasta el límite económico de WOR, si al trazar la producción acumulada evidencia que el valor es cercano a las reservas estimadas para este pozo entonces no se requiere hacer ningún tratamiento, pero si al contrario, se determina que el valor de producción es mucho menor al planeado para el pozo, entonces es clara prueba de que se requerirá algún trabajo o tratamiento para controlar el agua.

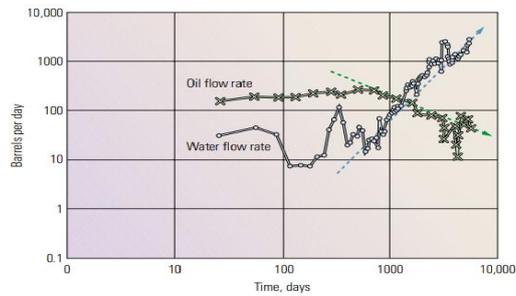


**Figura 1.16** Gráfica de Recobro

**Fuente:** (Bailey et al., 2000)

#### *Gráfica del Historial de Producción*

En una gráfica log – log se tiene en el eje “y” la tasa de petróleo y en el eje “x” se observará el tiempo. Esta gráfica muestra un incremento en la producción de agua y un decremento en la producción de petróleo empezando al mismo tiempo.

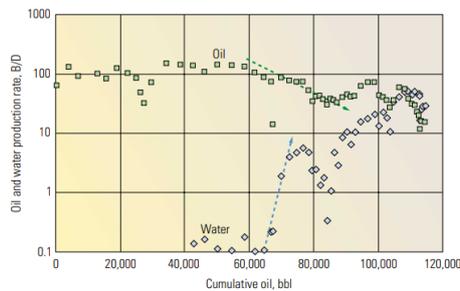


**Figura 1.17** Gráfica de Recobro

**Fuente:** (Bailey et al., 2000)

*Análisis de la Curva de Declinación*

Es una gráfica semilogarítmica, en el eje “y” se tiene el logaritmo de la tasa de producción en barriles por día de agua y petróleo y en el eje “x” se observa la producción acumulada de petróleo en barriles. Una mayor disminución puede indicar un problema que no sea el agua, como un agotamiento severo de la presión o una acumulación de daños.



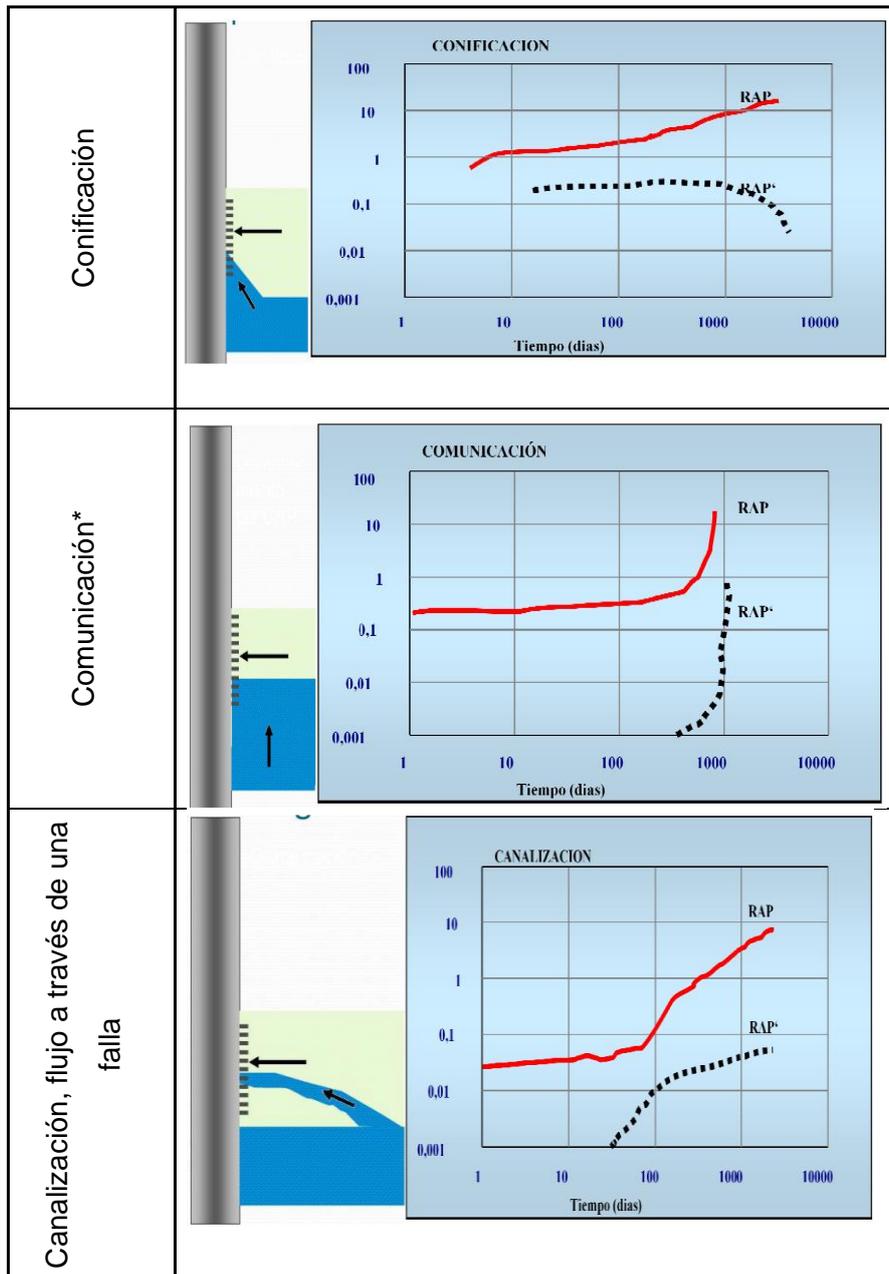
**Figura 1.18** Gráfica de Recobro

**Fuente:** (Bailey et al., 2000)

*Gráfica de Diagnóstico – Curvas Chan*

El estudio de Chan demostró la factibilidad del uso de la derivada de la Relación Agua Petróleo (RAP) o por sus siglas en inglés (WOR – Water Oil Ratio), ya que solo se requiere el historial de producción para proporcionar una discriminación entre:

**Tabla 1.11** Esquemas de Posibles respuestas Usando Curvas Chan



Fuente: (Sagal, 2013)

Elaborado por: Jarrín, 2023

De acuerdo a Sagal (2013) el término comunicación se trata de comunicación mecánica. Comunicación mecánica: canalización detrás del casing, pobre cementación primaria, ruptura de sellos hidráulicos, ruptura de casing, entrada de agua en cañones cementados, filtración en packers y filtración en tapones de abandono.

### Bombeo Electrosumergible

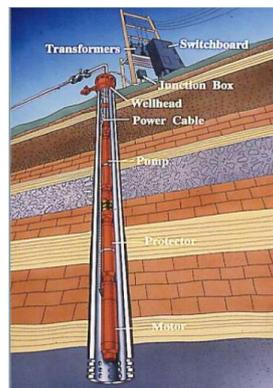
Es el método de levantamiento artificial que se utiliza en los pozos de la Plataforma "Y" del Campo "X".

Cuando se determina el uso de este método, hay cinco principales consideraciones que están interconectadas.

1. Determinar y optimizar el rendimiento del pozo con la selección de la bomba asociada, motor y cable.
2. Escoger un método de implementación y recuperación de la bomba-tubing, coiled tubing o cable.
3. ¿Dónde ubicar a la bomba?
4. Si permitir la producción de gas en el espacio anular y el requisito y la selección de un método de separación de gas.
5. Cómo resolver problemas y maximizar la confiabilidad de un pozo con BES.

### Componentes Principales

Un esquema básico de los componentes de una bomba Electrosumergible se ve en la Figura 1.19.



**Figura 1.19** Esquema de Componentes del Sistema de Levantamiento BES

**Fuente:** (Mendoza, 2020)

**Superficie:** transformador, tablero de control/VDL, caja de venteo, cabezal.

**Fondo:** cable, “y” tool, bypass, descarga, bomba, intake, sello, motor.

De acuerdo a Sheth et al. (2022), los siguientes parámetros deberían ser analizados a fondo con el fin de encontrar el punto operativo más rentable para el trabajo de una BES:

- Geometría de la Etapa
- Tamaño y velocidad de la burbujas libres de gas
- Fuerzas de arrastre que ocurren por la viscosidad del fluido y las fuerzas de flotación anexas al mismo.
- Densidad de los fluidos
- Viscosidad del fluido

- Velocidad de la bomba
- Presión de entrada
- Condición de flujo operativo basado en el rendimiento de flujo de cabeza

### Profundidad de asentamiento de la bomba

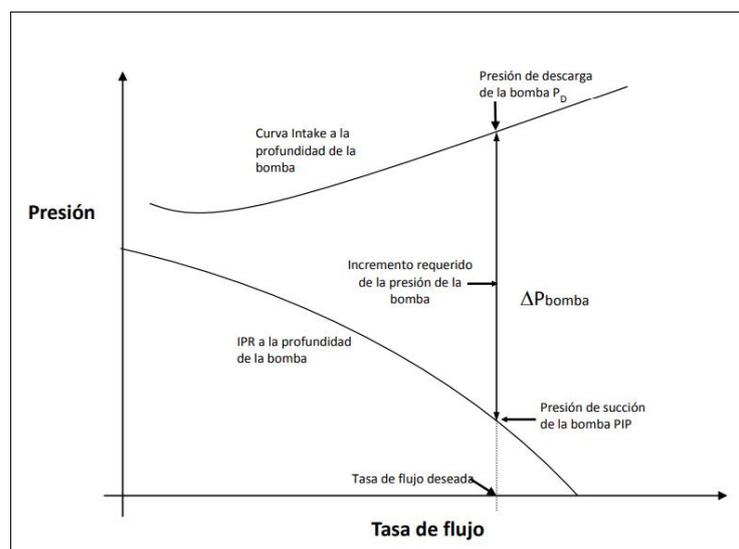
Existen dos formas para encontrar la profundidad de asentamiento adecuado para la bomba BES (LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL, 2019):

- Determinar un profundidad fija para la bomba
- Determinar una tasa de producción fija para la bomba

### Profundidad de Bomba Fija

- Fijar la profundidad de la bomba.
- Construir una curva de afluencia (inflow), utilizando una curva IPR adecuada.
- Construir una curva de descarga (outflow), desde la descarga de la bomba hacia la superficie.

La Figura 1.20 es un diagrama donde se observan las dos curvas que se requieren para determinar si la bomba puede dar la diferencia de presión requerida.



**Figura 1.20** Curvas de Flujo de Succión y de Descarga para una Profundidad de Asentamiento escogida

**Fuente:** (LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL, 2019)

El punto de convergencia se escoge a la profundidad de asentamiento de la bomba, dejando en claro que a cualquier tasa de flujo, la amplitud entre las dos curvas representa la caída de presión entre la afluencia en la succión de la bomba y la descarga de flujo.

## Completación

En la literatura existe discusión de fijar en donde empieza el proceso de completación, usualmente se toma como inicio de la completación cuando se termina el proceso de asentamiento del revestimiento de producción. Las operaciones más comunes que se observan en el proceso de completación son: instalación del cabezal, procesos de reacondicionamiento, procesos de reacondicionamiento, asentamiento de tubería de producción, corrida de disparos, entre otras importantes tareas. La completación es la interface entre el reservorio y la producción en superficie. El rol del diseño de la completación es tomar un pozo que ha sido perforado y convertirlo en conducto de producción o inyección eficiente y seguro. La mejor ingeniería de completación será capaz enlazar eficientemente la teoría como la práctica (Bellarby, 2009, pág. 1).

## Control de Pozo

Las completaciones usualmente son parte del Control de Pozo y permanecen así durante la vida útil del pozo. Son parte del sistema de barrera fundamental entre el reservorio y el medio ambiente (Bellarby, 2009, pág. 1).

## Tipos de Completación

En la literatura existen distintas clasificaciones, sin embargo de acuerdo a la configuración mecánica, se tiene 2 completaciones tipo (ver Figura 1.21).

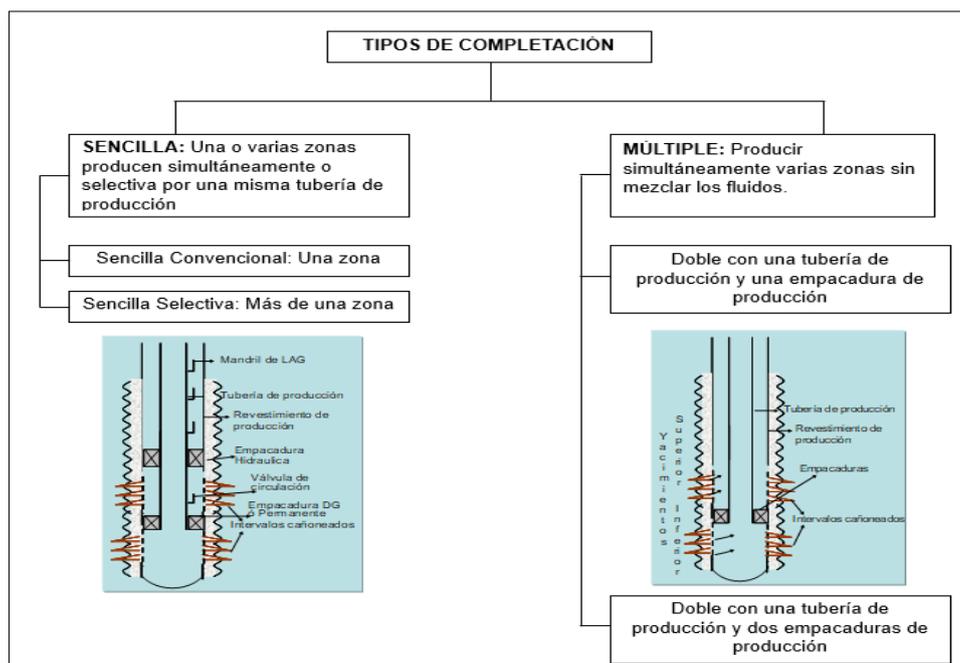


Figura 1.21 Tipos de Completación

Fuente: (Aguirre et al., s.f.)

Elaborado por: Jarrín, 2023

## Análisis Económico

La teoría financiera brinda una gama de herramientas para la evaluación y selección de proyectos, siendo las más utilizadas las basadas en el descuento de flujos de efectivo, Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno/Rendimiento (TIR). (Mete, 2014, pág. 68). En la Tabla 1.12 se describen los principales índices financieros.

**Tabla 1.12** Índices Financieros Importantes

Valor Actual Neto (VAN)	Tasa Interna de Retorno (TIR)
<p>El Valor Actual Neto de un proyecto es el valor actual/presente de los flujos de efectivo netos de una propuesta, entendiéndose por flujos de efectivo netos la diferencia entre los ingresos periódicos y los egresos periódicos. Para actualizar esos flujos netos se utiliza una tasa de descuento denominada tasa de expectativa o alternativa/oportunidad, que es una medida de la rentabilidad mínima exigida por el proyecto que permite recuperar la inversión, cubrir los costos y obtener beneficios.</p>	<p>Se define como la tasa de descuento que iguala el valor presente de los ingresos del proyecto con el valor presente de los egresos. Es la tasa de interés que, utilizada en el cálculo del Valor Actual Neto, hace que este sea igual a 0.</p>
<i>Ecuación</i>	
$VAN = I(0) + \left[ \sum_{t=1}^n FE(t) * (1 + i)^{(0-t)} \right]$ <p>Donde:  <i>FE(t): Flujo de efectivo neto del período t</i>  <i>i: Tasa de expectativa</i>  <i>n: Número de períodos de vida útil del proyecto</i>  <i>I(0): Inversión inicial</i></p>	$0 = VAN = \frac{\sum_{t=0}^n FE}{(1 + TIR)^t}$ <p><i>FE(t): Flujo de efectivo neto del período t</i>  <i>n: Número de períodos de vida útil del proyecto</i></p>
<i>Criterio</i>	
<p>Si el valor de VAN es cero o positivo el proyecto es aceptable, si por el contrario es un valor negativo, se debería cuestionar la factibilidad del proyecto.</p>	<p><b>Proyectos mutuamente excluyente</b> surge de la comparación entre las TIR de las diferentes alternativas, pero teniendo en cuenta las consideraciones de aceptación/rechazo para proyectos independientes.</p> <p><b>Proyectos de inversión:</b> debe optarse por aquel que presente la mayor TIR. En caso de que ambos presenten TIR negativas, deberían rechazarse y buscar otras alternativas.</p> <p><b>Proyectos de financiamiento:</b> debe optarse por aquel que presente la menor TIR.</p>

Fuente: (Mete, 2014)

Elaborado por: Jarrín, 2023

## 2. METODOLOGÍA

Se detalla el procedimiento que se siguió para cumplir con los objetivos del Trabajo de Integración Curricular (TIC). El tipo de investigación utilizada es Pura, ya que la finalidad del TIC no es aplicar las conclusiones de forma inmediata; aunque como menciona Sabino (1992), no significa que no se puedan aplicar en la práctica en el futuro.

El enfoque que se propone es de tipo cualitativo - cuantitativo (mixto) ya que si bien la optimización se realiza sobre la base de un análisis numérico que responde a factores económicos como VAN y TIR, también se obtienen deducciones generadas en base a comparaciones entre pozos con características parecidas y que no se sustentan de manera numérica.

El éxito del TIC se sustenta en la correcta interpretación de la información a partir del análisis del rendimiento del pozo, comparación con casos similares, estudios realizados con anterioridad, etc. El desarrollo del componente se simplifica en 6 pasos que se explican a continuación:

1. **Análisis Bibliográfico:** se detalla el Marco Teórico del TIC y conceptos básicos para la correcta interpretación de la información.
2. **Minería de Información:** búsqueda de información necesaria para el análisis de los pozos de la Plataforma “Y” en el Campo “X”; se desarrolló en los servidores de la Empresa Prestadora de Servicios “T” que actualmente opera los pozos. De los servidores se obtuvo material importante, como:
  - Reportes finales de perforación
  - Sumarios de actividades de los eventos de perforación, completación y reacondicionamiento
  - Registros eléctricos
  - Registros de cemento
  - Historial de producción completo
  - Resultados de Pruebas de Presión
  - Resultados de Pruebas PVT
  - Sumarios Petrofísicos
  - Esquemas mecánicos

- 3. Uso de Herramientas de Ingeniería:** se utilizan herramientas matemáticas para el tratamiento de la data seleccionada para poder entender el comportamiento del pozo. Herramientas como:
  - Curva de Rendimiento del Pozo
  - Curvas Chan
  - Gráficas de propiedades versus tiempo para entender a través del tiempo del cambio de una característica específica.
- 4. Análisis e Interpretación de Datos:** se procesa la data específica para cada pozo; aquí es donde se describen los retos importantes de cada pozo para su producción ideal.
- 5. Proposición de escenario:** después de interpretar la información, se proponen soluciones técnicas que puedan ser aplicadas en los pozos para mejorar la producción.
- 6. Análisis Económico:** para optimizar un pozo se requiere demostrar que los escenarios planteados sean técnica y económicamente rentables; por lo tanto, el paso final del TIC es determinar, con el uso de índices financieros como el VAN y el TIR, si la propuesta es rentable.

En este capítulo 2 se muestra el procedimiento descrito mediante un análisis general para todos los pozos, y de forma secuencial y minuciosa para los pozos Y-03 y Y-05.

## **2.1 Análisis General**

Se resumió en tablas y figuras la información disponible de cada pozo relacionada a: Reportes Finales de Perforación, Programas de Workover, Diagramas Finales de los Estados Mecánicos de los Pozos, Sumario de Operaciones de Perforación, Sumarios de Completación, Sumarios de Operaciones sin Torre de Reacondicionamiento, Sumarios de Workovers, Registros Eléctricos, Registros de Cemento, Historial de Producción, Pruebas PVT, Pruebas de Presión. A modo de ejemplo, un resumen general por pozo se presenta en la sección 2.2. El análisis de la información disponible que se realiza en cada pozo es fundamental previo al diseño de escenarios de optimización; de esta forma, las opciones que se propongan están fundamentadas en las condiciones actuales/reales del pozo, y demostrado técnica y económicamente la optimización de los pozos. En la Tabla 2.1 se resume información general de los pozos seleccionados en este TIC.

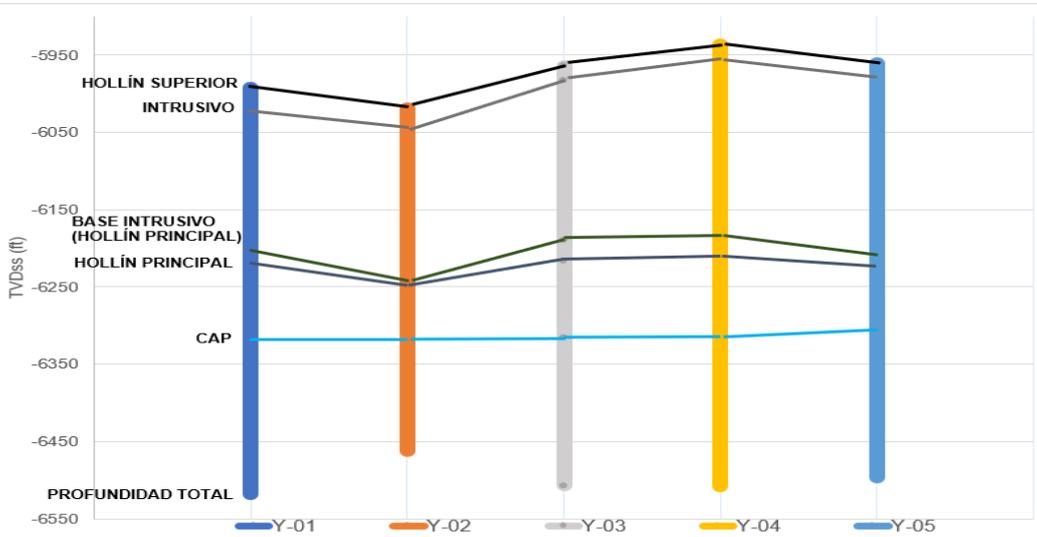
**Tabla 2.1** Información General de los Pozos Seleccionados

<b>Pozo</b>	<b>Y-01</b>	<b>Y-02</b>	<b>Y-03</b>	<b>Y-04</b>	<b>Y-05</b>	<b>Y-06</b>
<b>Estado</b>	Productor Activo	Productor Activo				
<b>Tipo</b>	Desarrollo	Desarrollo	Desarrollo	Desarrollo	Desarrollo	
<b>Objetivo Principal</b>	Hollín Principal	Hollín Principal	Hollín Principal	Hollín Superior (Mareal)	Hollín Principal	Hollín Superior (Mareal)
<b>Objetivo Secundario</b>	Napo "T"	Napo "T"	Napo "T"	Arenisca "T" Principal	Arenisca "T" Principal	
<b>Perfil del Pozo</b>	Direccional Tipo "J Modificado"	Vertical				
<b>Tipo de L.A.</b>	BES	BES	BES	BES	BES	BES
<b>Profundidad Total MD (ft)</b>	8180	8330	8450	8850	8840	9820
<b>Profundidad Total TVD (ft)</b>	7855	7800,59	7845,12	7845,61	7835,03	9820
<b>Profundidad Objetivo Principal TVD (ft) – Tope</b>	7541,45	7585,45	7554,45	7522,45	7546,45	
<b>Profundidad Objetivo Principal MD (ft) – Tope</b>	7865,79	8107,74	8145,6	8505,04	8542,99	
<b>Máxima Inclinación (Deg)</b>	24,15°	28,04°	28,21°	36,93°	40,44°	
<b># BHA's Usados</b>	7	6	5	8	6	
<b>Broca Usada (Sección 16")</b>	Tricónica	Tricónica	Tricónica	Tricónica	Tricónica	
<b>Broca Usada (Otras Secciones)</b>	PDC	PDC	PDC	PDC	PDC	
<b>Workovers</b>	Ninguno	1 (Año 2021)	1 (Año 2022)	Ninguno	Ninguno	4
<b>Rigless Operations</b>	2 (Año 2022)	Ninguno	Ninguno	1 (Año 2022)	Ninguno	1

Fuente: (EMPRESA PRESTADORA DE SERVICIOS "T", 2022)

Elaborado por: Jarrín, 2023

A partir del Reporte Final de Perforación, se correlacionaron los topes de las principales formaciones; en la Figura 2.1 el esquema de los pozos de vista frontal, tomar en cuenta que no se toma en cuenta la trayectoria de los pozos.



**Figura 2.1** Esquema que relaciona la profundidad de las formaciones para cada pozo

**Fuente:** (EMPRESA PRESTADORA DE SERVICIOS “T”, 2022)

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

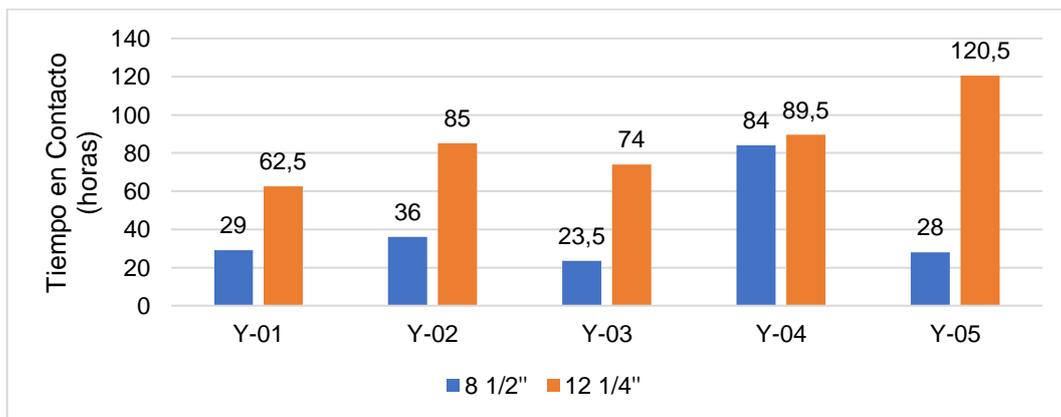
En el análisis de la información disponible, se necesitó información de:

### Fluidos de Perforación

Es el primer paso de recolección de información para un proyecto de optimización, y se enfoca en los parámetros que afectan a la producción de petróleo. El ingreso de fluidos de perforación afectan a la formación, directamente al daño mecánico.

### Tiempo de Contacto

Para los pozos seleccionados, en la Figura 2.2 se visualiza el tiempo que estuvo en contacto el lodo de perforación con la cara de la arena productora Hollín (en azul) y para el objetivo secundario en la Arenisca “T” Principal (en naranja).



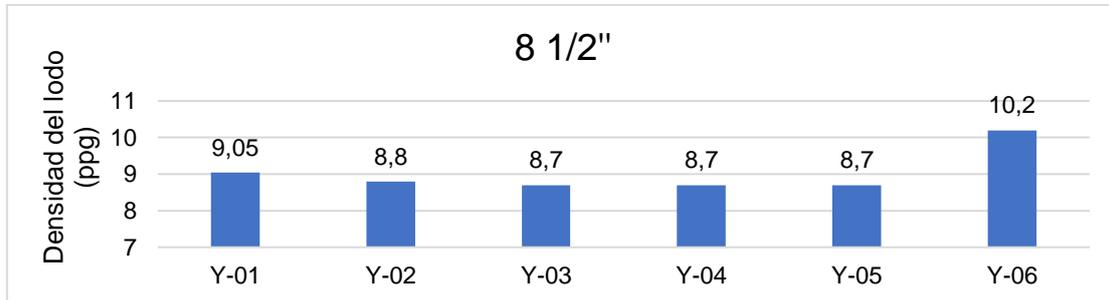
**Figura 2.2** Tiempo de Contacto entre el Fluido de Perforación y la Cara de la Arena Productora

**Fuente:** (EMPRESA PRESTADORA DE SERVICIOS “T”, 2022)

Elaborado por: Jarrín, 2023

### Peso del Lodo

En la Figura 2.3 se muestran los pesos de los lodos utilizados para la sección de 8 1/2" para los pozos seleccionados.



**Figura 2.3** Pesos de los Lodos utilizados en la Sección de 8 1/2"

Fuente: (EMPRESA PRESTADORA DE SERVICIOS "T", 2022)

Elaborado por: Jarrín, 2023

### Lechada de Cemento

#### Peso de la Lechada

Una inadecuada formulación de la lechada de cemento en las secciones de las arenas prospectivas coadyuba al aumento del daño de formación. En la Tabla 2.2 se observan los pesos de lechada utilizadas en los pozos seleccionados.

**Tabla 2.2** Peso de la Lechada utilizada en los pozos seleccionados

Sección	8 1/2"			12 1/4"	
	Removedora	Lead	Tail	Lead	Tail
Pozo	Densidad (ppg)				
Y-01	13	16	17,5	13,5	15,8
Y-02	12	15,8	16,5	13,5	15,8
Y-03	13,5	16	17	13,5	15,6
Y-04	12	16	16,5	13,5	15,8
Y-05	12	16	16,5	13,5	15,8

Fuente: (EMPRESA PRESTADORA DE SERVICIOS "T", 2022)

Elaborado por: Jarrín, 2023

### Perforación en Sobrebalance

A continuación se presenta el diferencial de presión con el que se perforó en los pozos del Campo "X". Los cálculos paso a paso se muestran en el Anexo I.

**Tabla 2.3** Diferencial de Presión Pozo – Cara de la Arena

Pozo	$\Delta P1$	$\Delta P2$	$\Delta P3$	$\Delta P4$
Y-01	282	283	284	
Y-02	185	185		
Y-03	144	145	144	145
Y-04	144			
Y-05	144	145		
Y-06	737			

Fuente: (EMPRESA PRESTADORA DE SERVICIOS "T", 2022)

Elaborado por: Jarrín, 2023

## Resultados de Registros Eléctricos a Hueco Abierto

El análisis de los registros a hueco abierto permiten la cuantificación de reservas de un intervalo productor; a partir del estudio de los registros eléctricos se determinan: zonas prospectivas, porosidad, permeabilidad, saturación de agua, arcillosidad de la formación, contacto agua petróleo, etc.

La empresa prestadora de servicios hace la distinción para sumario del reservorio y del pago neto según los límites a continuación:

**Reservorio:** Porosidad > 8%, volumen de arcilla < 50%. (Disparado en Y – 04, Y – 05 (Intervalo Superior y Y – 06)

**Pago Neto:** Porosidad > 8%, volumen de arcilla < 50% y saturación de agua < 50%. (Disparado en Y – 01, Y – 02 y Y – 03)

## Permeabilidad Efectiva

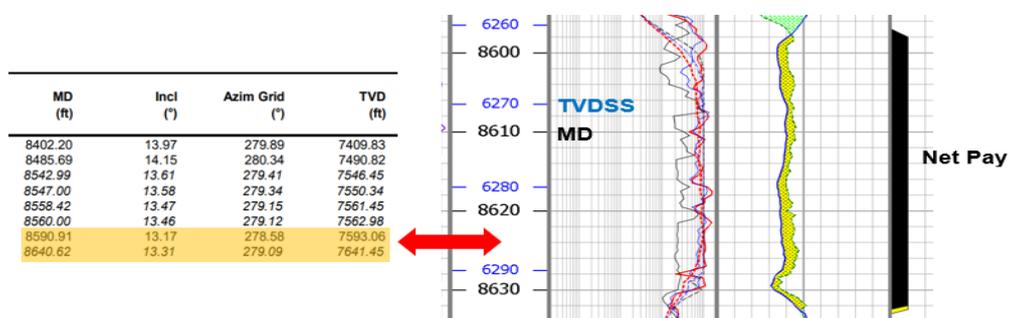
La permeabilidad efectiva ( $k_e$ ) se determinó con la relación empírica que se expresa a continuación.

$$\frac{k_e \text{ determinada de BUP (Pozo Y - 06)}}{k_a \text{ determinada con registros eléctricos (Pozo Y - 06)}} = \frac{211 \text{ mD}}{788,047 \text{ mD}} = 0,27$$

$$\frac{k_e}{k_a} = 0,27 \dots \dots \dots \text{Ecuación 2.1}$$

## Net Pay

Los valores del espesor de la zona de pago se determinaron mediante la interpretación petrofísica de los registros eléctricos. Como las interpretaciones de los pozos se encontraban en MD, se emplearon los reportes finales de perforación y el ángulo de inclinación del survey para calcular el TVD para cada espesor.



**Figura 2.4** Fuentes para determinar el Espesor Net Pay en TVD  
**Fuente:** (EMPRESA PRESTADORA DE SERVICIOS “T”, 2022)  
**Elaborado por:** Jarrín, 2023

En la Tabla 2.4 el reporte petrofísico de los pozos seleccionados.

**Tabla 2.4** Sumario Petrofísico de los Pozos Seleccionados

Pozo	Intervalo Disparado				Intervalo TVD (ft)	Sumario del Reservorio				Sumario Zona de Pago						
	MD/TVD	Tope (ft)	Base (ft)	Long. (ft)		$\phi$ (Frac.)	$S_w$ (Frac.)	$V_{day}$ (Frac.)	k (mD)	$\phi$ (Frac.)	$S_w$ (Frac.)	$V_{day}$ (Frac.)	k (mD)	$k_g$ (mD)	$h_{net\ Pay}$ (ft)	
Y-01	TVD	7552,62	7558,61	5,99	Todo	0,146	0,445	0,376	421,235	0,155	0,435	0,373	559,498	149,806	75,98	
	MD	7877	7883	6		0,155	0,326	0,165	633,147	0,156	0,321	0,164	643,711	172,354		
	TVD	7567,61	7593,61	26	Todo	0,155	0,326	0,165	633,147	0,156	0,321	0,164	643,711	172,354		
	MD	7892	7918	26		0,125	0,505	0,259	181,833	0,125	0,422	0,271	177,474	47,519		
	TVD	7601,61	7611,6	9,99	De 7605,96 a 7614,66	0,177	0,352	0,11	838,161	0,177	0,342	0,108	847,004	226,786		46,37
	MD	7926	7936	10		0,162	0,354	0,112	569,208	0,163	0,314	0,11	573,208	153,477		
Y-02	TVD	7557,99	7574,47	16,48	Todo	0,162	0,354	0,112	569,208	0,163	0,314	0,11	573,208	153,477	87,33	
	MD	8149	8166	17		0,162	0,354	0,112	569,208	0,163	0,314	0,11	573,208	153,477		
	TVD	7577,14	7586,11	8,97	Todo	0,162	0,354	0,112	569,208	0,163	0,314	0,11	573,208	153,477		
	MD	8168,75	8178	9,25		0,162	0,354	0,112	569,208	0,163	0,314	0,11	573,208	153,477		
	TVD	7592,89	7597,72	4,83	Todo	0,162	0,354	0,112	569,208	0,163	0,314	0,11	573,208	153,477		
	MD	8185	8190	5		0,16	0,657	0,206	1067,53	0,151	0,471	0,273	821,126	219,857		
Y-03	TVD	7597,72	7616,84	19,12	Todo	0,21	0,786	0,227	1107,23	0,152	0,424	0,142	338,707	90,689	51,59	
	MD	8190	8211	21		0,177	0,26	0,127	641,456	0,177	0,26	0,127	644,835	172,655		
	TVD	7532,48	7552,02	19,54	Todo	0,153	0,551	0,214	482,018	0,168	0,422	0,134	788,047	211,000		
	MD	8516	8537	21		0,16	0,657	0,206	1067,53	0,151	0,471	0,273	821,126	219,857		
	TVD	7557,15	7574,66	17,51	Todo	0,177	0,26	0,127	641,456	0,177	0,26	0,127	644,835	172,655		
	MD	8554	8572	18		0,153	0,551	0,214	482,018	0,168	0,422	0,134	788,047	211,000		
Y-04	TVD	7601,92	7622,36	20,44	Todo	0,177	0,26	0,127	641,456	0,177	0,26	0,127	644,835	172,655	56	
	MD	8600	8621	21		0,153	0,551	0,214	482,018	0,168	0,422	0,134	788,047	211,000		
	TVD	7588	7588	12	Todo	0,153	0,551	0,214	482,018	0,168	0,422	0,134	788,047	211,000		
	MD	8600	8621	21		0,153	0,551	0,214	482,018	0,168	0,422	0,134	788,047	211,000		
	TVD	7588	7588	12	Todo	0,153	0,551	0,214	482,018	0,168	0,422	0,134	788,047	211,000		
	MD	8600	8621	21		0,153	0,551	0,214	482,018	0,168	0,422	0,134	788,047	211,000		
Y-05	TVD	7588	7588	12	Todo	0,153	0,551	0,214	482,018	0,168	0,422	0,134	788,047	211,000	56	
	MD	8600	8621	21		0,153	0,551	0,214	482,018	0,168	0,422	0,134	788,047	211,000		
	TVD	7588	7588	12	Todo	0,153	0,551	0,214	482,018	0,168	0,422	0,134	788,047	211,000		
	MD	8600	8621	21		0,153	0,551	0,214	482,018	0,168	0,422	0,134	788,047	211,000		
	TVD	7588	7588	12	Todo	0,153	0,551	0,214	482,018	0,168	0,422	0,134	788,047	211,000		
	MD	8600	8621	21		0,153	0,551	0,214	482,018	0,168	0,422	0,134	788,047	211,000		
Y-06	TVD	7588	7588	12	Todo	0,153	0,551	0,214	482,018	0,168	0,422	0,134	788,047	211,000	56	
	MD	8600	8621	21		0,153	0,551	0,214	482,018	0,168	0,422	0,134	788,047	211,000		
	TVD	7588	7588	12	Todo	0,153	0,551	0,214	482,018	0,168	0,422	0,134	788,047	211,000		
	MD	8600	8621	21		0,153	0,551	0,214	482,018	0,168	0,422	0,134	788,047	211,000		
	TVD	7588	7588	12	Todo	0,153	0,551	0,214	482,018	0,168	0,422	0,134	788,047	211,000		
	MD	8600	8621	21		0,153	0,551	0,214	482,018	0,168	0,422	0,134	788,047	211,000		

Fuente: (EMPRESA PRESTADORA DE SERVICIOS “T”, 2022)

Elaborado por: Jarrín, 2023

### Análisis PVT

En la Tabla 2.5 se resumen resultados relevantes para este trabajo considerando que algunos valores se obtuvieron mediante interpolación para obtener resultados exactos para la presión del yacimiento y la gravedad API.

**Tabla 2.5** Propiedades PVT de los pozos de la Plataforma “Y” del Pozo “X”

Pozo	Y-01	Y-02	Y-03	Y-04	Y-05	Y-06
$p_{ws}$ [psia]	3276	3292	3272	3259	3279	3281
$\beta_o$ [bbl/STB]	1,049	1,049	1,049	1,049	1,049	1,049

$\mu_g$	[cP]	0,0318	0,0319	0,0318	0,0317	0,0318	0,0319
$\beta_g$	[ft3/scf]	0,0055	0,0054	0,0055	0,0055	0,0054	0,0054
<b>z</b>	[adimensional]	0,750	0,751	0,749	0,748	0,750	0,750
<b>R<sub>s</sub></b>	[scf/STB]	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5
<b>API</b>	[°API]	15,4	15,6	15,5	16	15,7	14,9
<b>Salinidad</b>	[ppm]	275	160	850	250	290	230
$\mu_o$	[cP]	126	116	121	95	110	155

**Fuente:** (EMPRESA PRESTADORA DE SERVICIOS “T”, 2022)

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

Para el Campo “X”, la temperatura se determinó utilizando la ecuación:

$$T_{yac} = -0,01052964 \times Prof + 116,363062 \dots \dots \dots \text{Ecuación 2.2}$$

Donde:

**T<sub>yac</sub>**: Temperatura del yacimiento, °F; **Prof**: Profundidad del yacimiento, pies (SSTVD)

En la Tabla 2.6 se presenta la temperatura de los pozos de este trabajo, determinada en el punto medio de la zona cañoneada.

**Tabla 2.6** Temperatura de Yacimiento a Punto Medio de Perforados

<b>Pozo</b>	<b>Punto Medio SSTVD</b>	<b>T<sub>yac</sub></b>
	<b>[ft]</b>	<b>[°F]</b>
Y-01	-6243,485149	182,10471
Y-02	-6279,595959	182,48495
Y-03	-6233,602927	182,00066
Y-04	-6203,8	181,68684
Y-05	-6251,305	182,18705
Y-06	-6300	*182,6998

**Fuente:** (EMPRESA PRESTADORA DE SERVICIOS “T”, 2022)

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

\*Se usa la temperatura determinada al datum (del informe PVT) ya que no se dispone del survey del pozo.

## Resumen

En la Tabla 2.7 se resume, el análisis realizado antes de la etapa de proposición de escenarios para optimizar la producción de los pozos.

**Tabla 2.7 Resumen General**

Pozo		Y-01	Y-02	Y-03	Y-04	Y-05	Y-06
Perforación	Tiempo en Contacto Arena - Fluido de Perforación (sección 8 1/2") [horas]	29	36	23,5	84	28	-
	Peso de Lodo (sección 8 1/2") [ppg]	9,05	8,8	8,7	8,7	8,7	10,2
	Presión en Sobrebalance (sección 8 1/2") [psi]	283	185	144,5	144	144,5	737
Completación	Arena	Hollín Principal	Hollín Principal	Hollín Principal	Hollín Superior (Mareal)	Hollín Principal	Hollín Superior (Mareal)
	Tipo	Cased Hole ("Y tool)	Cased Hole (Simple)	Cased Hole ("Y" tool)	Cased Hole (Sistema Hidroselectivo)	Cased Hole (Simple)	Cased Hole (Simple)
Registros Eléctricos	De acuerdo a comparación de Registros Resistivos ( $R_t - R_{xo}$ ) ¿Existe invasión?	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Registros de Cemento	Estado del cemento	Buen estado de cemento	Buen estado de cemento	Posible Canalización antes de WO	Buen estado de cemento	Posible Canalización	No se dispone del registro
Pruebas de Presión	Interpretación	-	Toma de 20 puntos de presión (gradiente de presión menor al gradiente de presión del agua) (Año 2021)	-	-	-	<b>s=-3,88 (Año 2007)</b>
PVT	Viscosidad [ $\mu$ ]	126	116	121	95	110	155
	API	15,4	15,6	15,5	16	15,7	14,9
	Tipo de Crudo	Pesado	Pesado	Pesado	Pesado	Pesado	Pesado
Historial de Producción	BSW (%)	95	96	98	84	98	98
	Gráficas Chan	Posible Canalización	Normal	Posible Canalización antes de WO	Conificación (a partir de RLO)	Posible Canalización	Normal
	Tipo de Declinación	Exponencial	Exponencial	Exponencial	Exponencial	Exponencial	Exponencial
	Caudal de Fluido Medido $q_f$ [bfpd]	2169	782	3112	1050	1486	1709
	Caudal de Petróleo Actual $q_o$ [boppd]	105	30	61	164	29	33
	Skin Total	26	34	1	24	26,2	11
	Skin Mecánico	12	15	-2	0	18,0	<b>-3</b>

**Elaborado por: Jarrín, 2023**

En este trabajo, a modo de ejemplo, se muestra la adquisición de datos, el uso de las herramientas de ingeniería, el análisis económico, se realizó de manera completa para los pozos Y-03 y Y-05. Para los otros pozos se muestra el análisis más importante para sugerir las opción de reacondicionamiento adecuada. El resumen de operaciones de perforación, completación, reacondicionamiento, análisis de registro a hueco abierto, de

registro mud logging, de registros de cementación y análisis de pruebas de presión se resume en la Tabla 2.7 y se amplía en Anexos.

## 2.2 Análisis por Pozo

En la Tabla 2.8 consta el orden del análisis por pozo y depende de la factibilidad de su optimización; que estaría condicionada por falta de información, por resultados no concluyentes o por falta de pruebas experimentales con las que se pueda hacer una comparación de posibles resultados.

**Tabla 2.8** Orden de acuerdo a la Factibilidad de Implementación

#	Pozo
1	Y-03
2	Y-05
3	Y-01
4	Y-02
5	Y-04
6	Y-06

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

### **Pozo Y-03**

El Pozo Y-03 se reporta como resultado exitoso del análisis, ya que el estudio realizado para el pozo se llevó a la práctica a finales de noviembre del año 2022 mediante reacondicionamiento. A continuación la evidencia donde se llega a la misma sugerencia de reacondicionamiento a la que llegó la empresa prestadora de servicios.

### **Perforación Y-03**

Las operaciones de perforación iniciaron en el año 2021 y finalizaron 10,7 días después, se optimizaron los tiempos de perforación ya que el tiempo planeado fue de 16 días.

Se utilizó BHA direccional # 1 (broca tricónica) para perforar la sección de 16 in desde 42 ft hasta 564 ft. Después, se cambia a broca PDC y bajó con BHA # 2 hasta 4470 ft, se realizó drill out y se perfora hasta 7909 ft con BHA # 3 la sección de 12 ¼ in, continúa con BHA # 4 hasta 8110 ft. El BHA # 5 con broca de 8 ½ in llega hasta 8450 ft. Se baja liner de 7 in P-110, 26 lb/ft BTC-TXP hasta 8100 siendo la profundidad del zapato de 9 5/8 in situado a 8107 ft, por último se baja en hueco abierto liner de 7 in hasta 8448 ft, finalizando el evento de perforación.

La tubería de revestimiento en la Tabla 2.9.

**Tabla 2.9** Detalle de las Tuberías de Revestimiento para pozo Y-03

Y-03				
Nombre	Base MD (ft)	OD (in)	Grado	Peso (lb/ft)
<i>Casing Conductor</i>	42	20	K-55	94
<i>Casing Superficial</i>	4470	13 3/8	K-55	54,5 / 68
<i>Casing Intermedio</i>	8106,5	9 5/8	N-80	47
<i>Liner</i>	8448	7	P-110	26

**Fuente:** (EMPRESA PRESTADORA DE SERVICIOS "T", 2022)

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

### Completación Y-03

El pozo Y-02 inicia operaciones de completación en el año 2021 y finaliza 5,5 días después. Inicia bajando BHA # 1 de limpieza hasta el tope de cemento a 8345 ft. Se decide bajar herramienta para evaluación de cemento sin presión de 8344 ft a 8000 ft, y con presión de 600 psi de 8344 ft a 7000 ft. Se arma y carga cañones para disparar en el intervalo de 8190 ft – 8211 ft (21 ft) 5 dpp. En la segunda corrida de disparos el intervalo disparado es de 8185 ft a 8190 ft (5 ft) y de 8170 ft a 8178 ft (8 ft). La tercera corrida de disparos de 8149 ft a 8166 ft (17 ft). Finalmente se bajó BHA de producción en tubing de 3 ½" L-80, 9,3#, EU sobre equipo.

Los intervalos disparados en la Tabla 2.10.

**Tabla 2.10** Detalle de los Intervalos Disparados para el Pozo Y-03

Y-03				
Formación	Hollín	Hollín	Hollín	Hollín
<i>Tope MD (ft)</i>	8190	8185	8170	8149
<i>Base MD (ft)</i>	8211	8190	8178	8166
<i>Tope TVD (ft)</i>	7597,72	7592,89	7578,35	7557,99
<i>Base TVD (ft)</i>	7616,84	7597,72	7586,11	7574,47
<i>Longitud (ft)</i>	21	5	8	17
<i>Densidad (DPP)</i>	5	5	5	5
<i>Cargas</i>	MAX FORCE	MAX FORCE	MAX FORCE	MAX FORCE
<i>Fase</i>	72	72	72	72
<i>Penetración</i>	1,42	1,42	1,42	1,42
<i>Diámetro Disparo</i>	4,63	4,63	4,63	4,63

**Fuente:** (EMPRESA PRESTADORA DE SERVICIOS "T", 2022)

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

### Operaciones sin Torre de Reacondicionamiento Y-03

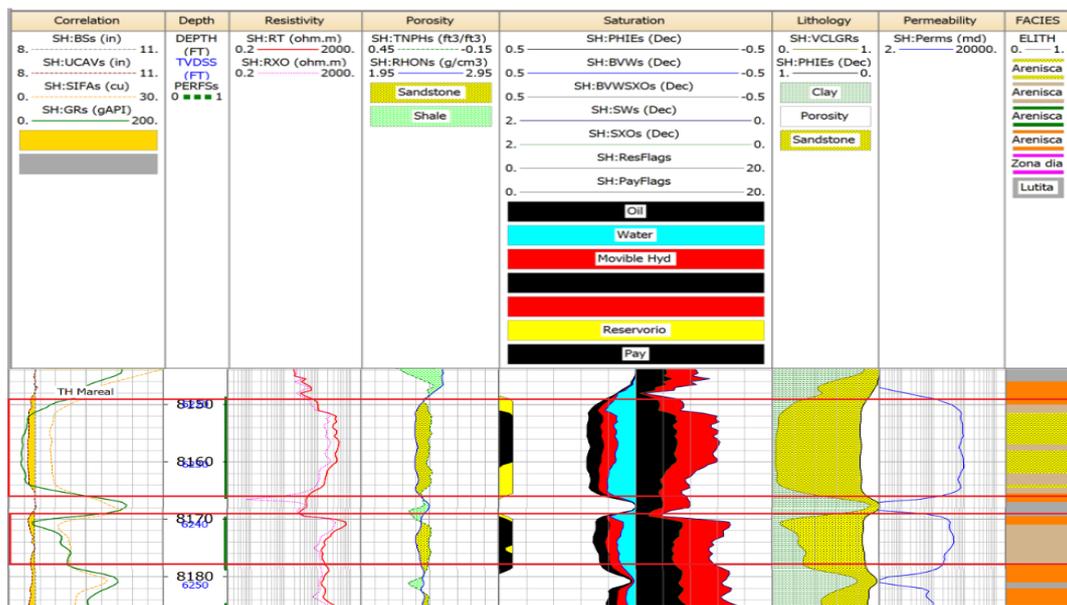
Sin intervención.

### Workover Y-03

El reacondicionamiento se realiza a finales del 2022 y tiene como objetivo tomar registro de cemento ultrasónico y dependiendo del resultado realizar un squeeze del intervalo inferior y redisparar la zona de interés. Se toman registros: USIT-CBL-GR y CCL. Se realiza prueba de inyektividad en los intervalos de 8238 ft a 8242 ft (4 ft), de 8264 ft a 8268 ft (4 ft) y de 8185 ft a 8211 ft. Se trabaja con gradiente de 0,65 psi/ft. Se decide hacer el squeeze en estas zonas. Finalmente redispara los intervalos 8149 ft a 8166 ft (17 ft) y de 8168,75 ft a 8176,75 ft (8 ft) con cargas de alta penetración.

### Análisis Registros a Hueco Abierto Y-03

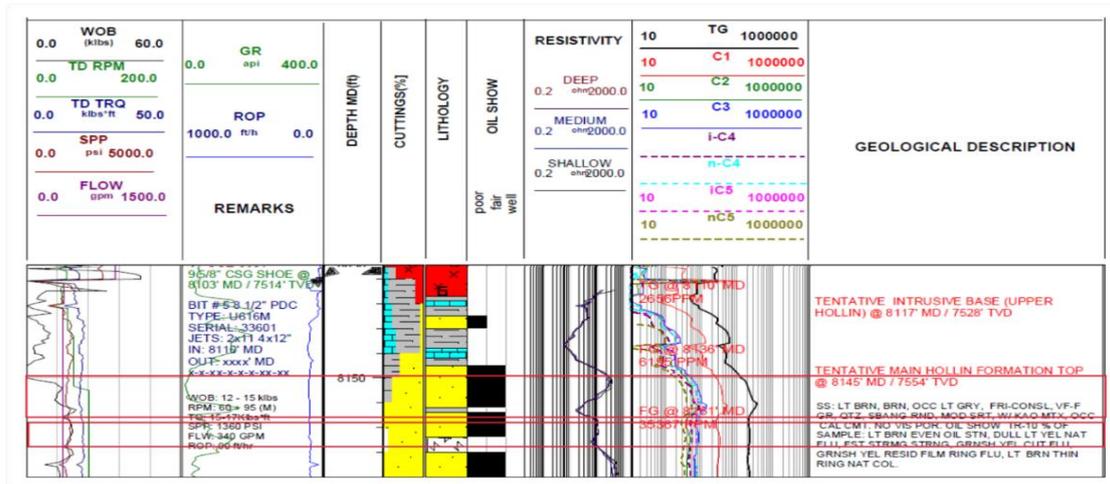
En ambos intervalos se observa Rt (línea roja continua) mayor a Rxo (línea rosa punteada), que se cualifica como posible invasión de fluidos a la formación. A la profundidad de 8151 ft MD se observa que ambas curvas se juntan, se infiere que tiene que ver con un cambio litológico y de fluidos al observar mayor arcillosidad y mayor saturación de agua en ese punto.



**Figura 2.5** Registros Eléctricos del Pozo Y-03  
**Fuente:** (Empresa Prestadora de Servicios “T”, 2022)  
**Modificado por:** Jarrín, 2023

### Registro Mudlogging Y-03

En el primer intervalo disparado hasta la profundidad de 8160 ft MD se tiene una composición 80% arenisca y 20% formación arcillosa, a partir de ahí se tiene 100% arenisca. El segundo intervalo disparado se constituye de 90% arenisca y 10% de caolinita. Se observa presencia de caolinita desde 8120 hasta 8140 ft MD.



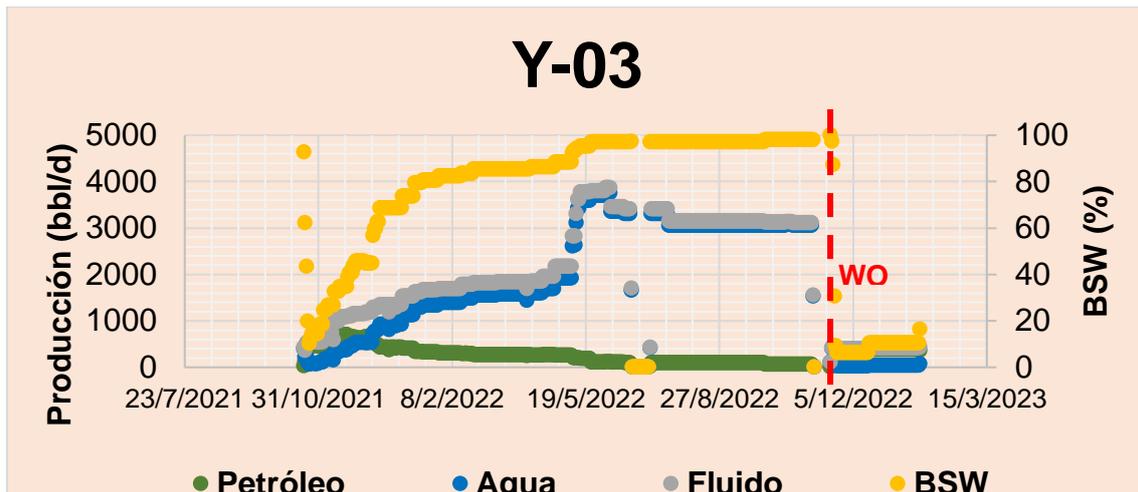
**Figura 2.6** Registro Mudlogging del Pozo Y-03

Fuente: (Empresa Prestadora de Servicios “T”, 2022)

Modificado por: Jarrín, 2023

### Historial de Producción Y-03

Hay una tendencia agresiva a aumentar el BSW durante los primeros 80 días a partir de completado el pozo llegando a un BSW de 80%, a partir de aquí el comportamiento de crecimiento de BSW es más lento alcanzando 98%. Se decide realizar un workover para aislar los intervalos inferiores y da excelentes resultados; el BSW se reduce de 98 a 16%.



**Figura 2.7** Historial de Producción del Pozo Y-03

Fuente: (EMPRESA OPERADORA T, 2022)

Elaborado por: Jarrín, 2023

### Análisis Registros de Cemento Y-03

#### Intervalos:

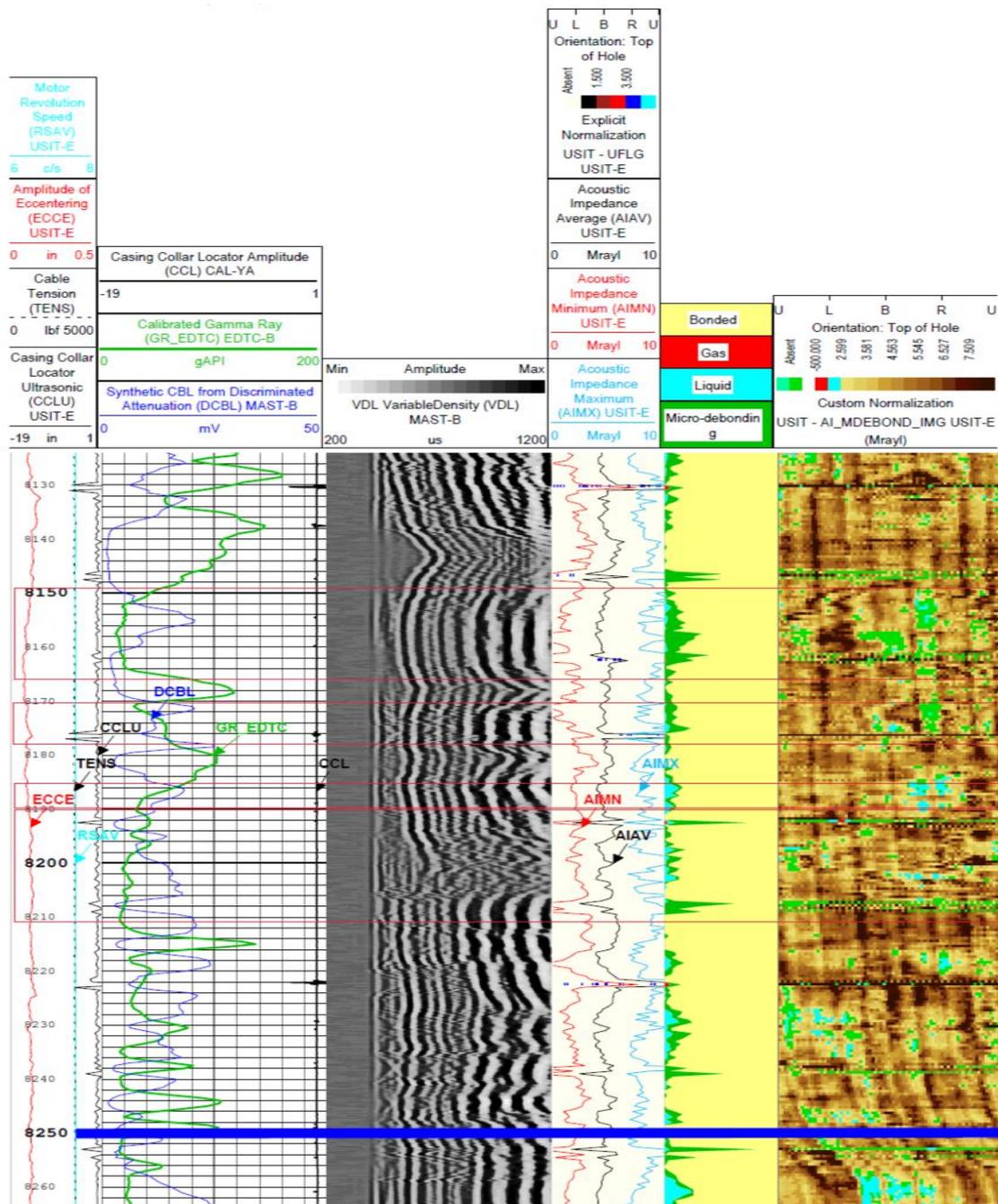
#1: 8149 – 8166 ft MD

#2: 8170 – 8178 ft MD

#3: 8185 – 8190 ft MD

#4: 8190 – 8211 ft MD

**CAP:** 8250 ft MD



**Figura 2.8** Registro de Cemento del Pozo Y-03 (aplicando 0 psi)

**Fuente:** (EMPRESA PRESTADORA DE SERVICIOS “T”, 2022)

**Modificado de:** (EMPRESA PRESTADORA DE SERVICIOS “T”, 2022)

**CBL (Intervalo #1):** se evidencia un pico de 21 mV a 8155 ft, sin embargo está rodeado tanto en la parte superior como inferior por 10 ft de una cementación de buena adherencia.

**CBL (Intervalo #2):** se evidencian dos picos que alcanzan 21 mV a 8171 y 25 mV a 8178 ft, la zona inferior a los disparos se muestra bastante variable teniendo intervalos en que se mantiene con más de 10 mV.

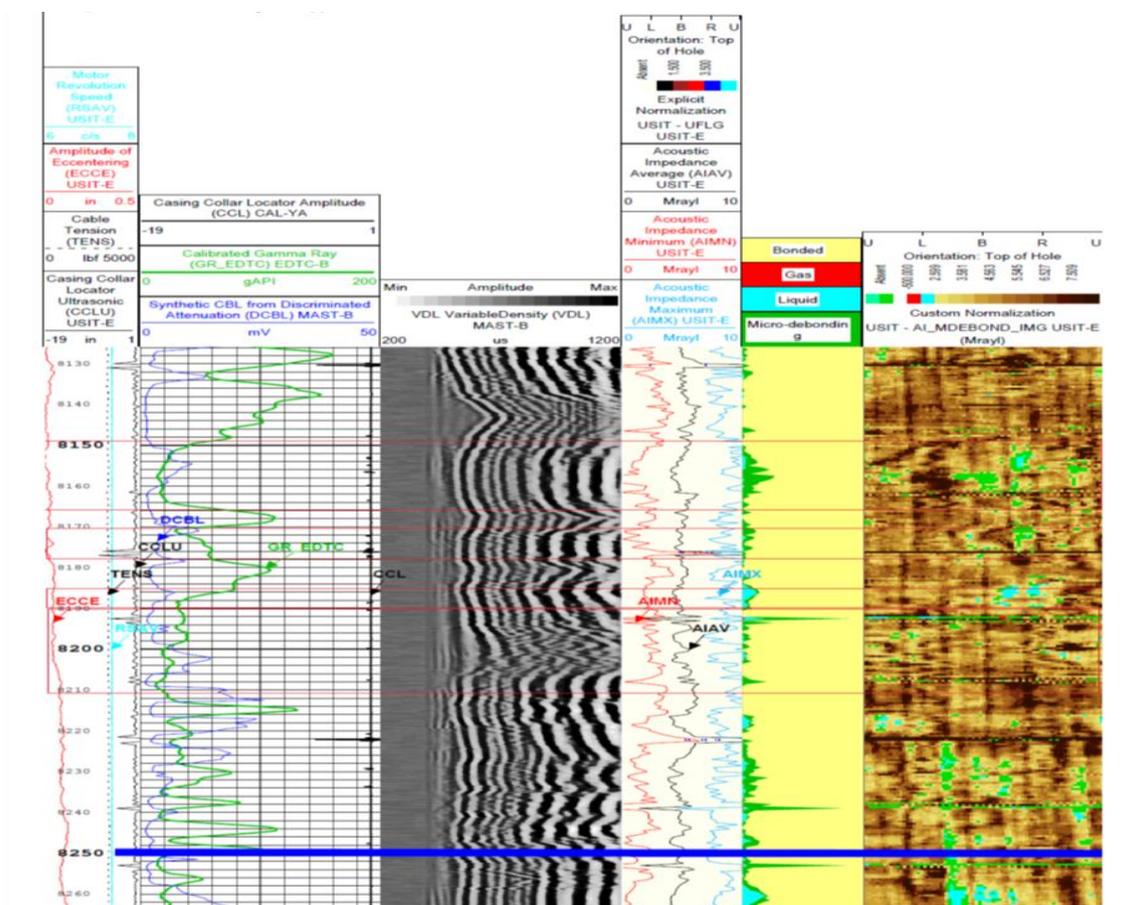
**CBL (Intervalo #3 y 4):** picos que superan los 20 mV, estos dos intervalos son los más problemáticos por su cercanía con el WOC. Ambos intervalos muestran altos valores de CBL; además, debajo de estas zonas se tiene una tendencia que muestra mala cementación casing-cemento.

**VDL (Intervalo #1, 2 y 3):** en estos intervalos se observan fuertes arribos desde la formación, la adherencia cemento formación parece ser buena.

**VDL (Intervalo #4):** se observan débiles arribos de formación, la adherencia cemento – formación parece no ser tan buena. Además, se observan fuertes arribos de casing que confirman lo observado por el CBL respecto a una pobre adherencia casing – cemento.

**Ultrasónico:** el cemento ultrasónico muestra una mancha considerable en el intervalo #1 (mancha verde en el centro), que corresponde a cemento contaminado y que puede tener que ver con lo mostrado por el CBL.

La zona encima del CAP muestra buena adherencia cemento – formación, sin embargo la adherencia casing-cemento es bastante irregular.



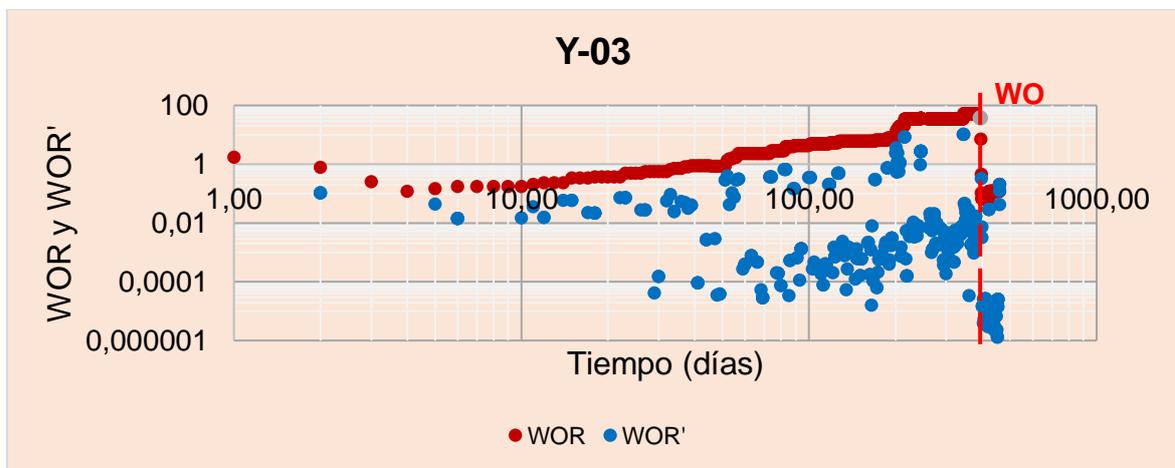
**Figura 2.9** Registro de Cemento del Pozo Y-03 (aplicando 600 psi)  
**Fuente:** (EMPRESA PRESTADORA DE SERVICIOS “T”, 2022)  
**Modificado de:** (EMPRESA PRESTADORA DE SERVICIOS “T”, 2022)

El registro aplicado 600 psi muestra una diferencia considerable, especialmente respecto a la medición de CBL, por tanto, existe posibilidad de canalización.

**Conclusión:** mala cementación en los intervalos #3 y 4, existe posibilidad de canalización.

### Curva de Diagnóstico de Chan Y-03

La curva WOR y WOR' tienen una pendiente positiva marcada que incrementa gradualmente, se puede inferir que hubo cierto grado de canalización hasta cuando se realiza el reacondicionamiento donde se aprecia que ambas curvas decaen agresivamente y el pozo vuelve a un estado estable sin aparente canalización, comunicación o conificación.



**Figura 2.10** WOR y WOR' versus Tiempo para el Pozo Y-03  
**Fuente:** (EMPRESA PRESTADORA DE SERVICIOS "T", 2022)  
**Elaborado por:** Jarrín, 2023

### Escenarios de Reacondicionamiento

En la Tabla 2.11 los problemas encontrados para el pozo Y-04 y las posibles opciones de reacondicionamiento que se consideraron antes de tomar una decisión para la optimización.

**Tabla 2.11** Problemas de Producción del Pozo Y-03

Pozo	Problema(s)	Señales	Medio de Identificación	Opción de Reacondicionamiento
Y-02	Alto corte de agua (BSW = 98%)	Incremento gradual del corte de agua	Historial de Producción	Inyección de Modificador de Permeabilidad Relativa.

	Crudo Pesado	API = 14,9 $\mu_o = 155$ cP	Prueba de Pozo	Inyección de Reductor de Viscosidad, Calentador de Fondo de Pozo
	Canalización	Mala cementación casing-cemento, Incremento gradual de WOR'.	Registros de Cemento, Curvas Chan.	Squeeze-cementing y redisparar en el intervalo superior

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

La estimulación matricial no se toma en cuenta ya que se determinó que el skin mecánico para este pozo es negativo (estimulado), y el daño total ( $s = 1$ ) está relacionado a daño geométrico debido a penetración parcial y la desviación del pozo. La evidencia del cálculo se muestra en Anexos IV.

La producción después de realizado el reacondicionamiento mejoró casi 586% como se determina en la Tabla 2.12.

**Tabla 2.12** Resultados del Reacondicionamiento realizado al Pozo Y-03

Pozo Y-03	Condiciones antes del reacondicionamiento	Condiciones después del reacondicionamiento
BSW [%]	98	16
Caudal de Petróleo [bppd]	61	357
Caudal de Fluido [bppd]	3112	425
Skin Total	1	11
Espesor disparado [ft]	48,19	25,45

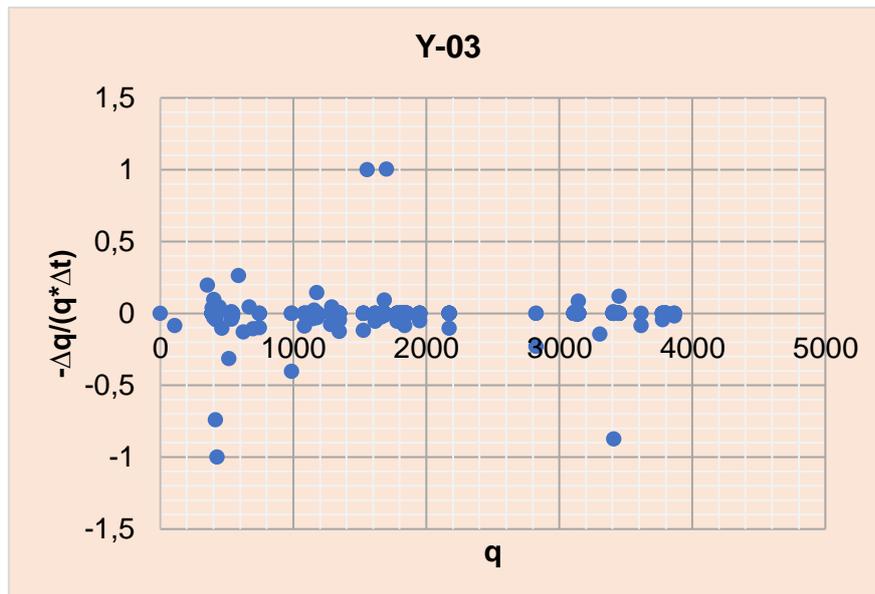
**Elaborado por:** Jarrín, 2023

### **Análisis Económico**

Con el nuevo caudal de petróleo producido se puede realizar una proyección del tiempo en que se recuperó la inversión y hasta cuándo será rentable.

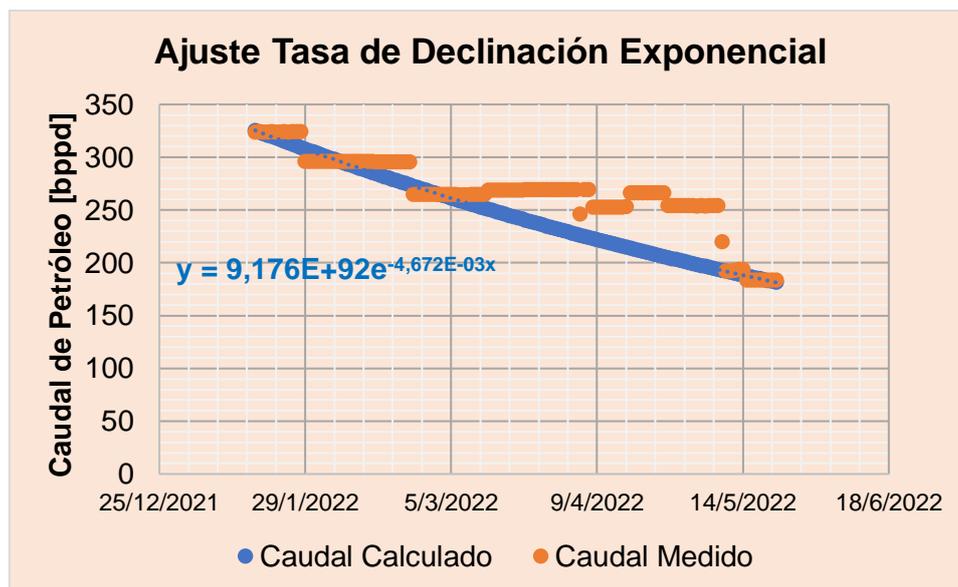
### Consideraciones

- El tipo de declinación para el Pozo Y-05 es Exponencial, así como se observa en la Figura 2.11. (Ver también Figura 1.14 del Marco Teórico).



**Figura 2.11** Tipo de Declinación Exponencial, Pozo Y-03

- La tasa de declinación diaria es 0,00467, valor determinado realizando un análisis de ajuste del tipo de declinación exponencial. La Figura 2.12 muestra el ajuste realizado entre la curva de producción real y la producción con la tasa de declinación determinada.



**Figura 2.12** Ajuste de la Tasa de Declinación para el Pozo Y-05

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

- De acuerdo a Suárez (2023), la Agencia de Regulación, Control y Energía de Recursos Naturales No Renovables recomienda considerar una tasa de actualización anual del 12% y una mensual del 1%.
- El caudal de abandono, facilitado por la Empresa Prestadora de Servicios, es de 20 bppd. **Es necesario indicar que el análisis financiero no se realiza hasta el**

**caudal de abandono**, el valor referencial permite saber hasta donde la Empresa Prestadora de Servicios le resulta económico seguir produciendo. El análisis Financiero para **todos los pozos del TIC se realiza en el intervalo de un año** ya que a partir de un año se empieza a tener incertidumbre en algunas variables, como por ejemplo el estado de la bomba.

- La inversión inicial para un trabajo de reacondicionamiento basado principalmente en un trabajo de squeeze (intervalo inferior) y redisparo (intervalo superior) fue establecida por la Empresa Prestadora de Servicios en un valor aproximado de US\$ 1.200.000 (un millón doscientos mil dólares).
- El costo operativo por barril de petróleo se fija en \$6,762 (valor bajo porque la generación eléctrica se realiza con crudo en lugar de diésel), valor facilitado por la Empresa Prestadora de Servicios.
- El castigo al crudo ecuatoriano se fija en US\$ 13,27 por barril, de acuerdo al artículo de Diario EL COMERCIO mostrado en su página web en marzo de este año.

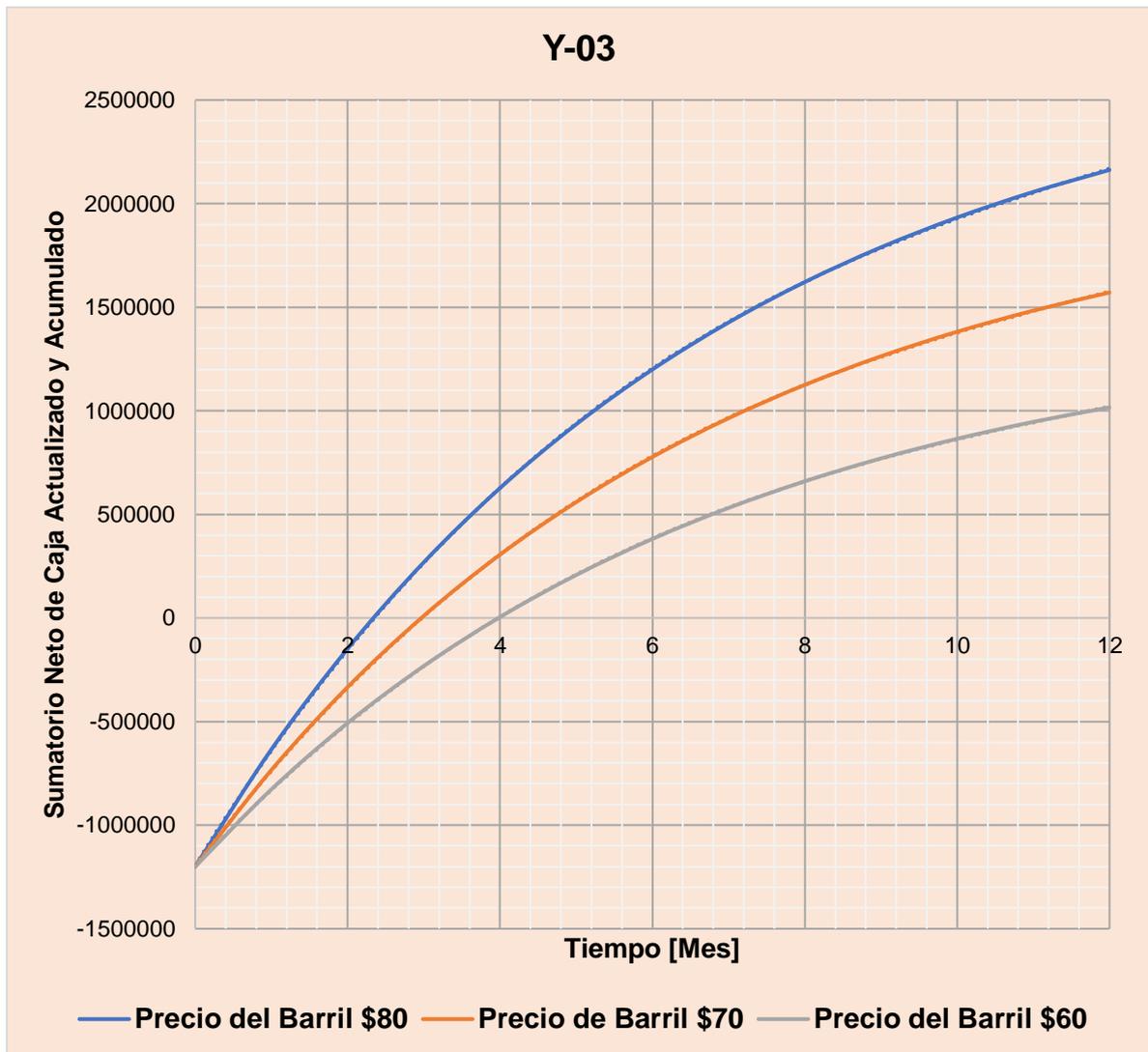
Se tomaron 3 escenarios, un escenario optimista donde el precio del barril está en \$80, un escenario intermedio con el precio del barril de petróleo a \$70 y un escenario pesimista con el precio del barril a \$60. Los resultados para un año de producción se muestran en la Figura 2.13.

Resultados para el Escenario Intermedio

**Tabla 2.13 Índices Financieros Pozo Y-03**

<b>Índice Financiero</b>	<b>Valor</b>	<b>Significado</b>
<b>Inversión Total [USD]</b>	1593475	
<b>VAN [USD]</b>	1571087	Se recupera la inversión inicial para la tasa del 1% requerida y además tiene un excedente de 1571087 dólares.
<b>TIR [%]</b>	25%	La tasa determinada es mayor a la tasa del 1% que se le está solicitando al proyecto.
<b>PRI [Mes]</b>	2,97	Antes del tercer mes se recupera la inversión.

**Elaborado por:** Jarrín, 2023



**Figura 2.13** Sumario Neto de Caja Pozo Y-03

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

### Conclusión

El escenario propuesto optimiza la producción y es rentable de acuerdo al análisis económico en el intervalo de 12 meses.

Los cálculos para el análisis financiero se encuentran en el Anexo IV.

### **Pozo Y-05**

El resumen de los eventos de perforación, completación y reacondicionamiento con y sin torre se encuentran en Anexos VI.

### **Análisis Registro a Hueco Abierto**

En ambos intervalos se observa  $R_t$  (línea roja continua) mayor a  $R_{xo}$  (línea negra continua), por tanto, se infiere invasión de fluido a la formación ocurrido durante el evento de perforación. La invasión de fluido durante la perforación nos puede dar un sentido para analizar como se generó el daño mecánico en la formación.

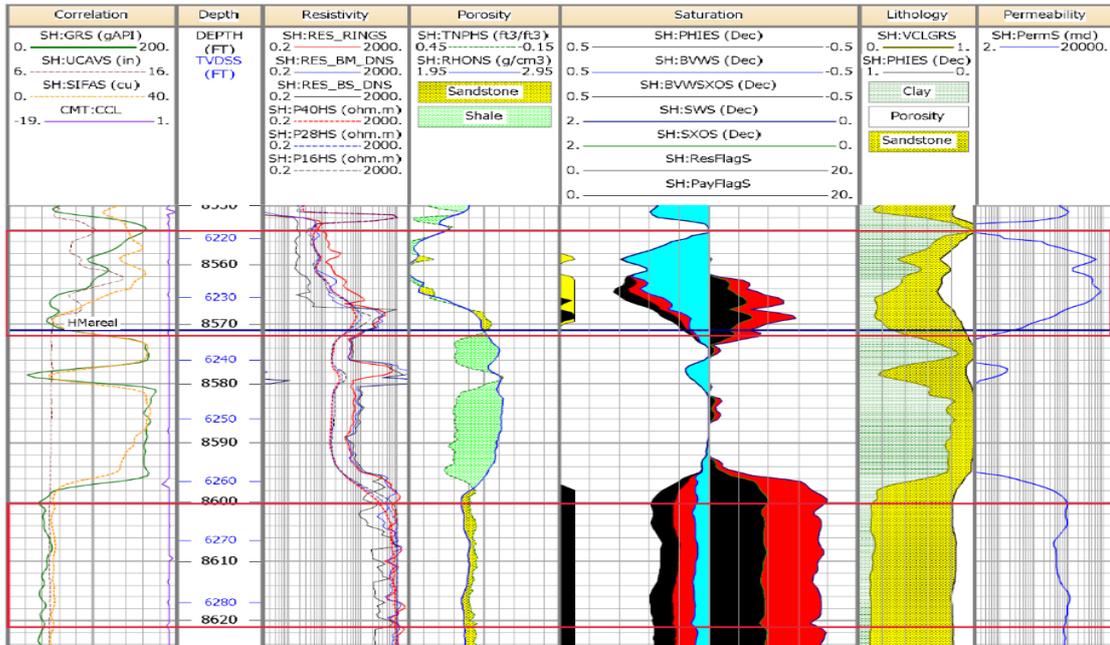


Figura 2.14 Registro Eléctrico del Pozo Y-05

Fuente: (Empresa Prestadora de Servicios "T", 2022)

Modificado por: Jarrín, 2023

### Registro Mudlogging

En el intervalo disparado superior (8554 – 8572 ft MD) se evidencia una composición del 60% arenisca y 40% arcilla con presencia de caolinita, mientras que el intervalo disparado más profundo (8600 – 8621 ft MD) se observa 100% arenisca.

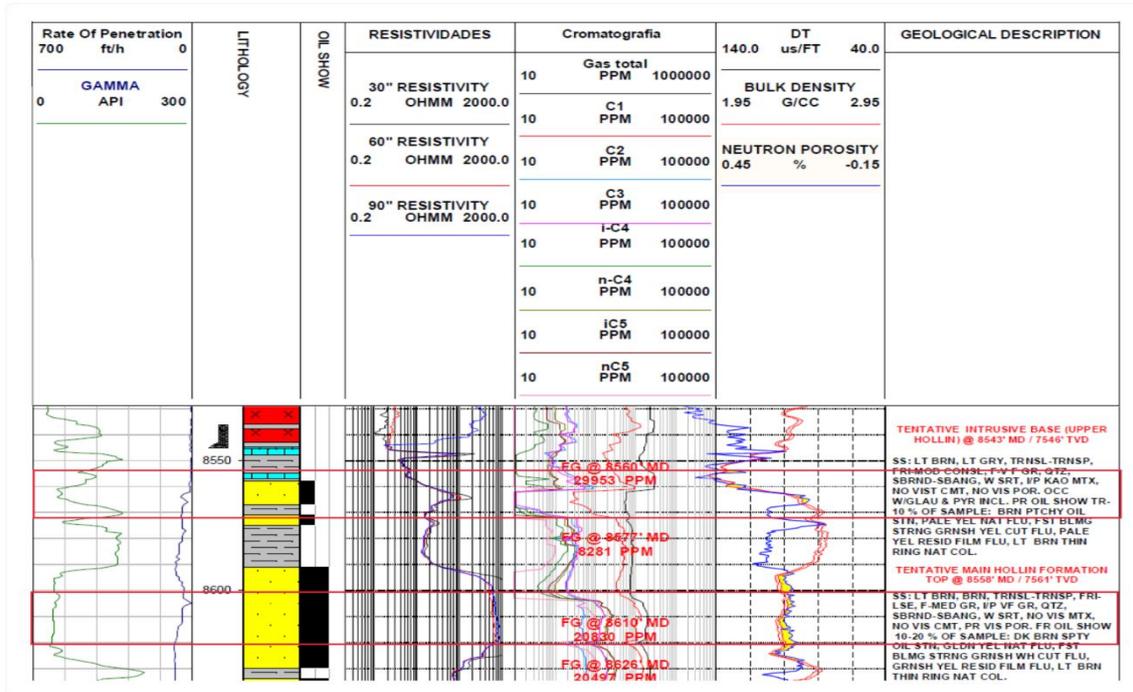


Figura 2.15 Registro Mud logging del Pozo Y-05

Fuente: (Empresa Prestadora de Servicios "T", 2022)

Modificado por: Jarrín, 2023

## **Análisis Registros de Cemento**

### **Intervalos:**

#1: 8554 – 8572 ft MD

#2: 8600 – 8621 ft MD

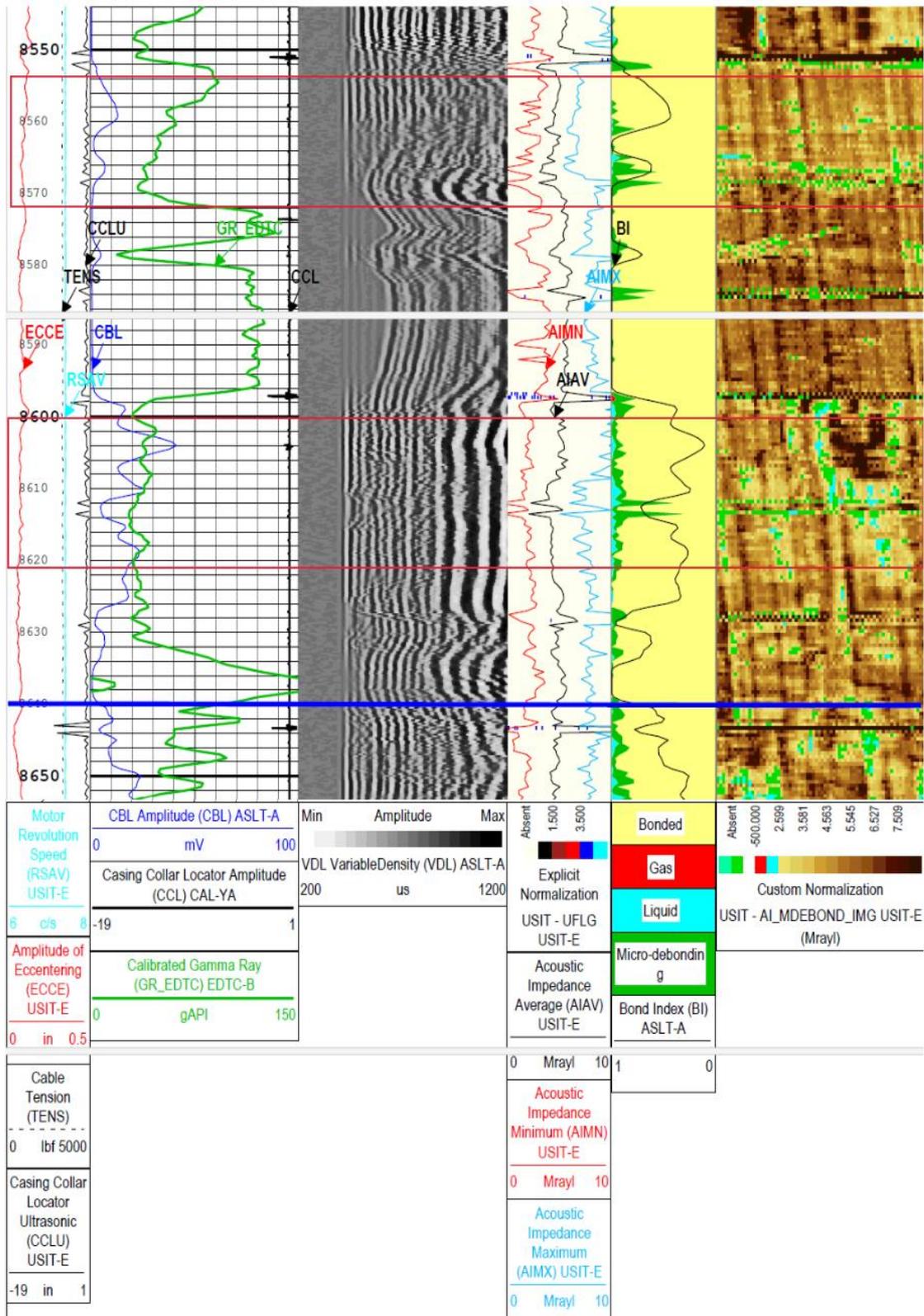
**CAP:** 8640 ft MD (determinado con registros eléctricos)

**CBL (Intervalo #1):** considerando que la escala del CBL está entre 0 y 100 mV, para el tramo superior se observa regular adherencia casing cemento sin embargo encima y debajo del intervalo disparado se tiene un buen sello. Se considera un buen sello cuando debajo y encima existe una cementación buena de al menos 10 ft respectivamente.

**CBL (Intervalo #2):** en todo el intervalo se observa inflexiones altas llegando a un pico de hasta 40 mV, debajo de la zona disparada se mantiene esta tendencia hasta 8624 ft MD. Debajo de 8624 ft hasta llegar al CAP a 8640 ft MD existe un buen sello. Sin embargo, si el CAP subió hasta 8624 ft MD existe la posibilidad de que se haya canalizado fluido.

**VDL (Intervalo #2):** se observan fuertes arribos de casing que confirman lo observado por el CBL respecto a una pobre adherencia casing – cemento y se tiene fuertes arribos de formación que indican buena adherencia cemento – formación.

**Ultrasónico:** se tiene una buena distribución de cemento para el primer intervalo, para el segundo, la calidad disminuye observándose manchas azules que corresponde a fluido que no se va a fraguar en el tiempo.

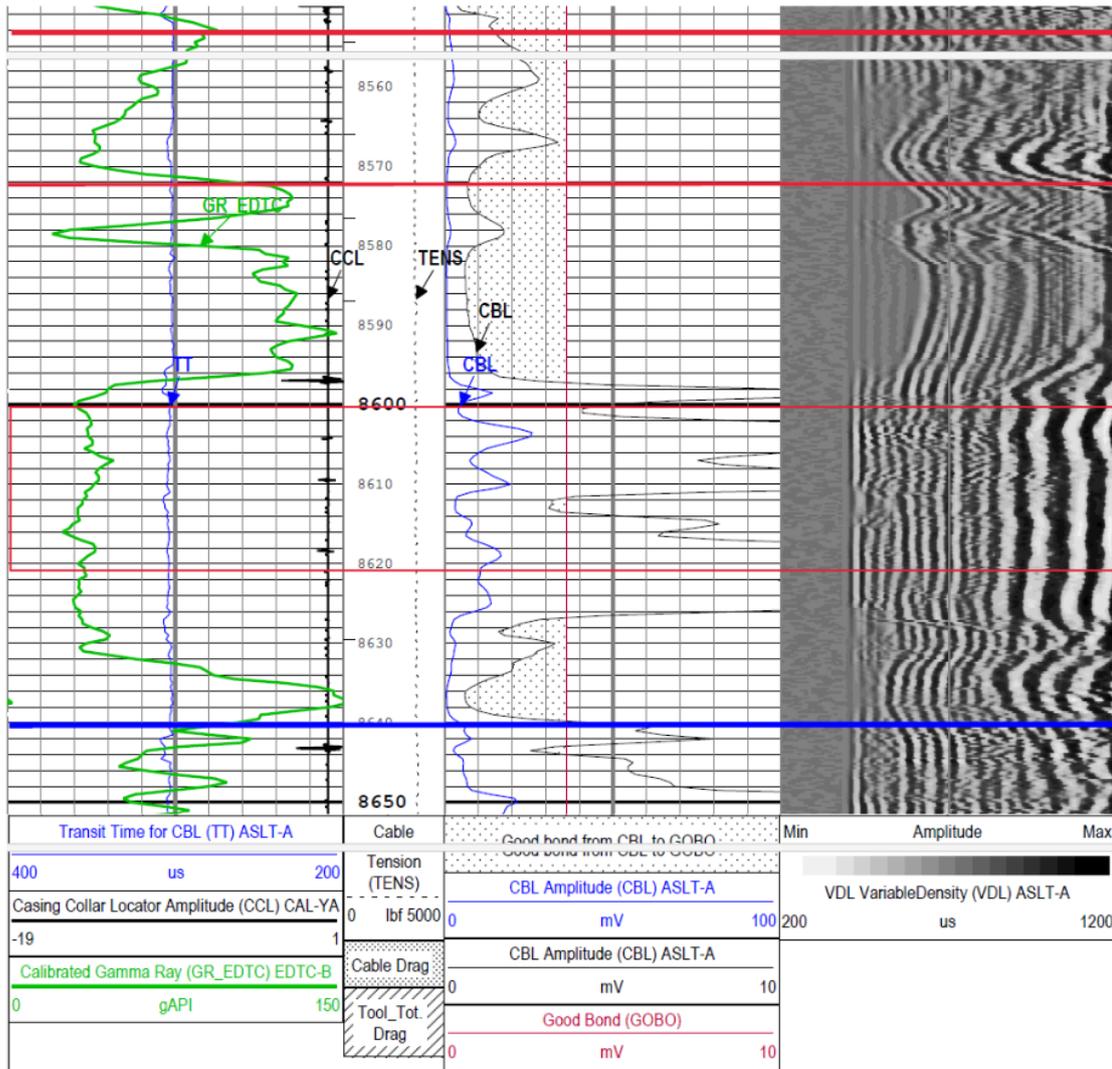


**Figura 2.16** Registro de Cemento del Pozo Y-05 (aplicando 0 psi)

**Fuente:** (Empresa Prestadora de Servicios "T", 2022)

**Modificado de:** (Empresa Prestadora de Servicios "T", 2022)

La corrida del registro de cementación con presión (600 psi) muestra un nivel de cementación mejor, en especial para el intervalo inferior y las cercanías del CAP.

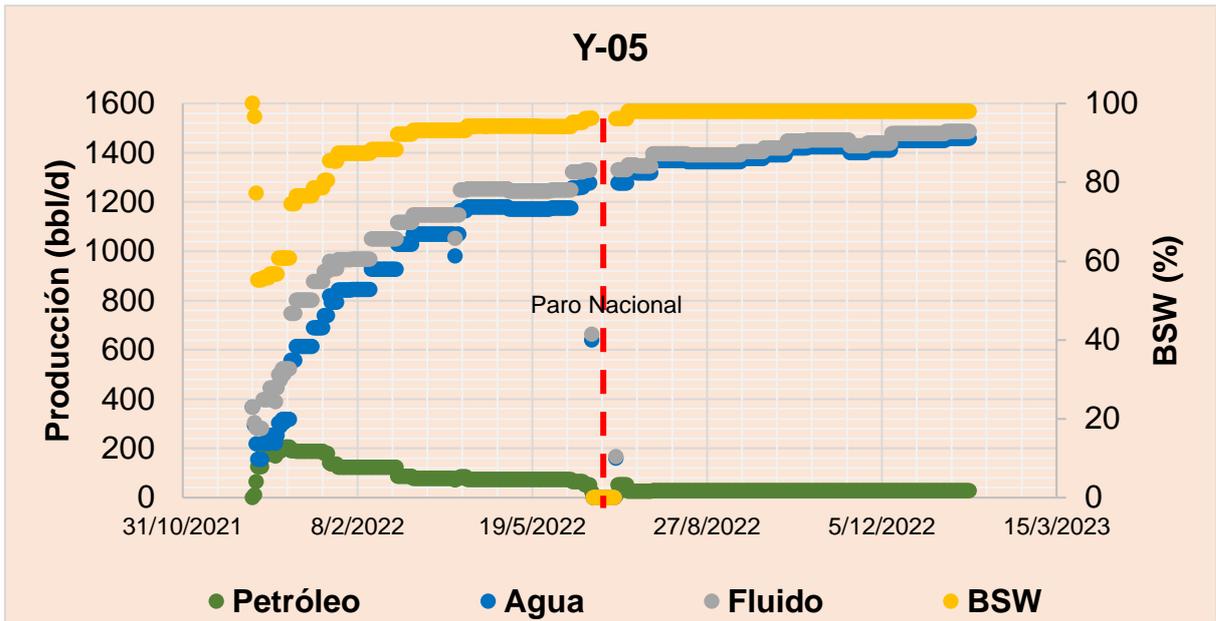


**Figura 2.17** Registro de Cemento del Pozo Y-05 (aplicando 500 psi)  
**Fuente:** (EMPRESA PRESTADORA DE SERVICIOS "T", 2022)  
**Modificado de:** (EMPRESA PRESTADORA DE SERVICIOS "T", 2022)

**Conclusión:** cementación irregular en el segundo intervalo, en caso de que el CAP haya subido hasta 8624 ft MD, podría existir canalización.

### Historial de Producción

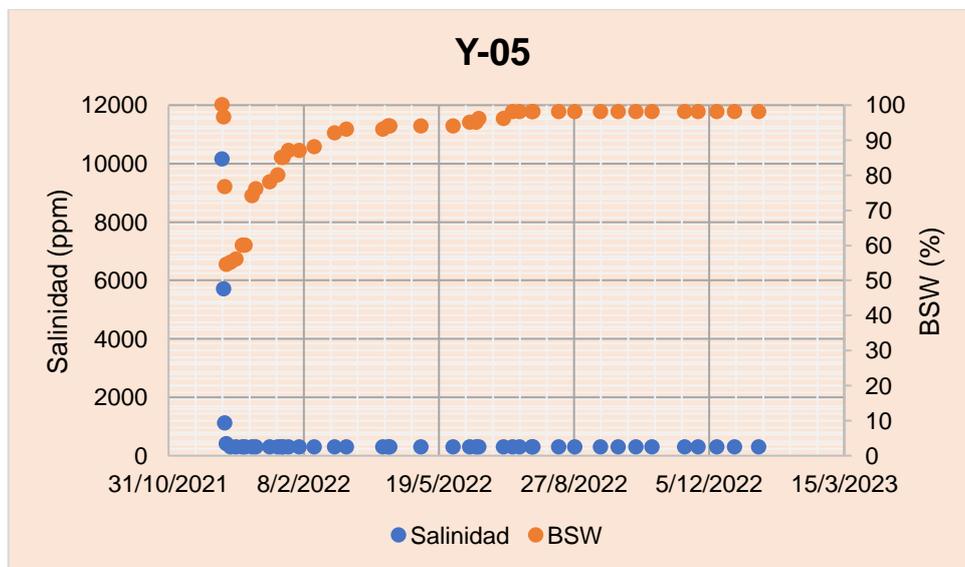
Los primeros dos meses muestran una tendencia agresiva de aumentar el BSW llegando a superar el 90%, ésta característica presente en todos los pozos de la Plataforma "Y" del Campo "X" tiene que ver con el empuje hidráulico de fondo activo y con el tipo de mojabilidad mixta que tiene el reservorio. Después de este tiempo de incremento de agua notable, el corte se estabiliza y empieza a aumentar gradualmente hasta llegar a casi 99%.



**Figura 2.18** Historial de Producción del Pozo Y-05  
**Fuente:** (EMPRESA PRESTADORA DE SERVICIOS “T”, 2022)  
**Elaborado por:** Jarrín, 2023

### Historial de Salinidad

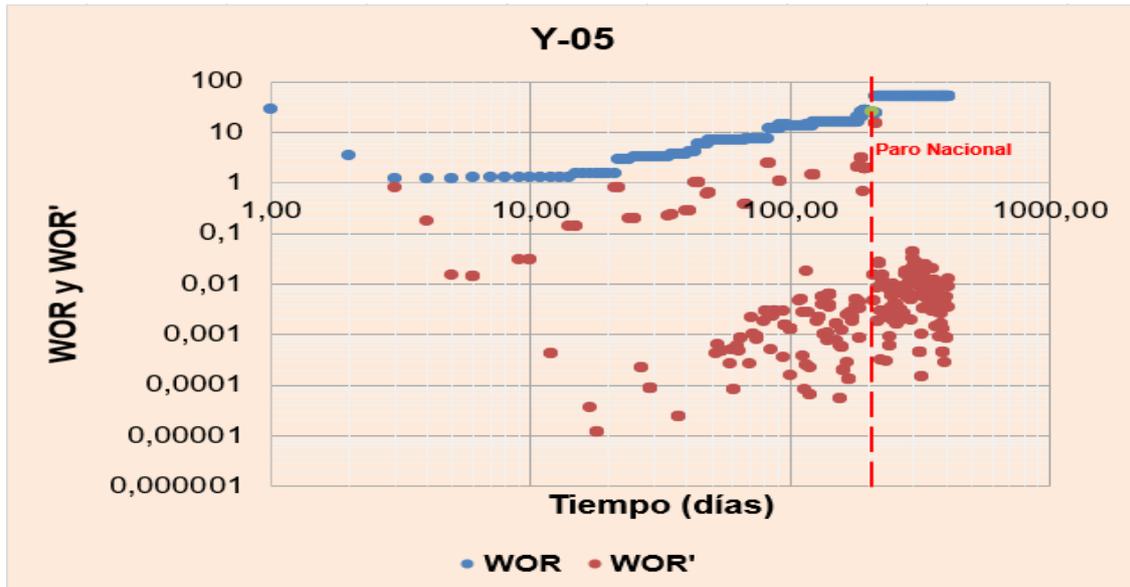
Se observa que la salinidad al iniciar producción fue de 10150 ppm y fue disminuyendo hasta llegar a un valor estable de 290 ppm. La salinidad decrementó conforme aumentaba el BSW, esto debido a la baja salinidad del acuífero Hollín para este campo. Es posible que se haya generado migración de finos durante este flujo, principalmente durante los primeros días considerando que la migración de finos de acuerdo a la literatura es el mayor problema existente en la arena Hollín en toda la Cuenca Oriente.



**Figura 2.19** Historial de Salinidad y BSW del Pozo Y-05  
**Fuente:** (EMPRESA PRESTADORA DE SERVICIOS “T”, 2022)  
**Elaborado por:** Jarrín, 2023

### Curva de Diagnóstico de Chan

Existe una tendencia a la canalización para este pozo ya que tanto WOR como la derivada de WOR (WOR') siguen una pendiente positiva que aumenta gradualmente.



**Figura 2.20** WOR y WOR' versus Tiempo para el Pozo Y-05  
**Fuente:** (EMPRESA PRESTADORA DE SERVICIOS "T", 2022)  
**Elaborado por:** Jarrín, 2023

### Determinación de Daño Total

Debido a que la presión de fondo fluyente para este pozo es 2529 psi y la presión de burbuja está alrededor de los 220 psi, no es necesario realizar un análisis debajo de la presión de burbuja ya que no sería adecuado hacer un pronóstico de optimización con valores de  $p_{wf}$  bajo el punto de burbuja dado que aumentaría variables desconocidas al estudio de manera innecesaria y se tiene que considerar que el tipo de levantamiento usado en el Campo "X" es bombeo Electrosomergible, cuya eficiencia y tiempo de vida de la bomba disminuye con la cavitación provocada por la presencia de gas. Además se debe considerar que el corte de agua supera el 90% lo que significa que los escenarios se deberían enfocar en cómo controlar el flujo de agua y no aumentar el flujo de fluido ya que sin water conformance se podría incrementar el BSW.

Las variables necesarias para el cálculo se enuncian en la Ecuación 1.5 y se detallan a continuación:

**Permeabilidad absoluta,  $k_a$ :** obtenido de registros eléctricos

**Espesor de Pago  $h$ :** de la interpretación petrofísica de registros eléctricos corregidos a TVD.

**Radio del Pozo,  $r_w$ :** obtenido del esquema mecánico del pozo (3,5 in).

**Radio de Drenaje,  $r_w$ :** valor referencial dado por la empresa prestadora de servicios (100 m = 328 ft).

**Presión de Burbuja,  $p_b$ , viscosidad del petróleo,  $\mu_o$ , factor volumétrico de formación del petróleo,  $\beta_o$ , factor volumétrico de formación del gas,  $\beta_g$ , factor  $z$ , solubilidad del petróleo,  $R_s$ :** sacado de informe PVT del Modelo Dinámico del Campo "X". El informe constaba de tablas que en función de presión de reservorio poseía un valor para cada propiedad, por lo tanto se interpoló los valores de las propiedades para la presión  $p_{ws}$  de cada pozo.

**Temperatura de Yacimiento,  $T_y$ :** sacado de informe PVT del Modelo Dinámico del Campo "X". En función de la profundidad TVDSS se tiene la siguiente ecuación específica para el Campo "X". (Ver Ecuación 2.2)

**Salinidad del agua:** obtenido de la carpeta de producción.

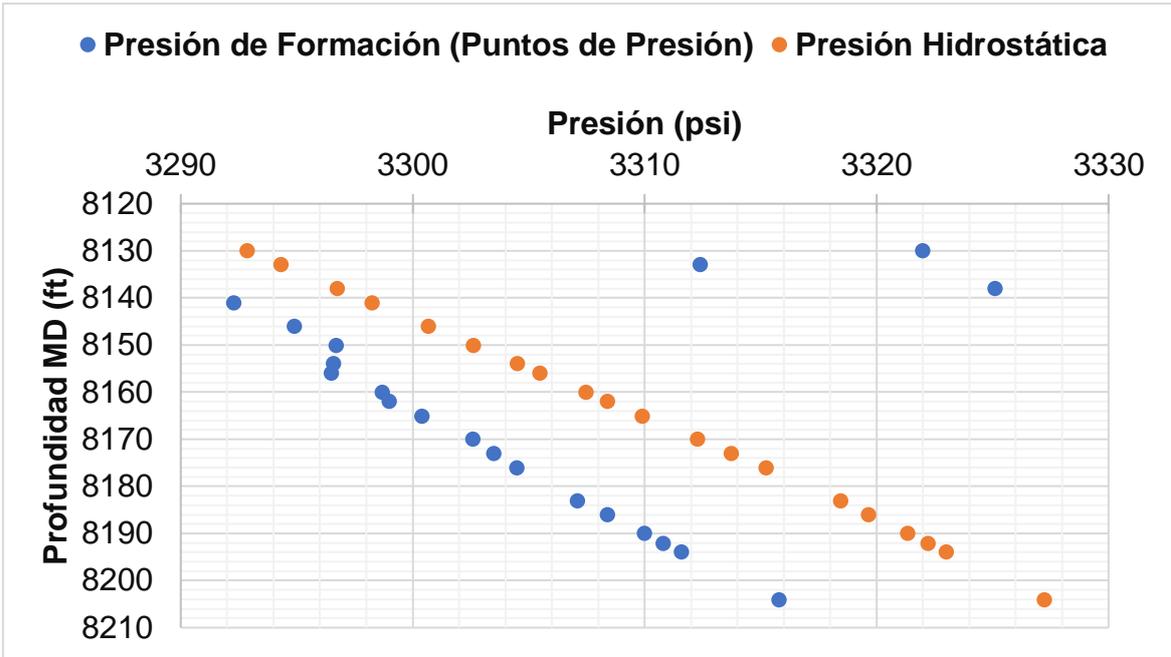
**Viscosidad,  $\mu_w$ :** determinado usando la ecuación de Meehan en función de la salinidad del agua de formación, temperatura del yacimiento y presión del yacimiento.

**Valor de la Constante C:** se usa la constante  $C = \frac{1}{2}$  para flujo estable (continuo o estacionario), esto debido a que por la presencia del empuje hidráulico activo de fondo se comporta como un yacimiento abierto en cuyo límite teóricamente la presión permanece constante.

**Presión del Reservorio,  $p_{ws}$ :**

Se determina un gradiente de presión basado en el reporte de completación del pozo Y-02 donde se tomaron 20 puntos de presión, el gradiente determinado es 0,432 y se justifica ya que de acuerdo al Informe PVT del Modelo Dinámico del Campo "X", la presión de reservorio inicial para el Campo "X" es aproximadamente 3350 psi a 6300 ft TVDSS, con el gradiente de 0,432 la presión a la misma profundidad es de 3300 psi. Tiene sentido considerando que el campo posee empuje hidráulico activo de fondo y que se ha estado produciendo por más de 25 años en distintas plataformas.

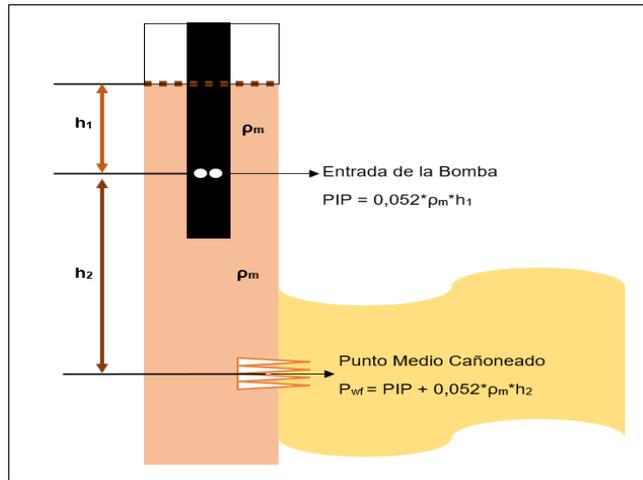
A continuación se grafica los 20 puntos de presión medido en el Pozo Y-02 donde observamos que el gradiente de presión es menor al del agua (0,4333)



**Figura 2.21** Presión vs Profundidad para los Puntos de Presión tomados en el Y-02  
**Elaborado por:** Jarrín, 2023

**Presión de Entrada a la Bomba, PIP:** obtenida de la carpeta de producción.

**Presión de Fondo Fluente,  $p_{wf}$ :** se determina en función de la PIP y la columna de fluido debajo de la bomba como se observa en la Figura 2.22.



**Figura 2.22** Esquema para determinar la Presión de Fondo Fluente.  
**Elaborado por:** Jarrín, 2023

Teniendo toda la data, se determina el caudal del fluido considerando un skin total ( $s$ ) = 0 y este valor se compara con el caudal real. El valor de daño se determina despejando “ $s$ ” de la Ecuación 1.5 y usando el caudal real.

$$S_{Total} = \frac{7,08 \times 10^{-3} \times k_{absoluta} \times h_{net\ pay} \times (p_{ws} - p_{wf})}{q_{fluido\ medido(real)} \times \mu_{fluido} \times \beta_{fluido}} - C - \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) \dots \dots \dots \text{Ecuación 2.1}$$

El skin total en términos generales se divide en dos tipos principales de daño, daño mecánico y daño geométrico, siendo este último asociado a la penetración parcial, a la inclinación del pozo y al daño por empaquetamiento (gravel pack). Al modificar la Ecuación 2.1 utilizando el espesor disparado podemos evaluar una aproximación del daño mecánico.

$$S_{Mecánico} = \frac{7,08 \times 10^{-3} \times k_{absoluta} \times h_{disparado} \times (p_{ws} - p_{wf})}{q_{fluido\ medido(real)} \times \mu_{fluido} \times \beta_{fluido}} - C - \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) \dots \dots \dots \text{Ecuación 2.2}$$

De la utilización de toda la información señalada y usando las Ecuaciones 2.1 y 2.2 se derivan los siguientes resultados:

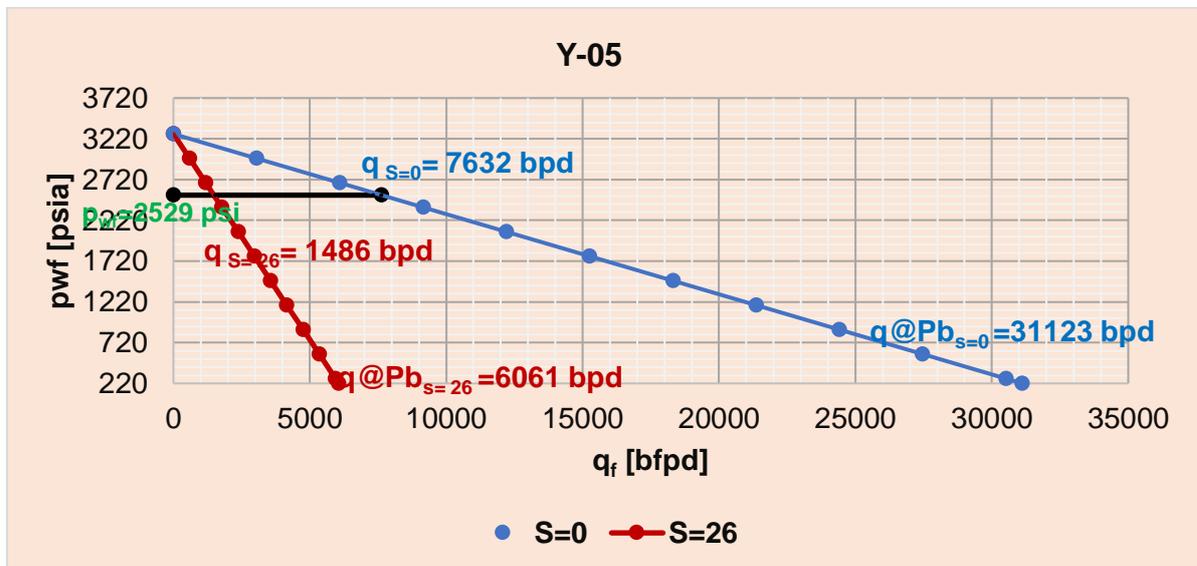
**Tabla 2.14** Skin para el Pozo Y-05

Caudal de Fluido Medido (Real)	Skin Total	Skin Mecánico	Skin Geométrico
bfpd	adimensional	adimensional	adimensional
1486	26	18	9

Elaborado por: Jarrín, 2023

Se debe considerar que los valores de daño mecánico y geométrico mostrados, son valores aproximados y solo deben ser tomado cualitativamente para demostrar la existencia de daño mecánico asociado posiblemente a migración de finos y por el daño generado en los eventos de perforación y completación (tomando en cuenta que el pozo no ha sido reacondicionado).

La Figura 2.23 muestra la curva IP para el Pozo Y-05, la línea azul es la producción con  $s=0$  y la línea roja con las condiciones reales del pozo con el daño calculado de  $s=26$ .



**Figura 2.23** Curva IP para el Pozo Y-05

Elaborado por: Jarrín, 2023

## Escenarios de Reacondicionamiento

En la Tabla 2.15 se enlistan los problemas encontrados para el pozo Y-05 y posibles opciones de reacondicionamiento.

**Tabla 2.15** Problemas de Producción para el Pozo Y-05

Pozo	Problemas	Señales	Medio de Identificación	Opción de Reacondicionamiento
Y-05	Alto corte de agua (BSW = 98%)	Incremento gradual del corte de agua	Historial de Producción	Inyección de Modificador de Permeabilidad Relativa.
	Canalización	Mala cementación casing-cemento, Incremento gradual de WOR'.	Registros de Cemento, Curvas Chan.	Squeeze-cementing y redisparar en el intervalo superior
	Crudo Pesado	API = 15,7 $\mu_o = 110$ cP	Prueba de Pozo	Inyección de Reductor de Viscosidad en Fondo de Pozo, Calentador de Fondo de Pozo (Downhole Heater)
	Skin Mecánico = 18	Baja producción de crudo	Comparación Caudal de Fluido con skin total = 0 y con skin total real	Tratamiento matricial

Elaborado por: Jarrín, 2023

### Escenario 1

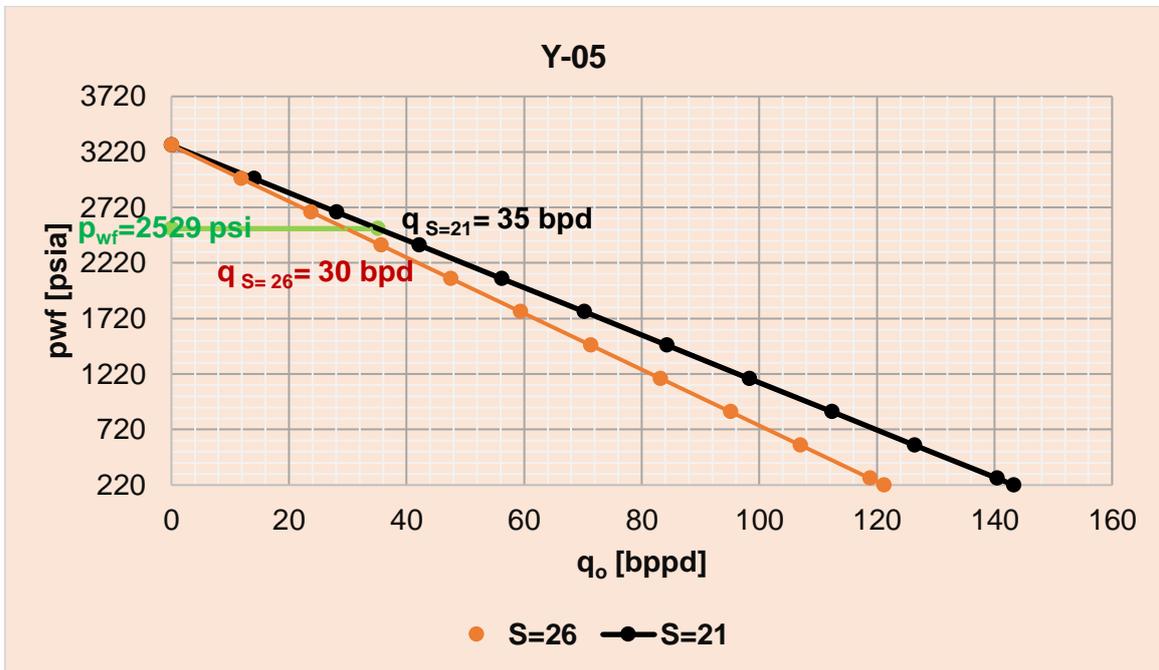
La estimulación matricial ha tenido excelentes resultados en la arena Hollín, de acuerdo a Izurieta et al. (2022), la estimulación de este tipo en las arenas Hollín Superior e Inferior ha probado ser una eficiente técnica de mejora de producción.

Sin embargo, en la práctica la remoción de daño depende mucho del diseño del tratamiento, de las pruebas de compatibilidad roca – fluido y fluido – fluido que se realicen es por eso que los resultados varían considerablemente. Es decir, el daño mecánico puede mejorar considerablemente, así como apenas estimularse. Por lo tanto, se ha decido calcular cual sería el incremento de producción de petróleo asumiendo que al realizar la estimulación se va a mejorar el skin total de 26,2 a 21,2.

Los resultados se observan en la Tabla 2.16 y Figura 2.24.

**Tabla 2.16** Resultados de la Estimulación Matricial para el Pozo Y-05

Caudal de Petróleo Actual (s=26,2)	Caudal de Petróleo Estimulado (s=21,2)	Diferencia de Producción
bppd	bppd	bppd
30	35	5,4



**Figura 2.24** Curva IP para la Opción de Reacondicionamiento de Estimulación Matricial para el Pozo Y-05

Como se observa, la estimulación matricial generaría una ganancia de 5 barriles de petróleo por día.

### Escenario 2

El alto corte de agua podría tratarse situando un packer entre el intervalo superior e inferior disparado y cementando (sellando) el intervalo más profundo (8600 – 8621 ft MD) donde se ha demostrado a través del análisis de registros de cemento y de curvas Chan que existe una posible canalización.

La mejora cuantitativa en optimización se determina haciendo un símil entre el Pozo Y-05 y el Pozo Y-03, mismo donde se realizó un procedimiento de squeeze y redisparo (noviembre del 2022) debido a problemas con el corte de agua y donde se obtuvo un resultado exitoso.

Para validar este escenario de optimización se compara el estado actual del Pozo Y-05 y el estado antes de reacondicionar el Pozo Y-03. La Tabla 2.17 evidencia que ambos pozos poseen gran similitud, en gran parte por ser pozos dentro de una misma plataforma en el Campo "X".

**Tabla 2.17** Comparación entre Pozo Y-03 (antes de reacondicionamiento) y Pozo Y-05

Pozo	Y-03	Y-05
Principal Problema	Alto corte de agua, posible conificación	Alto corte de agua, posible conificación
BSW [%]	98	98
Caudal de Petróleo [bppd]	60,517	28,857
Caudal de Fluido [bppd]	3112,477	1486,157
Arena Productora	Hollín Principal	Hollín Principal
API	15,5	15,7
Viscosidad [cP]	120,7012512	110,397
$P_{ws}$ [psi]	3296	3279
$P_{wf}$ [psi]	3139,541	2529,221
$h_{disparado}$ [ft]	33,21	37,95

Elaborado por: Jarrín, 2023

Al haber demostrado la clara relación y similitud entre ambos pozos, podemos hacer un símil entre lo que se podría obtener de producción realizando el procedimiento de squeeze al intervalo inferior y redisparar el intervalo superior.

- El factor de decremento de BSW está dado por:  $\frac{98}{16} = 6,1$ . Ver Tabla 2.12.
- El factor de decremento de la producción total está dado por:  $\frac{3112}{425} = 7,3$ . Ver Tabla 2.12.
- El factor de incremento de la producción de petróleo está dado por:  $\frac{357}{61} = 5,9$ . Ver Tabla 2.12.

Por lo tanto el resultado esperado después de este escenario de reacondicionamiento se muestra en la Tabla 2.18.

**Tabla 2.18** Comparación antes y después del Reacondicionamiento para el Pozo Y-05

Pozo Y-05	Condiciones antes del reacondicionamiento	Condiciones después del reacondicionamiento
BSW [%]	98	16
Caudal de Petróleo [bppd]	29	170
Caudal de Fluido [bppd]	1486	203
Espesor disparado [ft]	25,45	17,51
GANANCIA [bppd]	141	

Elaborado por: Jarrín, 2023

### Elección de Escenario

El principal problema del Pozo Y-05 es el avance progresivo del corte de agua, la razón de que el aumento de BSW sea tan notable se da por:

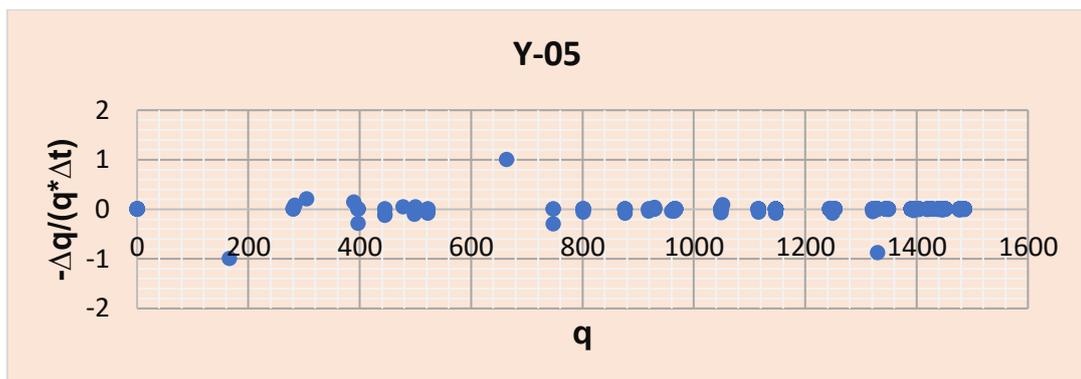
- Posible canalización en el intervalo disparado inferior.
- Movimiento de WOC hacia los intervalos disparados.
- Facilidad de movimiento del agua debido a la tendencia del reservorio a ser mojable al crudo.
- El tipo de mecanismo de empuje es empuje hidráulico de fondo activo.

En términos económicos la opción 2 es el más rentable y se decide recomendar este escenario.

### Análisis Económico

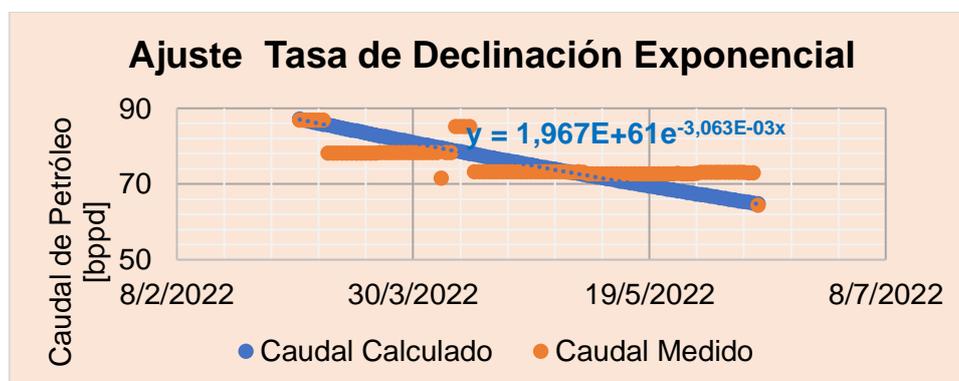
#### Consideraciones

- El tipo de declinación para el Pozo Y-05 es Exponencial, así como se determina de la Figura 2.25.



**Figura 2.25** Declinación Exponencial Pozo Y-05

- La tasa de declinación diaria es 0,00306, valor determinado realizando un ajuste de tipo exponencial al caudal real. La Figura 2.26 muestra el ajuste la producción real y la producción calculada.



**Figura 2.26** Ajuste de la Tasa de Declinación para el Pozo Y-05

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

- Mismas consideraciones que se describieron para el Pozo Y-03.

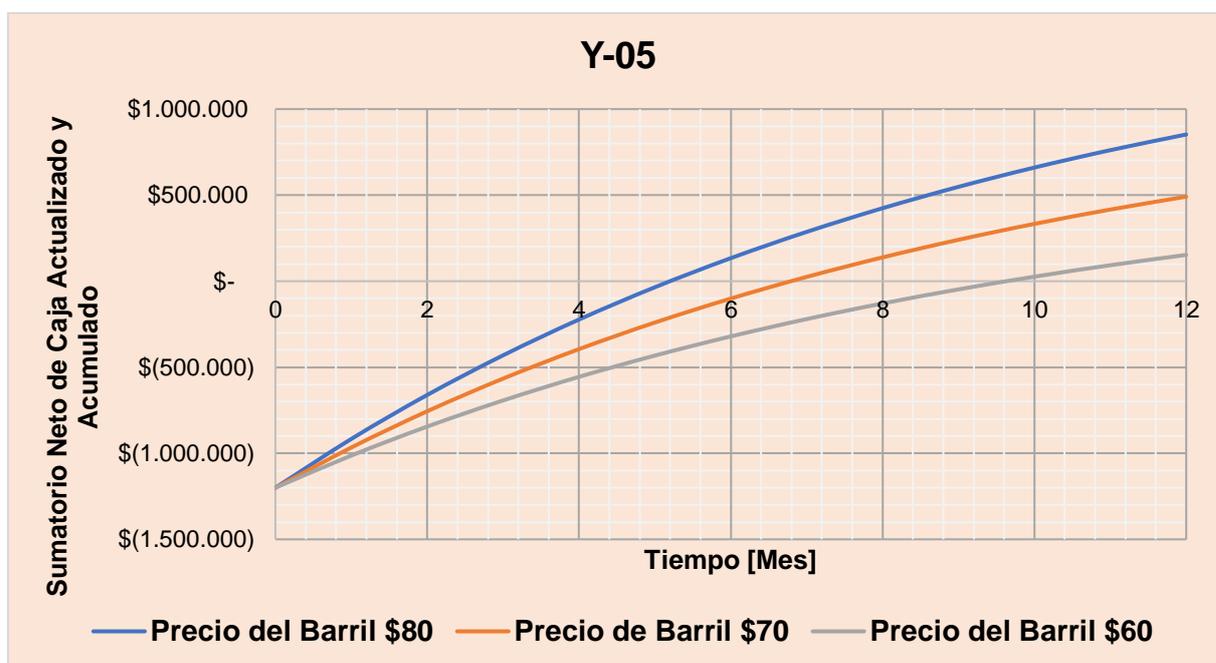
Se van a tomar 3 escenarios, un escenario optimista donde el precio del barril está en \$80, un escenario intermedio con el precio del barril de petróleo a \$70 y finalmente un escenario pesimista con el precio del barril a \$60. Los resultados para un año de producción se muestran en la Figura 2.27 y la Tabla 2.19.

Resultados para el Escenario Intermedio

**Tabla 2.19 Índices Financieros Pozo Y-05**

Índice Financiero	Valor	Significado
<b>Inversión Total [USD]</b>	1441406	
<b>VAN [USD]</b>	2805238	Se recupera la inversión inicial para la tasa del 1% requerida y además tiene un excedente de 2805238 dólares.
<b>TIR [%]</b>	8,278%	La tasa determinada es mayor a la tasa del 1% que se le está solicitando al proyecto.
<b>PRI [Mes]</b>	6,802	Antes del séptimo mes se recupera la inversión.

Elaborado por: Jarrín, 2023



**Figura 2.27** Sumario Neto de Caja Pozo Y-05

Elaborado por: Jarrín, 2023

Conclusión

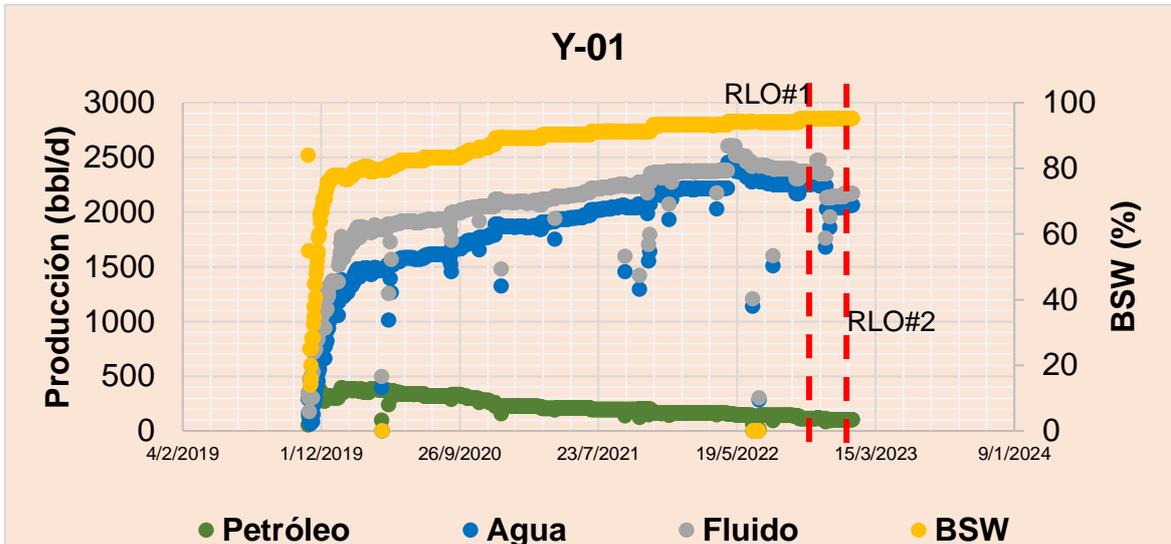
El escenario propuesto optimiza la producción y se presenta rentable de acuerdo al análisis económico en el intervalo de un año. Los cálculos para el análisis financiero se encuentran en Anexo VI.

**Pozo Y-01**

El resumen de operaciones de perforación, completación, reacondicionamiento, análisis de registro a hueco abierto, de registro mud logging, registros de cemento y análisis de pruebas de presión se encuentra ampliado en el Anexo II.

### Historial de Producción Y-01

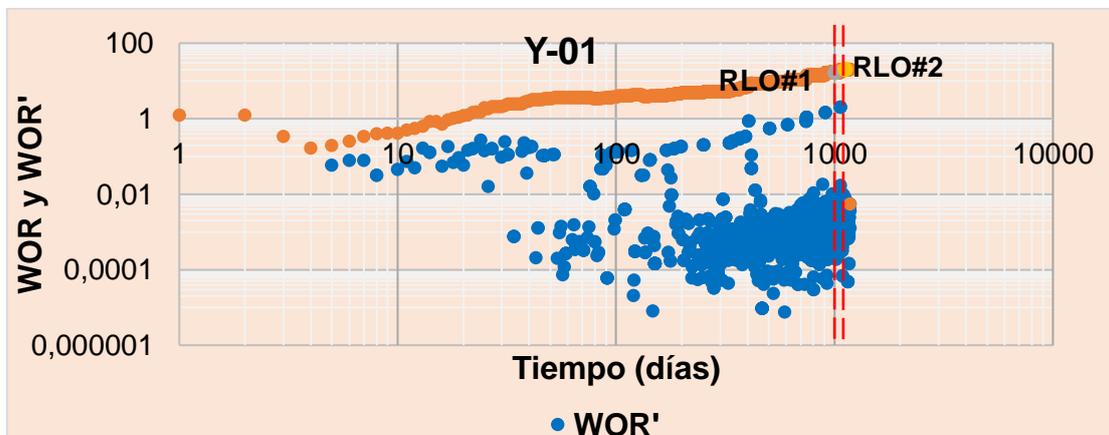
Durante los primeros 100 días después de la completación del pozo se muestra una tendencia agresiva a aumentar el corte de agua llegando a superar el 78% de BSW. Se llega a un punto de inflexión a partir de los cien días donde se tiene un aumento gradual de BSW llegando a 95% al corte de este trabajo. Después del segundo trabajo sin torre de reacondicionamiento el BSW estabiliza y la rata de agua disminuye.



**Figura 2.28** Historial de Producción del Pozo Y-02  
**Fuente:** (EMPRESA OPERADORA T, 2022)  
**Elaborado por:** Jarrín, 2023

### Curva de Diagnóstico de Chan Y-01

La curva WOR mantiene una pendiente positiva, al mismo tiempo la derivada de WOR (WOR') empieza a tener una tendencia a aumentar su pendiente positiva. Se descarta problemas de comunicación. De acuerdo a la gráfica existe posibilidad de canalización.



**Figura 2.29** WOR y WOR' versus Tiempo para el Pozo Y-01  
**Fuente:** (EMPRESA OPERADORA T, 2022)  
**Elaborado por:** Jarrín, 2023

### Determinación de Daño Total Y-01

Con el procedimiento antes descrito se presenta la curva IP con skin total igual a 0 y con el comportamiento real (s=26).

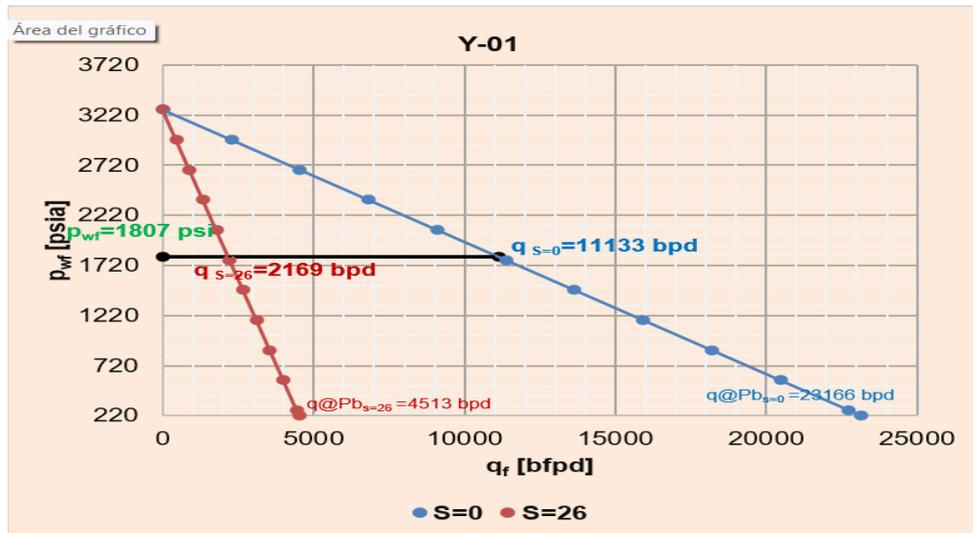


Figura 2.30 Curva IP para el Pozo Y-01

Tabla 2.20 Skin para el Pozo Y-01

Caudal de Fluido Medido (Real)	Skin Total	Skin Mecánico	Skin Geométrico
bfpd	adimensional	adimensional	adimensional
2169	26	12	14

Elaborado por: Jarrín, 2023

### Escenarios de Recondicionamiento

En la Tabla 2.21 se enlistan los problemas encontrados para el pozo Y-01 y una posible opción de recondicionamiento.

Tabla 2.21 Principales problema encontrados en el Pozo Y-01

Pozo	Problema(s)	Señales	Medio de Identificación	Opción de Recondicionamiento
Y-01	Alto corte de agua (BSW = 95%)	Incremento gradual del corte de agua	Historial de Producción	Aislamiento del intervalo productor inferior por medio de trabajo de squeeze debido a la facilidad que tiene la completación. (Ver Anexo II)

	Crudo Pesado	API = 15,4 $\mu_o = 126$ cP	Prueba de Pozo	Inyección de Reductor de Viscosidad, Calentador de Fondo de Pozo
	Skin Total = 26, Skin Mecánico = 12	Baja producción de crudo	Comparación Caudal de Fluido con skin total = 0 y con skin total real	Tratamiento matricial

Elaborado por: Jarrín, 2023

### Escenario 1

Tratamiento Matricial: el daño mecánico determinado para el pozo es de 12. Posiblemente este daño haya sido generado por:

Migración de Finos: en el registro mud logging se observa presencia de caolinita que debido a los caudales de agua pudieron taponar las gargantas porales en las cercanías del pozo.

Filtración de Fluidos: el diferencial de presión usado para perforar la sección de 8 1/2 in fue de casi 300 psi (ver Tabla 2.3), producto de ese diferencia se pudo generar daño de formación que incrementaría el daño mecánico.

Asumiendo que el tratamiento va a reducir el skin total a 21, el resultado sería el siguiente.

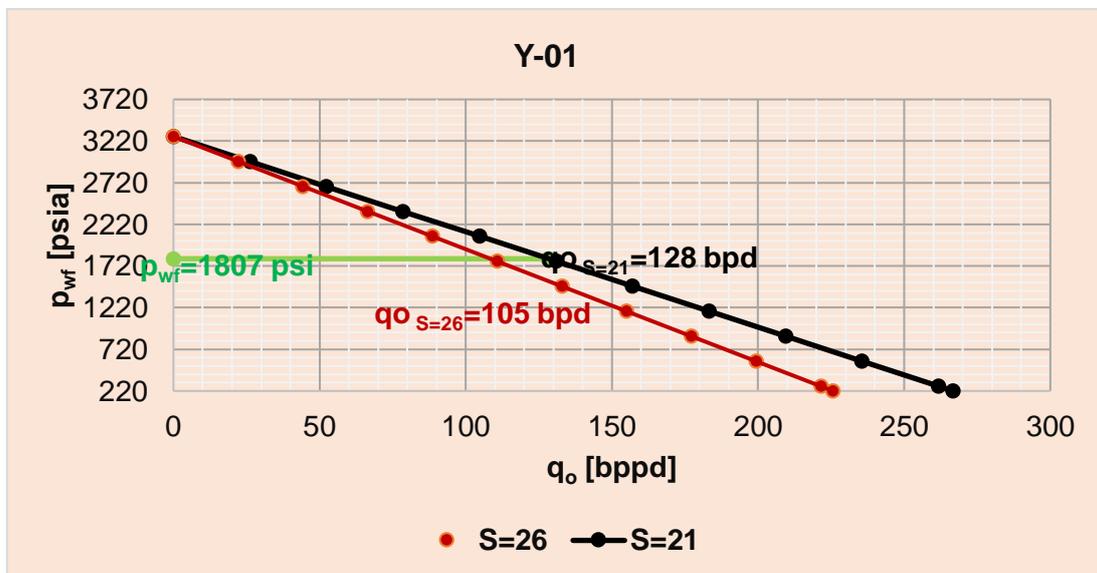


Figura 2.31 Curva IP del petróleo con skin real y estimulado

Elaborado por: Jarrín, 2023

Como se observa, el corte de agua es tan alto para este pozo que la mejora en producción sería de 23 bppd.

#### Escenario 2

Aislamiento del intervalo productor inferior: La facilidad que nos da está completación al tener “Y” tool y tener instalado un packer entre los intervalos disparados, haría que el trabajo de squeeze el intervalo más profundo sea rentable.

El resultado de este escenario puede obtenerse haciendo un símil con el trabajo de squeeze que se hizo en el Pozo Y-03 ya que este pozo también cerro su intervalo inferior debido al incremento gradual de agua y cuyo resultado fue exitoso de acuerdo al análisis anterior.

La Tabla 2.22 presenta una comparación con el Pozo Y-03 entre ambos pozos que argumentan técnicamente que se podría tener resultados parecidos para el Pozo Y-01.

**Tabla 2.22** Comparación Pozo Y-01 y Y-03

Pozo	Y-03	Y-01
Principal Problema	Alto corte de agua, posible conificación	* Alto corte de agua. *Curvas Chan sugieren un comportamiento de producción de agua inusual (posible canalización) *Si bien los registros de cemento no evidencian la canalización, se debería realizar una nueva corrida de registros de cemento para analizar esta posibilidad.
BSW [%]	98	95
Caudal de Petróleo [bppd]	60,517	105,371
Caudal de Fluido [bppd]	3112,477	2169
Arena Productora	Hollín Principal	Hollín Principal
API	15,5	15,4
Viscosidad [cP]	121	126
P <sub>ws</sub> [psi]	3296	3276
P <sub>wf</sub> [psi]	3139,541	1807,351578
h <sub>disparado</sub> [ft]	33,21	41,98

Elaborado por: Jarrín, 2023

#### Elección de Escenario

Los posibles resultados del reacondicionamiento, comparando el decrecimiento de BSW y aumento de caudal de petróleo con el Pozo Y-3, muestra los siguientes resultados. Se utilizan los mismos factores de decremento e incremento que para el Pozo Y-05.

**Tabla 2.23** Resultados posibles del escenario seleccionado del Pozo Y-01

Pozo Y-01	Condiciones antes del reacondicionamiento	Condiciones después del reacondicionamiento
BSW [%]	95	16

Caudal de Petróleo [bppd]	105	250
Caudal de Fluido [bppd]	2169	296
Espesor disparado [ft]	41,98	17,51
GANANCIA [bppd]	145	

Elaborado por: Jarrín, 2023

Comparado con el escenario 1, este escenario propone un aumento de producción de crudo que es más rentable.

### Análisis Económico

Consideraciones

- El tipo de declinación para el Pozo Y-01 es Exponencial, así como se concluye con la Figura 2.32.

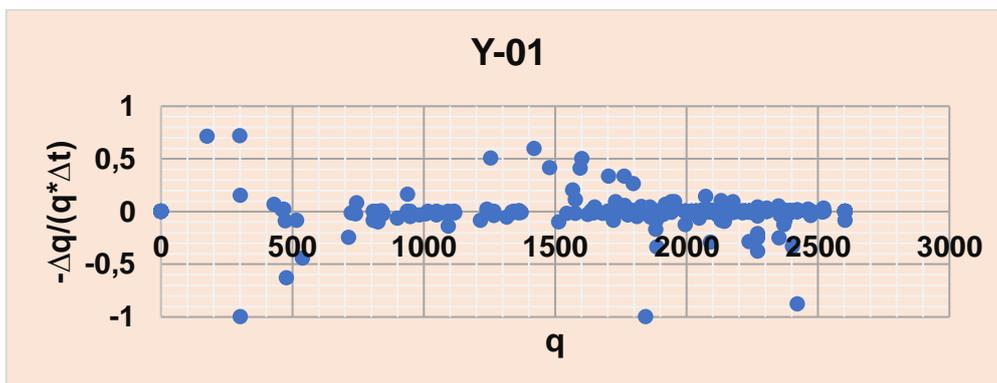


Figura 2.32 Declinación Exponencial Pozo Y-01

- La tasa de declinación diaria es 0,002283136, valor determinado analizando un análisis del ajuste del tipo de declinación exponencial. La Figura 2.33 muestra el ajuste entre la curva de producción real y la producción con la tasa de declinación calculada.

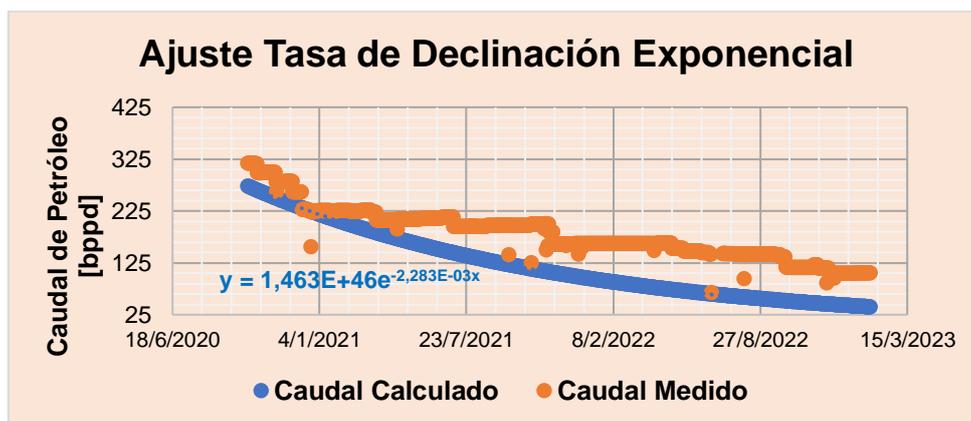


Figura 2.33 Ajuste de la Tasa de Declinación para el Pozo Y-01

Elaborado por: Jarrín, 2023

- Mismas consideraciones que se describieron para el Pozo Y-03.

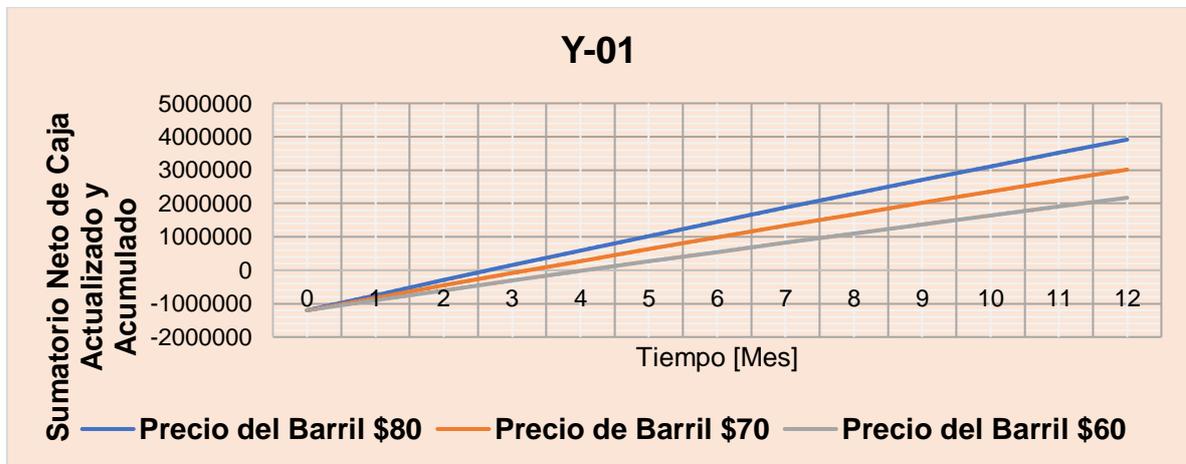
Se van a tomar 3 escenarios, un escenario optimista donde el precio del barril está en \$80, un escenario intermedio con el precio del barril de petróleo a \$70 y finalmente un escenario pesimista con el precio del barril a \$60. Los resultados para un año de producción se muestran en la Figura 2.34 y la Tabla 2.24.

Resultados para el Escenario Intermedio

**Tabla 2.24 Índices Financieros Pozo Y-01**

Índice Financiero	Valor	Significado
<b>Inversión Total [USD]</b>	1807654	
<b>VAN [USD]</b>	3012674	Se recupera la inversión inicial para la tasa del 1% requerida y además tiene un excedente de 3012674 dólares.
<b>TIR [%]</b>	30%	La tasa determinada es mayor a la tasa del 1% que se le está solicitando al proyecto.
<b>PRI [Mes]</b>	3,24	Antes del cuarto mes se recupera la inversión.

**Elaborado por:** Jarrín, 2023



**Figura 2.34** Sumario Neto de Caja Pozo Y-01

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

Conclusión

El escenario propuesto optimiza la producción y se presenta rentable de acuerdo al análisis económico en el intervalo de un año.

Los cálculos para el análisis financiero se encuentran en Anexo II.

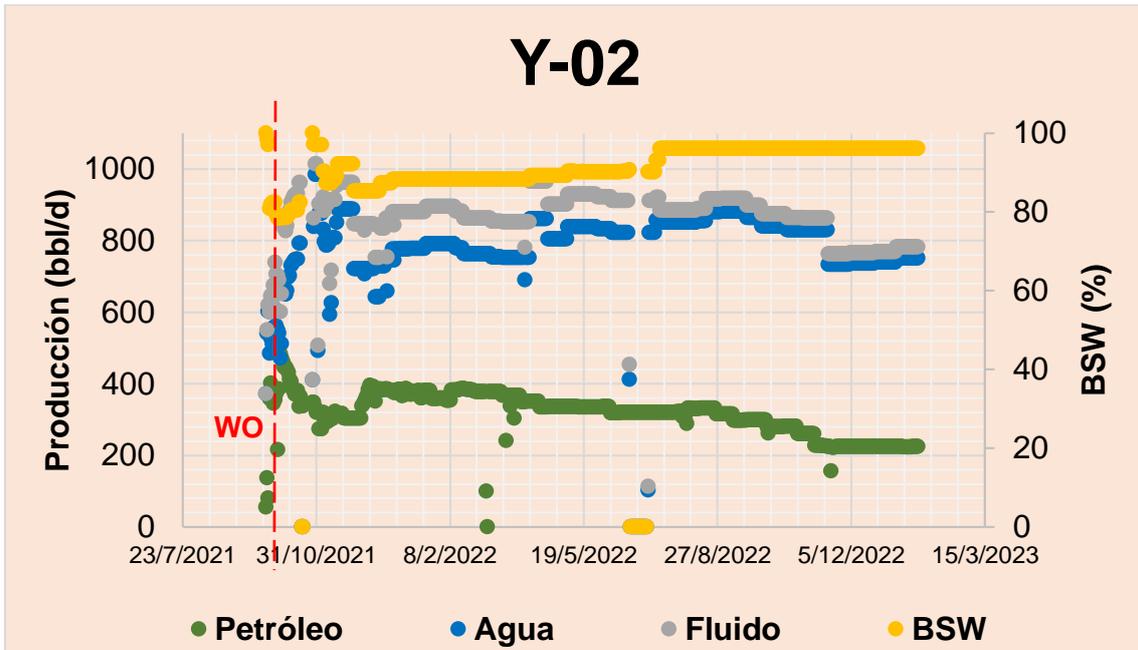
**Pozo Y-02**

El resumen de operaciones de perforación, completación, reacondicionamiento, análisis de registro a hueco abierto, de registro mud logging, registros de cementación y pruebas de presión se encuentra ampliado en el Anexo III.

**Historial de Producción Y-02**

El historial de producción del pozo está ligado a un alto corte de agua que hasta la fecha de corte de este trabajo, en enero del 2023, alcanza el 95,14% de BSW. Se observa un

gradual decrecimiento en la producción de petróleo llegando a la tasa actual de 30 barriles diarios.



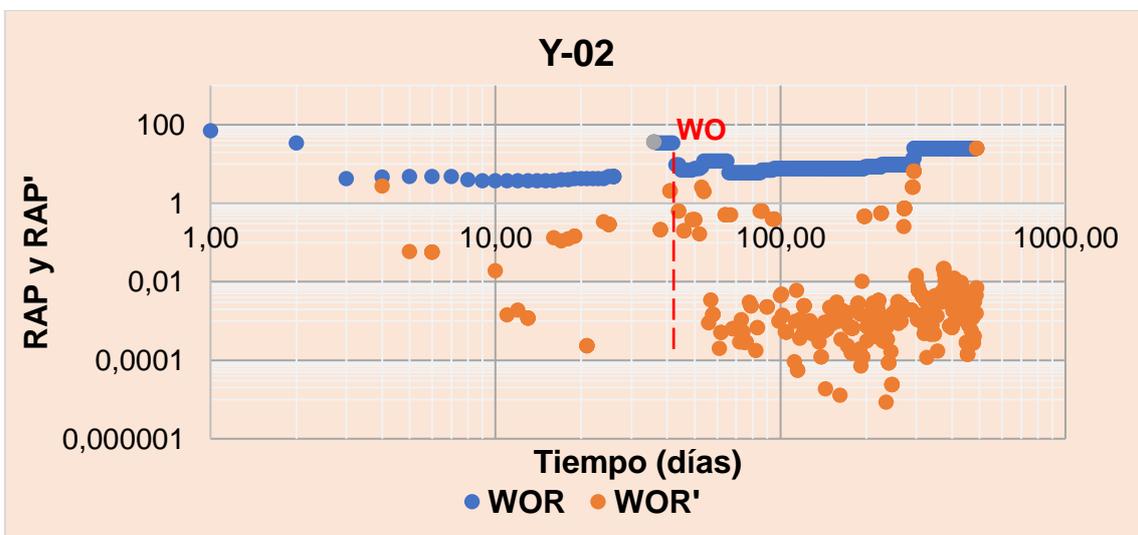
**Figura 2.35** Historial de Producción del Pozo Y-02

Fuente: (EMPRESA OPERADORA T, 2022)

Elaborado por: Jarrín, 2023

### Curva de Diagnóstico de Chan Y-02

La curva WOR se mantiene casi horizontal con tendencia a aumentar su pendiente, WOR' igualmente no parece tener una tendencia agresiva a aumentar o disminuir de pendiente. No se puede inferir ni Canalización, Comunicación o Conificación.



**Figura 2.36** WOR y WOR' versus Tiempo para el Pozo Y-02

Fuente: (EMPRESA OPERADORA T, 2022)

Elaborado por: Jarrín, 2023

### Historial de Salinidad Y-02

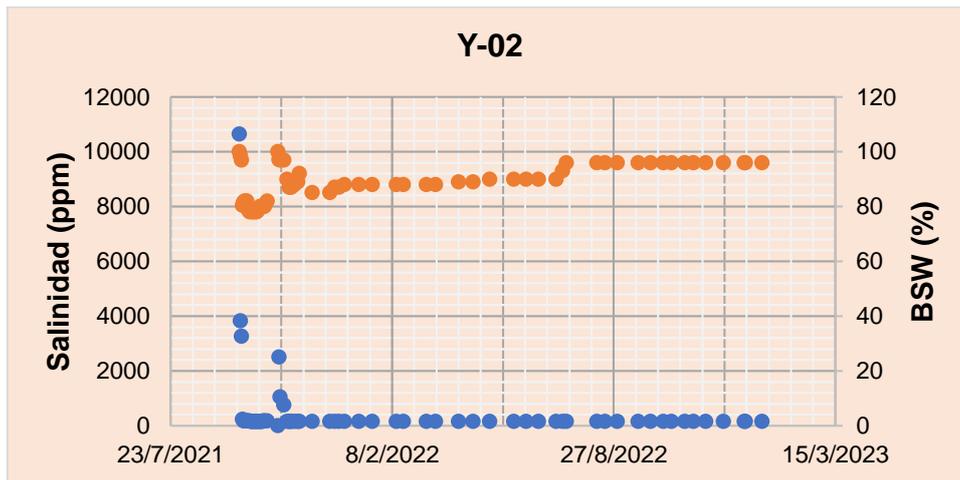


Figura 2.37 Historial de Salinidad y BSW Pozo Y-02

Elaborado por: Jarrín, 2023

### Determinación de Daño Total Y-02

La Figura 2.38 muestra la curva IP resultante para el pozo Y-02 donde se identifica que el skin total es igual a 34.

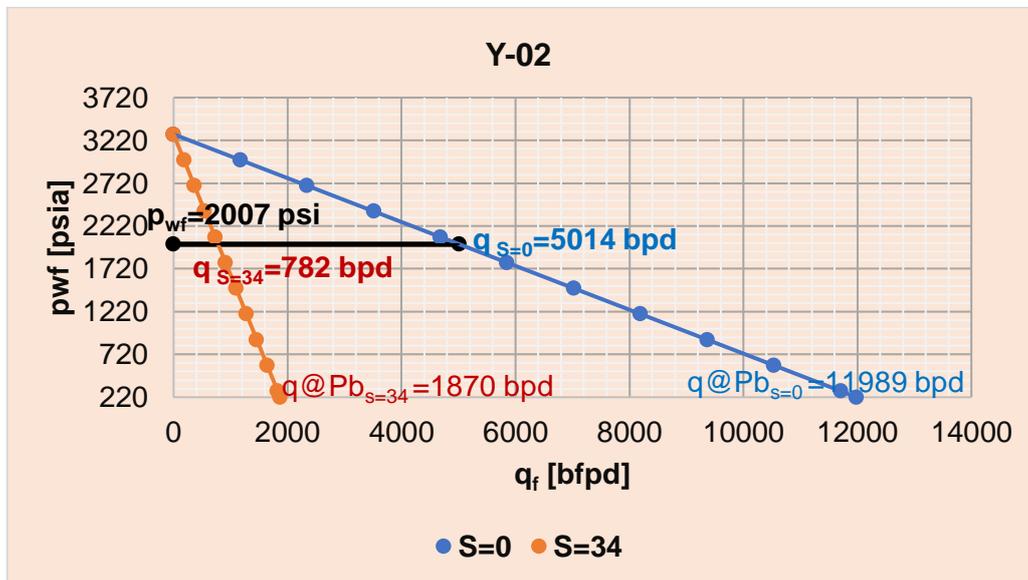


Figura 2.38 Curva IP para el pozo Y-02 con skin real e ideal

Elaborado por: Jarrín, 2023

Tabla 2.25 Skin para el Pozo Y-02

Caudal de Fluido Medido (Real)	Skin Total	Skin Mecánico	Skin Geométrico
bfpd	adimensional	adimensional	adimensional
782	34	15	19

Elaborado por: Jarrín, 2023

## Escenarios de Reacondicionamiento

En la Tabla 2.26 se enlistan los problemas encontrados para el pozo Y-02 y una posible opción de reacondicionamiento.

**Tabla 2.26** Descripción de problemas para el Pozo Y-02

Pozo	Problema(s)	Señales	Medio de Identificación	Opción de Reacondicionamiento
Y-02	Alto corte de agua (BSW = 96%)	Incremento gradual del corte de agua	Historial de Producción	Inyección de Modificador de Permeabilidad Relativa.
	Crudo Pesado	API = 15,6 $\mu_o = 116$ cP	Prueba de Pozo	Inyección de Reductor de Viscosidad
	Skin Total = 34 Skin Mecánico = 15	Baja producción de crudo	Comparación Caudal de Fluido con skin total = 0 y con skin total real	Tratamiento matricial

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

### Escenario 1

Los dos problemas principales que tiene este pozo es el incremento gradual de corte de agua y el daño mecánico. Como se mencionó anteriormente, la migración de finos es una posibilidad en los pozos disparados en la arena Hollín; además, se observa presencia de caolinita en los registros mud logging y en el historial de salinidad se observa que la salinidad del pozo responde inversamente al corte de agua por tanto podría existir desprendimiento de caolinita debido al flujo de agua hacia el pozo tapando en cierto grado las gargantas porales en su entorno.

Es por ello que se presenta como una opción para tratar ambos problemas la estimulación ácida e inyección de modificadores de permeabilidad relativa (RPM por sus siglas en inglés): la opción más adecuada es el trabajo de estimulación e inyección de RPM como un flujo post tratamiento ácido.

De acuerdo a Bhaduri et al. (2014), quien desarrolló análisis de núcleos en la arena Hollín de la Cuenca Oriente, se ha demostrado que el procedimiento sería beneficioso para aumentar la producción de crudo, estimulando pozos dañados y con un alto corte agua. El procedimiento de este tratamiento de manera muy general se resume en tres etapas.

Primera Etapa: inyección del ácido que va a estimular el daño mecánico del pozo (ácido fluorhídrico por ejemplo, siendo la migración de finos una posibilidad).

Segunda Etapa: se bombea un fluido que remueva basura del tratamiento inicial (como por ejemplo  $\text{NH}_4\text{Cl}$ ).

Tercera Etapa: finalmente se bombea el modificador de permeabilidad relativa.

Para validar la factibilidad de realizar este procedimiento, se va a comparar las propiedades de la arena donde se hizo el estudio de Bhaduri et al. (2014) con el Pozo Y-02.

**Tabla 2.27** Comparación Pozos de estudio y Pozo Y-02

<b>Muestra</b>	<b>Nombres de pozos no especificados</b>	<b>Pozo Y-05</b>
Principal Problema	Alto corte de agua, pozos dañados ( $s>0$ )	Alto corte de agua, pozos dañados ( $s>0$ )
BSW [%]	Alto	Alto (96%)
Skin Total	Positivo (Dañado)	Positivo (Dañado) Skin Mecánico = 15
Arena	Hollín	Hollín
Migración de Finos	Si	Posiblemente (presencia de caolinita)
Porosidad Promedio	19,94%	15,10%
Permeabilidad Promedio [mD]	887,8	512

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

El incremento de producción en los análisis de núcleo de pozos que producían de la arena Hollín realizados por Bhaduri et al. (2014), demostraron que la relación petróleo agua después de realizar el tratamiento mejoraba entre 100 y 300%. Para nuestro pozo, vamos a aplicar un escenario intermedio (de acuerdo al artículo) asumiendo que la producción de petróleo aumenta 200%.

**Tabla 2.28** Resultados de aplicar estimulación matricial y RPM en el Pozo Y-02

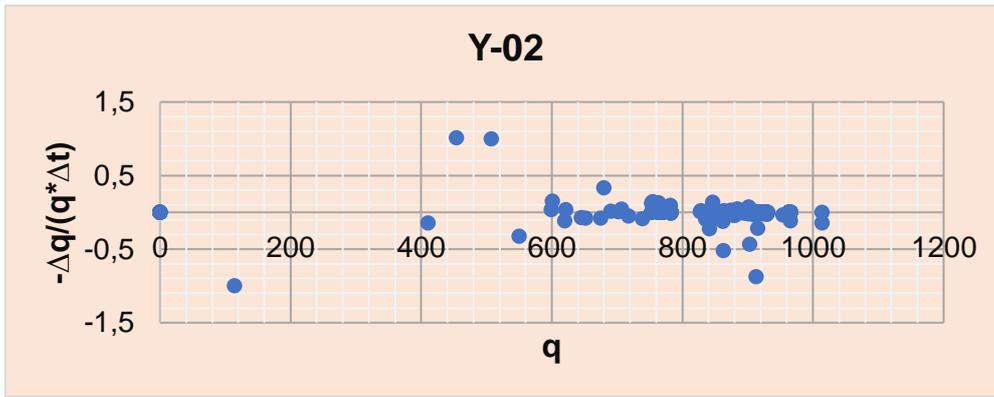
<b>Pozo Y-02</b>	<b>Condiciones antes del reacondicionamiento</b>	<b>Condiciones después del reacondicionamiento</b>
Caudal de Petróleo [bppd]	30,39	91,16
Caudal de Agua [bppd]	752	-
OWR [fracción]	0,0404	0,1213
GANANCIA [bppd]	60,78	

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

## **Análisis Económico**

### **Consideraciones**

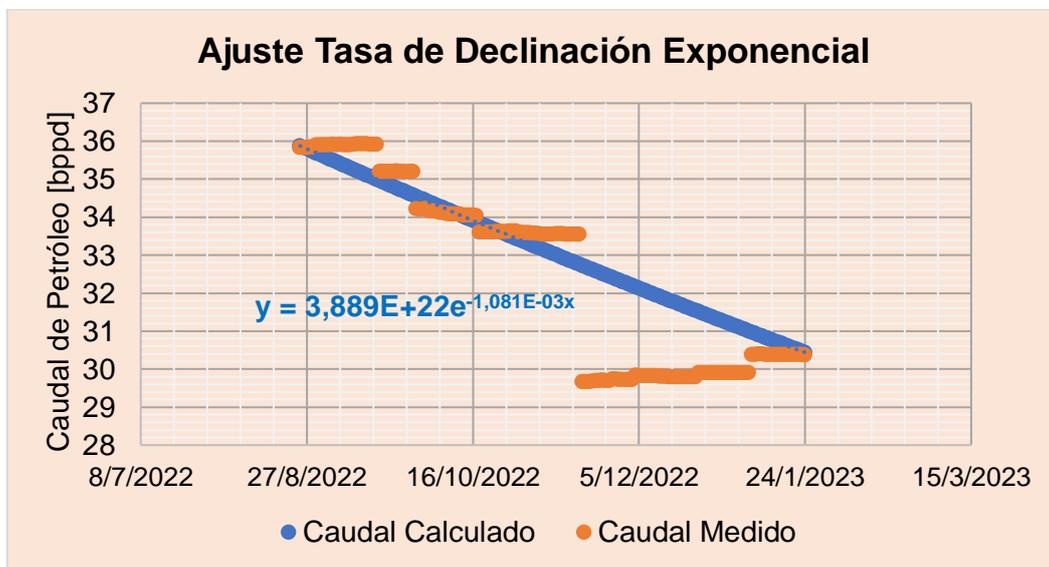
- El tipo de declinación para el Pozo Y-02 es Exponencial, así como se concluyó con la Figura 2.39.



**Figura 2.39** Declinación Exponencial Pozo Y-02

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

- La tasa de declinación diaria es 0,001081188, valor determinado analizando un análisis del ajuste del tipo de declinación exponencial. La Figura 2.40 muestra el ajuste entre la curva de producción real y la producción con la tasa de declinación calculada.



**Figura 2.40** Ajuste de la Tasa de Declinación Exponencial para el Pozo Y-02

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

- El análisis económico se realiza en un intervalo de 12 meses.
- Mismas consideraciones que se describieron para el Pozo Y-03.
- Costo de inversión: \$900000 (novecientos mil dólares)

Se van a tomar 3 escenarios, un escenario optimista donde el precio del barril está en \$80, un escenario intermedio con el precio del barril de petróleo a \$70 y finalmente un escenario pesimista con el precio del barril a \$60. Los resultados para un año de producción se muestran en la Figura 2.41 y la Tabla 2.29.

## Resultados para el Escenario Intermedio

Tabla 2.29 Índices Financieros Pozo Y-02

Índice Financiero	Valor	Significado
Inversión Total [USD]	1082874	
VAN [USD]	372396	Se recupera la inversión inicial para la tasa del 1% requerida y además tiene un excedente de 372396 dólares.
TIR [%]	7%	La tasa determinada es mayor a la tasa del 1% que se le está solicitando al proyecto.
PRI [Mes]	7,81	Antes del octavo mes se recupera la inversión.

Elaborado por: Jarrín, 2023

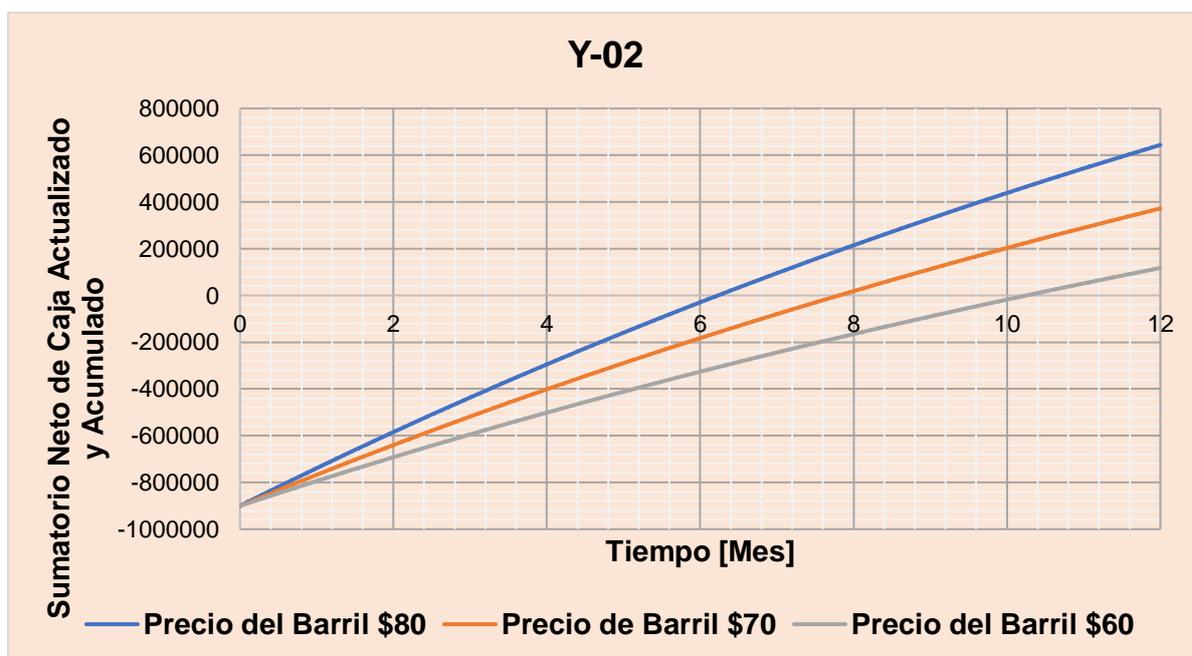


Figura 2.41 Sumario Neto de Caja Pozo Y-02

Elaborado por: Jarrín, 2023

### Conclusión

El escenario propuesto optimiza la producción y se presenta rentable económica y técnicamente.

Los cálculos para el análisis financiero se encuentran en Anexo III.

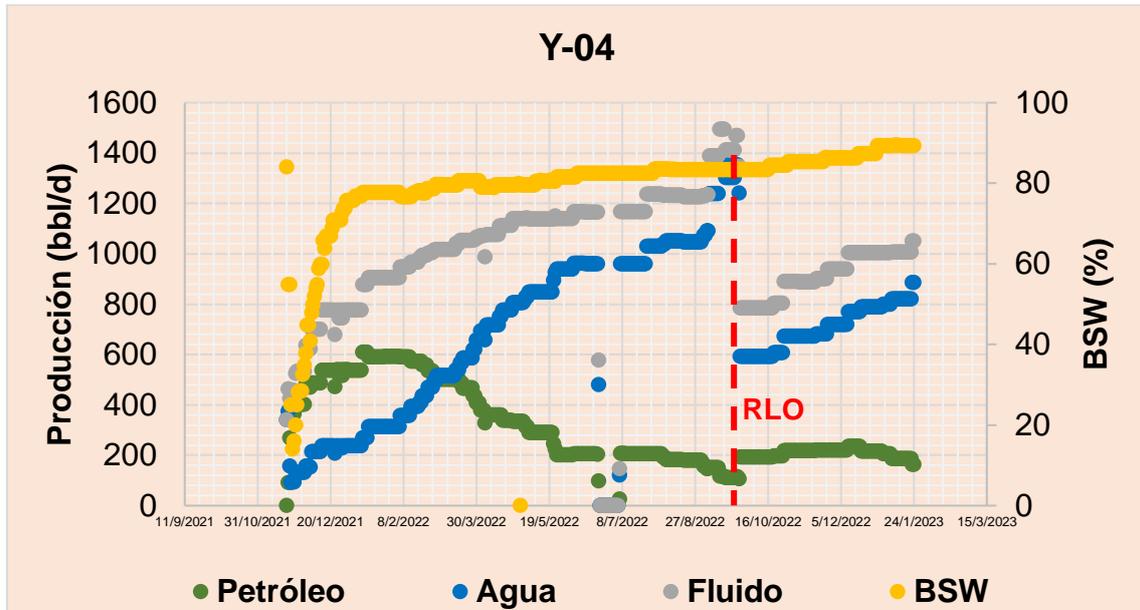
### Pozo Y-04

El resumen de operaciones de perforación, completación, reacondicionamiento, análisis de registro a hueco abierto, de registro mud logging y registros de cementación se encuentra ampliado en el Anexo V.

### Historial de Producción Y-04

Se puede ver que durante los dos primeros meses hay una tendencia agresiva de producción de agua que se estabiliza cuando el BSW es aproximadamente 80%, a partir de este punto aumenta gradualmente. Después del RLO realizado en este pozo, que

tuvo como objetivo aislar los intervalos disparados inferiores, se tiene un repentino baja de producción de agua sin embargo la tendencia sigue siendo a aumentar el BSW.



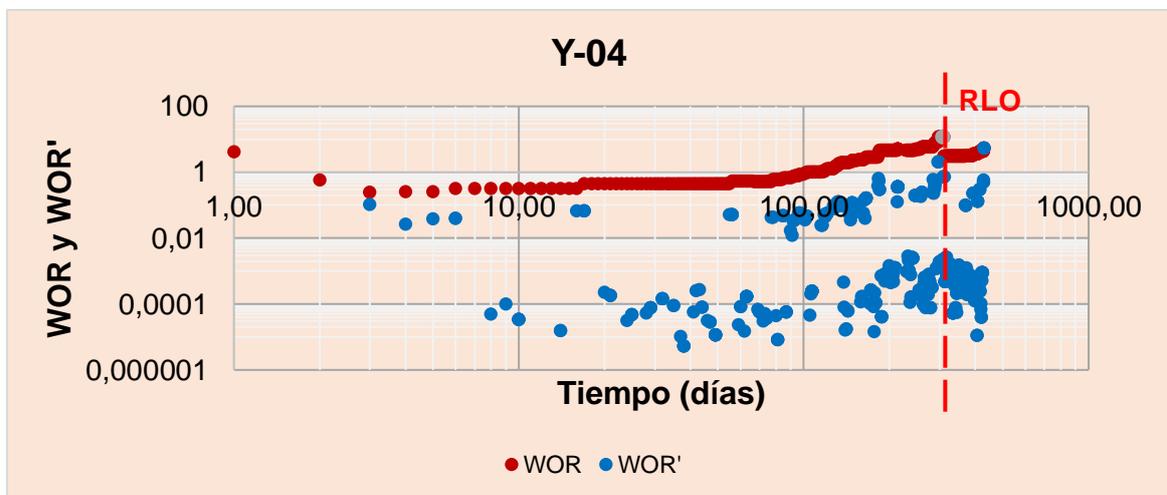
**Figura 2.42** Historial de Producción del Pozo Y-04

**Fuente:** (EMPRESA OPERADORA T, 2022)

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

**Curva de Diagnóstico de Chan Y-04**

Inicia con una tendencia de ambas curvas, WOR y WOR', a incrementar su pendiente positiva hasta cuando se realiza el RLO, la pendiente de WOR' a partir de este punto disminuye con una aparente tendencia de pendiente negativa mientras la curva del WOR aumenta con tendencia positiva, se puede inferir una posible conificación a partir del RLO realizado.



**Figura 2.43** WOR y WOR' versus Tiempo para el Pozo Y-04

**Fuente:** (EMPRESA OPERADORA T, 2022)

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

### Determinación de Daño Total Y-04

La Figura 2.44 muestra la curva IP resultante para el pozo Y-06 donde se identifica que el skin total es igual a 24.

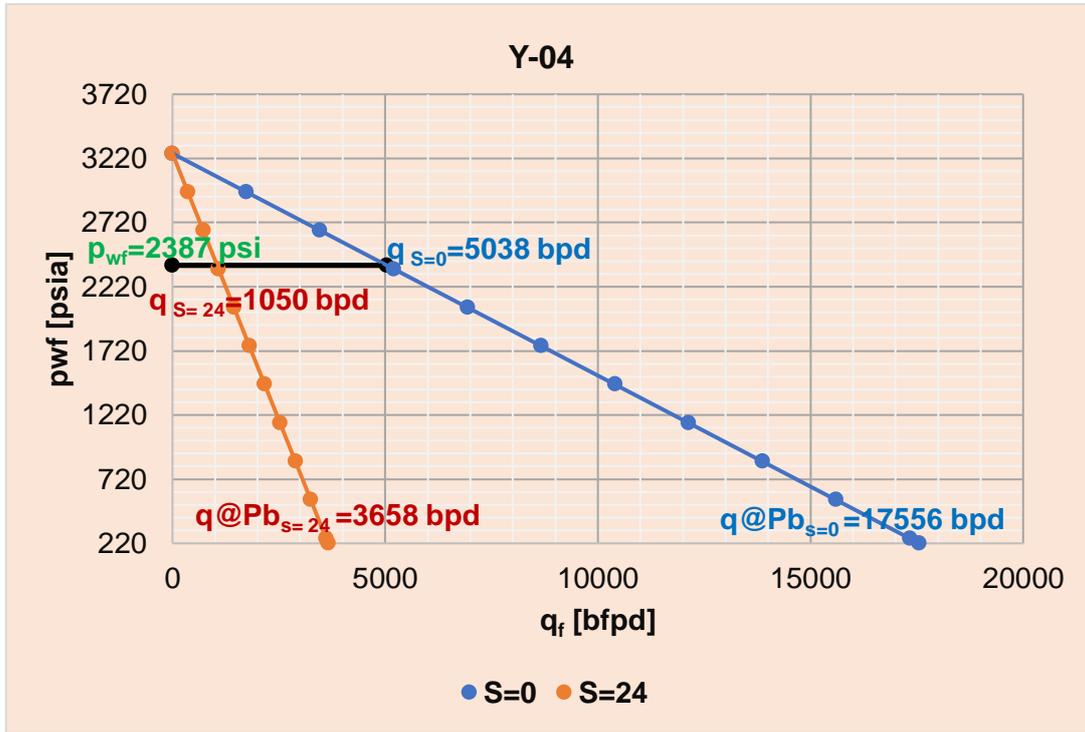


Figura 2.44 Curva IP para el pozo Y-04 con skin real e ideal

Elaborado por: Jarrín, 2023

Tabla 2.30 Skin para el Pozo Y-06

Caudal de Fluido Medido (Real)	Skin Total	Skin Mecánico	Skin Geométrico
bfpd	adimensional	adimensional	adimensional
1709	24	0	24

Elaborado por: Jarrín, 2023

### Escenarios de Reacondicionamiento

En la Tabla 2.31 se enlistan los problemas encontrados para el pozo Y-04 posibles opciones de reacondicionamiento.

**Tabla 2.31** Problemas de Producción del Pozo Y-04

Pozo	Problema(s)	Señales	Medio de Identificación	Opción de Reacondicionamiento
Y-04	Alto corte de agua (BSW = 84%)	Incremento Gradual del corte de agua	Historial de Producción	Inyección de Modificador de Permeabilidad Relativa.
	Conificación	Mala cementación casing-cemento, Incremento gradual de WOR'.	Registros de Cemento, Curvas Chan.	No aplica squeeze ni aislamiento ya que solo produce de un intervalo cañoneado. Tampoco se recomienda usar gel rígido. RPM es buena opción.
	Crudo Pesado	API = 16 $\mu_o = 94$ cP	Prueba de Pozo	Inyección de Reductor de Viscosidad, Calentador de Fondo de Pozo.
	Skin Total = 24 Skin Mecánico = 0	Baja producción de crudo	Comparación Caudal de Fluido con skin total = 0 y con skin total real	Producción por arrastre, aumentar el intervalo disparado

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

A diferencia del pozo Y-02, el análisis de curvas Chan del pozo Y-04 evidencian una tendencia a la conificación; sin embargo, el uso de modificadores de permeabilidad relativo son válidos para ese tipo de entrada de agua también.

También se debe considerar que el cálculo de daño mecánico nos da como resultado aproximadamente cero, no se descarta realizar estimulación matricial como una primera etapa, ya que es posible que exista cierto daño generado por la migración de finos (presencia de caolinita), y por ello el tratamiento pre bombeo de PRM podría ayudar a incrementar la producción.

Para validar la factibilidad de realizar este procedimiento, se va a comparar las propiedades de la arena donde se hizo el estudio de Bhaduri et al. (2014) con el Pozo Y-04.

**Tabla 2.32** Comparación Pozos de estudio y Pozo Y-02

Muestra	Nombres de pozos no especificados	Pozo Y-05
Principal Problema	Alto corte de agua, pozos dañados ( $s > 0$ )	Alto corte de agua, pozos dañados ( $s > 0$ ), posible conificación
BSW [%]	Alto	Alto
Skin Total	Positivo (Dañado)	Positivo (Dañado)
Arena	Hollín	Hollín
Migración de Finos	Si	Posiblemente (presencia de caolinita)
Porosidad Promedio	19,94%	15,1%
Permeabilidad Promedio [mD]	887,8	821

Elaborado por: Jarrín, 2023

Los resultados de la estimulación asumiendo una rata de fluido igual se muestra en la Tabla 2.33.

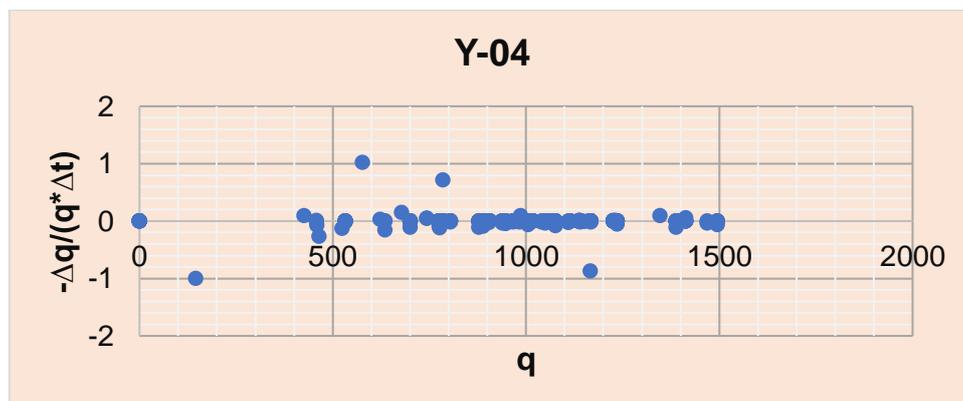
**Tabla 2.33** Condiciones antes y después del reacondicionamiento del Pozo Y-04

Pozo Y-04	Condiciones antes del reacondicionamiento	Condiciones después del reacondicionamiento
Caudal de Petróleo [bppd]	163,71	327,42
Caudal de Agua [bppd]	886	886
OWR	0,1848	0,3695
GANANCIA [bppd]	163,71	

## Análisis Económico

### Consideraciones

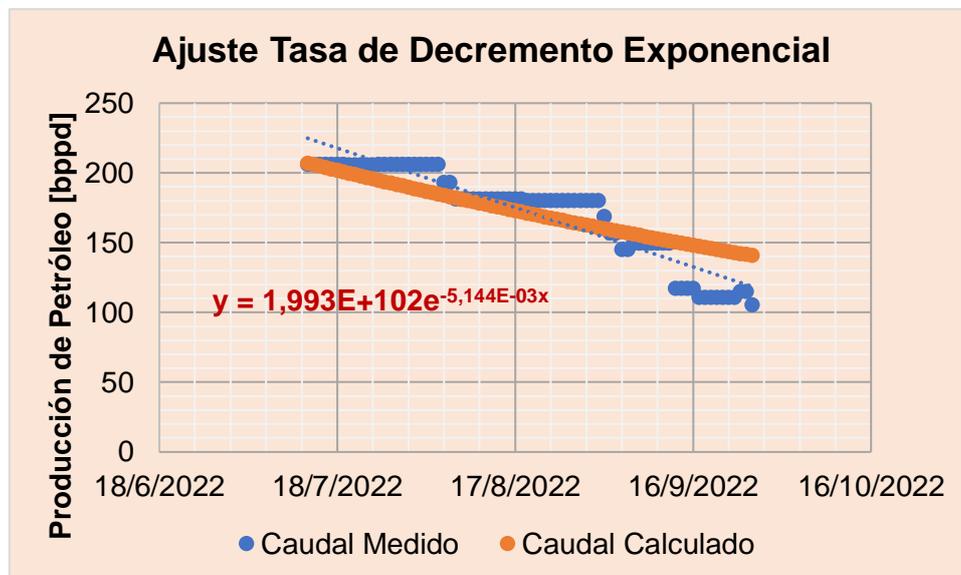
- El tipo de declinación para el Pozo Y-04 es Exponencial, así como se concluyó con la Figura 2.45..



**Figura 2.45** Declinación Exponencial Pozo Y-04

Elaborado por: Jarrín, 2023

- La tasa de declinación diaria es 0,005144004, valor determinado analizando un análisis del ajuste del tipo de declinación exponencial. La Figura 2.46 muestra el ajuste entre la curva de producción real y la producción con la tasa de declinación calculada.



**Figura 2.46** Ajuste de la Tasa de Decremento Exponencial Pozo Y-04  
**Elaborado por:** Jarrín, 2023

- El análisis económico se realiza en un intervalo de 12 meses.
- Mismas consideraciones que se describieron para el Pozo Y-03.
- Costo de inversión: \$900000 (novecientos mil dólares)

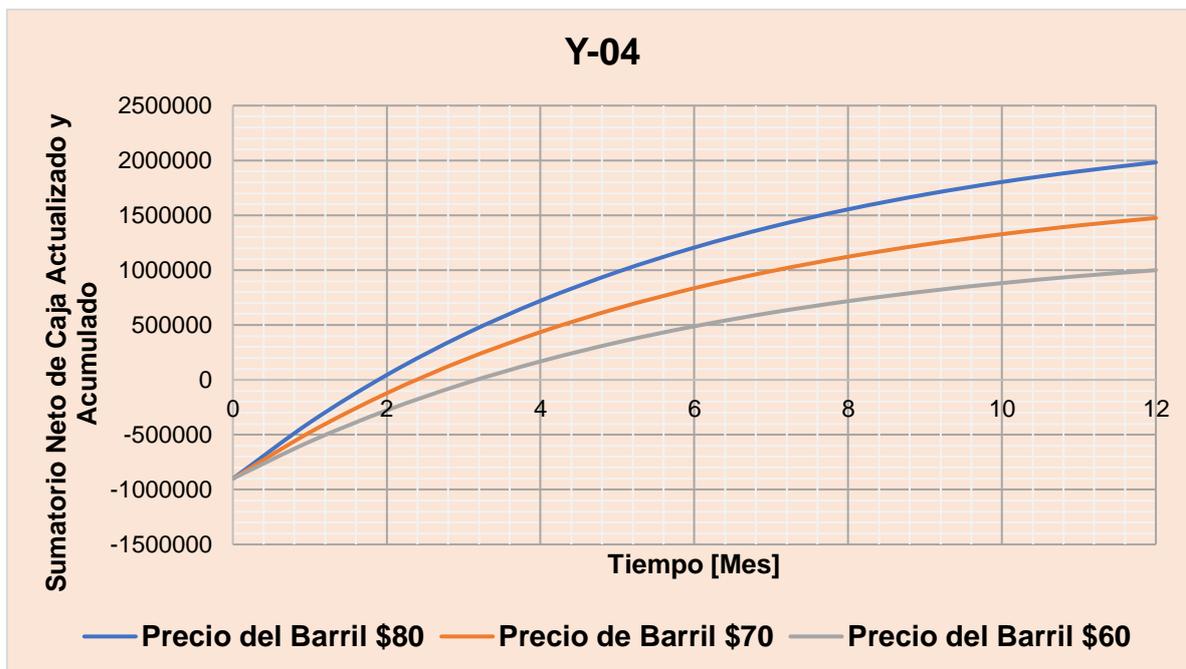
Se van a tomar 3 escenarios, un escenario optimista donde el precio del barril está en \$80, un escenario intermedio con el precio del barril de petróleo a \$70 y finalmente un escenario pesimista con el precio del barril a \$60. Los resultados para un año de producción se muestran en la Figura 2.47 y la Tabla 2.34.

Resultados para el Escenario Intermedio

**Tabla 2.34** Índices Financieros Pozo Y-04

Índice Financiero	Valor	Significado
<b>Inversión Total [USD]</b>	1236791	
<b>VAN [USD]</b>	1475312	Se recupera la inversión inicial para la tasa del 1% requerida y además tiene un excedente de 1475312 dólares.
<b>TIR [%]</b>	33%	La tasa determinada es mayor a la tasa del 1% que se le está solicitando al proyecto.
<b>PRI [Mes]</b>	2,40	Antes del tercer mes se recupera la inversión.

**Elaborado por:** Jarrín, 2023



**Figura 2.47** Sumario Neto de Caja Pozo Y-04

Elaborado por: Jarrín, 2023

### Conclusión

El escenario propuesto optimiza la producción y se presenta rentable económica y técnicamente.

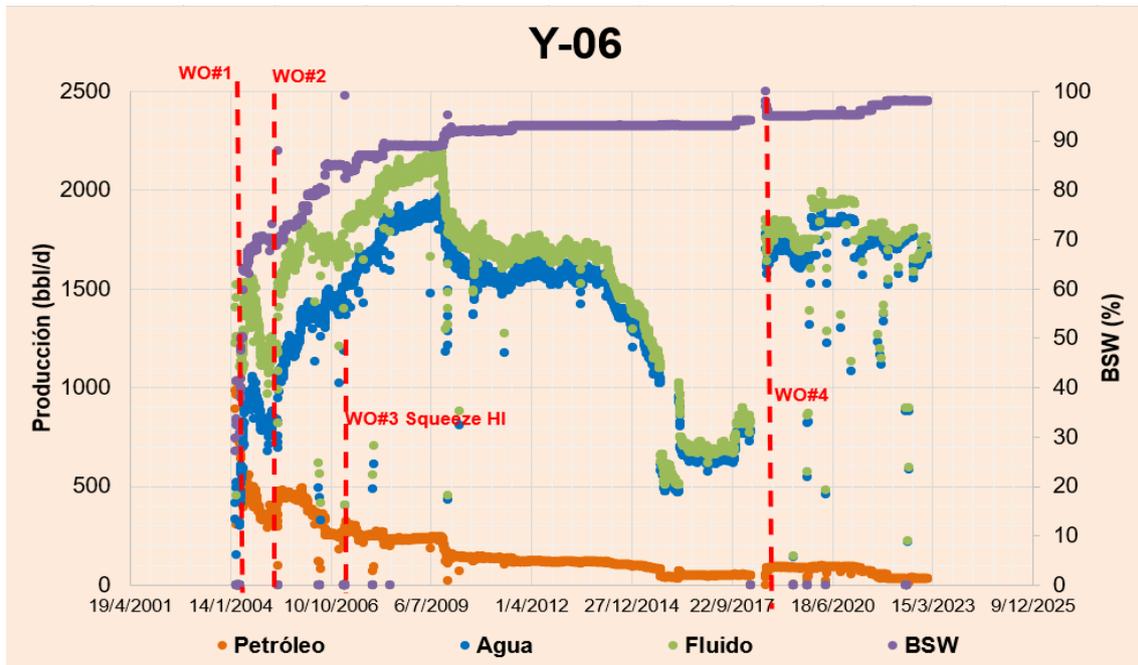
Los cálculos para el análisis financiero se encuentran en Anexo V.

### **Pozo Y-06**

El resumen de operaciones de perforación, completación, reacondicionamiento, análisis de registro a hueco abierto, de registro mud logging y análisis de pruebas de presión se encuentra ampliado en el Anexo VII.

### **Historial de Producción Y-06**

Se muestra que durante los primeros meses después de la completación hubo un avance agresivo de BSW que se estabiliza al llegar a 85%, a partir del tercer año de producción. Desde este punto se muestra un aumento gradual de aumento de BSW llegando al 98% al corte para este trabajo (enero del 2023). Entre el Workover # 3 y # 4 se observa un abrupto cambio de caudal de producción de agua debido a que se maneja un caudal de producción menor pero más estable. Después del WO#4 observamos un aumento agresivo de tasa de agua e incide en el aumento de BSW.



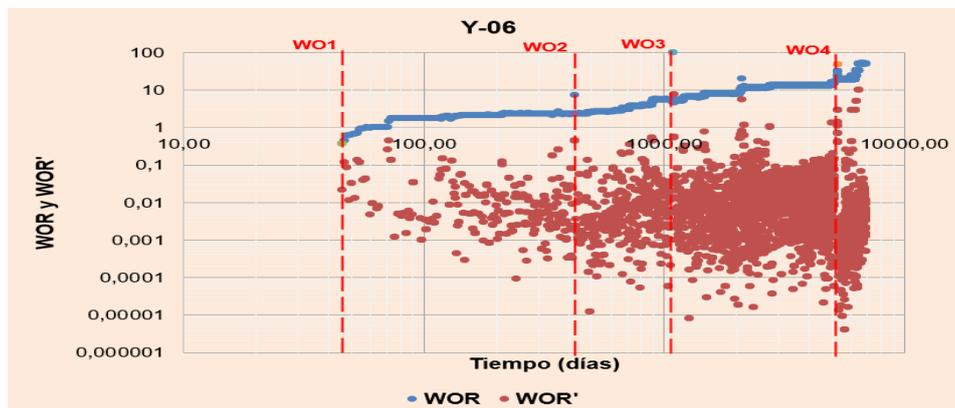
**Figura 2.48** Historial de Producción del Pozo Y-06

Fuente: (EMPRESA OPERADORA T, 2022)

Elaborado por: Jarrín, 2023

#### Curva de Diagnóstico de Chan Y-06

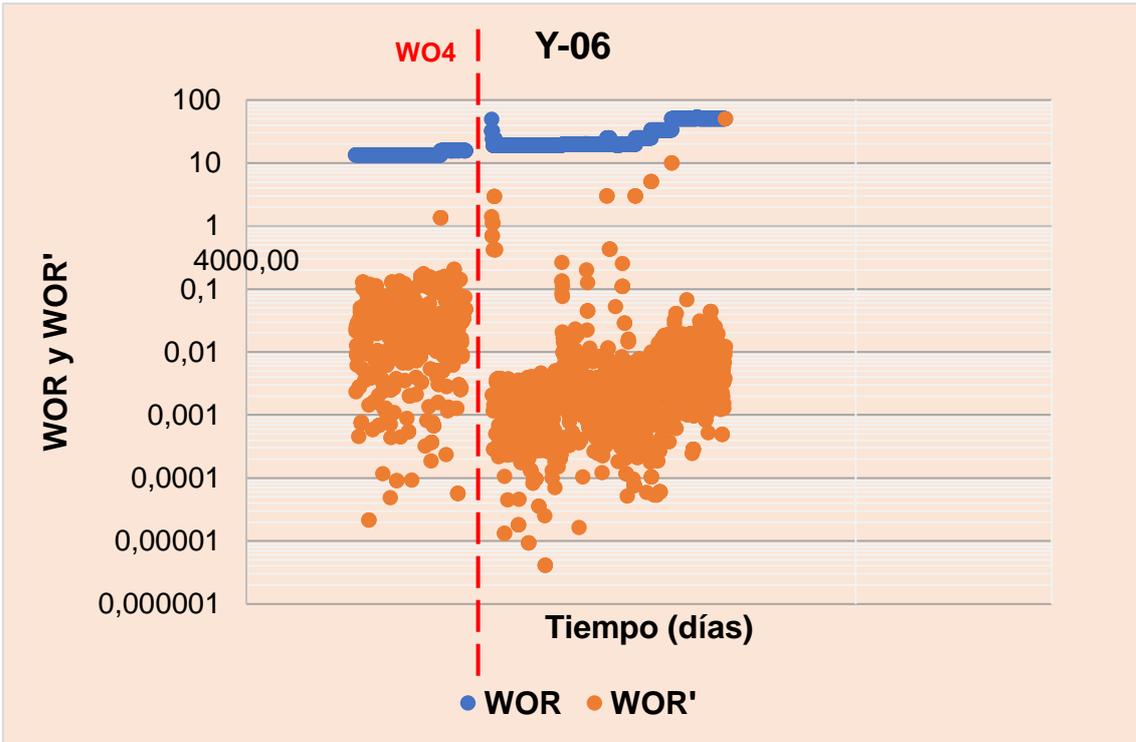
Analizado desde el Reacondicionamiento #4 la tendencia del pozo parece mantenerse normal, aunque se debería seguir analizando como cambia la curva del WOR' ya que parece aumentar gradualmente con pendiente positiva. Por el momento no se podría observar tendencia de canalización o conificación.



**Figura 2.49** WOR y WOR' versus Tiempo para el Pozo Y-06

Fuente: (EMPRESA OPERADORA T, 2022)

Elaborado por: Jarrín, 2023

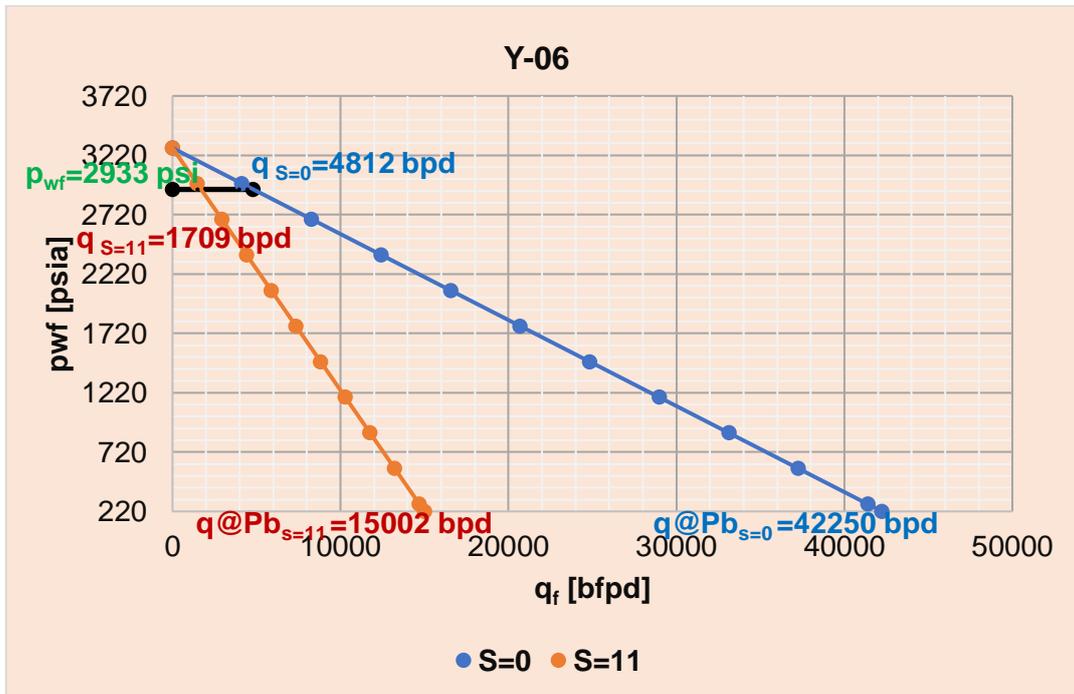


**Figura 2.50** Curva WOR vs WOR' a partir del WO#4 para el Pozo Y-06

Elaborado por: Jarrín, 2023

**Determinación de Daño Total Y-06**

La Figura 2.51 muestra la curva IP resultante para el pozo Y-06 donde se identifica que el skin total es igual a 11.



**Figura 2.51** Curva IP para el pozo Y-06 con skin real e ideal

Elaborado por: Jarrín, 2023

**Tabla 2.35** Skin para el Pozo Y-06

<b>Caudal de Fluido Medido (Real)</b>	<b>Skin Total</b>	<b>Skin Mecánico</b>	<b>Skin Geométrico</b>
bfpd	adimensional	adimensional	adimensional
1709	11	-3	14

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

### Escenarios de Reacondicionamiento

En la Tabla 2.36 se enlistan los problemas encontrados para el pozo Y-04 posibles opciones de reacondicionamiento.

**Tabla 2.36** Problemas de Producción del Pozo Y-04

<b>Pozo</b>	<b>Problema(s)</b>	<b>Señales</b>	<b>Medio de Identificación</b>	<b>Opción de Reacondicionamiento</b>
<b>Y-02</b>	Alto corte de agua (BSW = 98%)	Incremento gradual del corte de agua	Historial de Producción	Inyección de Modificador de Permeabilidad Relativa.
	Crudo Pesado	API = 14,9 $\mu_o = 155$ cP	Prueba de Pozo	Inyección de Reductor de Viscosidad
	Skin Total = 11 Skin Mecánico = -3	Baja producción de crudo	Comparación Caudal de Fluido con skin total = 0 y con skin total real	Disminuir el daño geométrico disparando un mayor intervalo (producción por arrastre)

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

Para el Y-06 el tratamiento matricial no ayudaría a disminuir el daño total ya que como se determinó con anterioridad, el daño de este pozo está asociado al daño geométrico.

El principal problema de este pozo es el alto corte de agua que maneja, siendo de los 1709 bfpd que produce actualmente solo 33 bppd los que mantienen rentable su producción.

Es por ello que los escenarios que se proponen se basan en implementar un sistema de bombeo de modificadores de permeabilidad relativa, para decrementar el corte de agua,

mientras disminuyen la permeabilidad efectiva del agua y aumentan la del petróleo. El estudio hecho por Bhaduri et al. (2014) en ocho pozos que producen de la arena Hollín determino eficientes resultados como se argumentó antes llegando a disminuir la permeabilidad efectiva del agua de 40 a 75%.

Para validar la factibilidad de realizar este procedimiento, se va a comparar las propiedades de la arena donde se hizo el estudio de Bhaduri et al. (2014) con el Pozo Y-06.

**Tabla 2.37** Comparación Pozos de estudio y Pozo Y-06

<b>Muestra</b>	<b>Nombres de pozos no especificados</b>	<b>Pozo Y-06</b>
Principal Problema	Alto corte de agua, pozos dañados ( $s>0$ )	Alto corte de agua, pozos dañados ( $s>0$ ),
BSW [%]	Alto	Alto
Skin Total	Positivo (Dañado)	Positivo (Dañado)
Arena	Hollín	Hollín
Migración de Finos	Si	Posiblemente (presencia de caolinita)
Porosidad Promedio	19,94%	16,8%
Permeabilidad Promedio [mD]	887,8	788

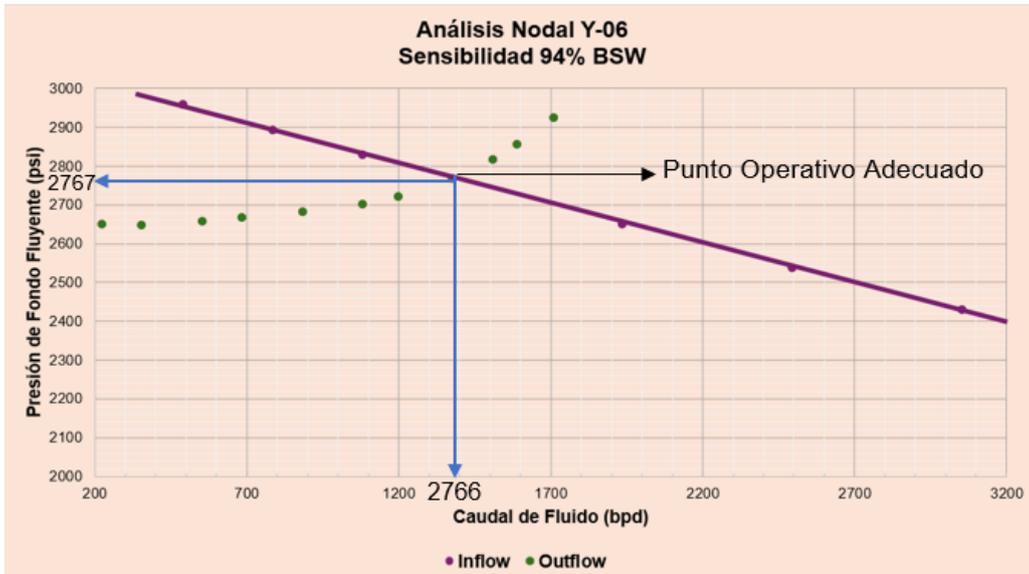
**Elaborado por:** Jarrín, 2023

En este caso, debido a que la disminución en el corte de agua no es un valor que podamos determinar ni comparar exactamente, recordando que el estudio de Bhaduri et al.(2014) al cual hacemos referencia, incluía al bombeo de RPM como una etapa final de estimulación matricial, sin embargo en el Y-06 la estimulación matricial no es una opción debido a su skin mecánico estimulado.

#### *Escenario 1*

Asunción: El tratamiento con Modificadores de Permeabilidad Relativa disminuye el corte de agua de 98% a 94%.

Para validar el análisis se utiliza un software simulador de flujo, se realiza análisis nodal, del cual se obtiene el siguiente resultado haciendo sensibilidad para cambiar el corte de agua.



**Figura 2.52** Sensibilidad de Reducción de BSW al 94% para el pozo Y-06 en Simulador de Flujo

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

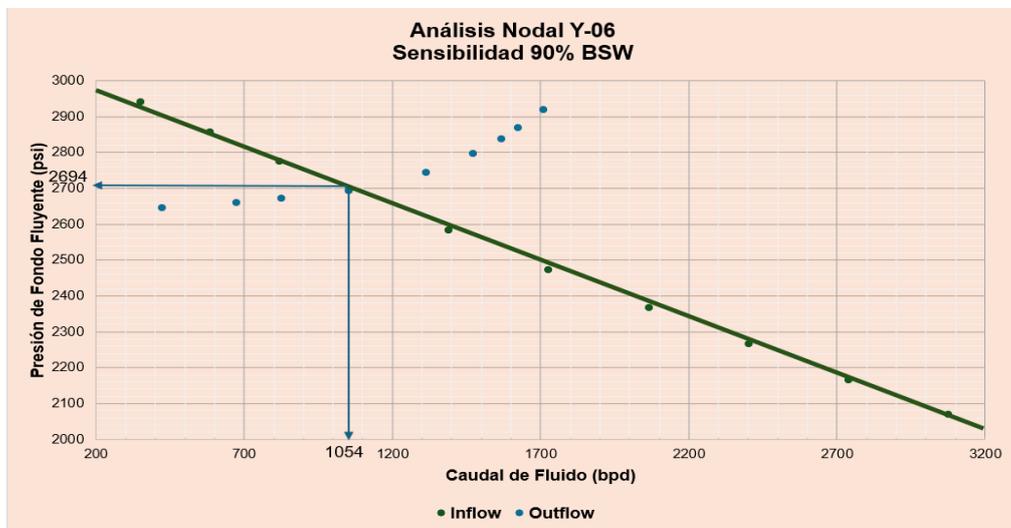
Los resultados de la sensibilidad para BSW de 94% se muestra en la Tabla 2.38.

**Tabla 2.38** Condiciones antes y después del reacondicionamiento

Pozo Y-06	Condiciones antes del reacondicionamiento	Condiciones después del reacondicionamiento
BSW [%]	98	94
Caudal de Petróleo [bppd]	33	83
Caudal de Agua [bppd]	1676	1295
Caudal de Fluido [bppd]	1709	1377,648
GANANCIA [bppd]	50	

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

*Escenario 2*



**Figura 2.53** Sensibilidad de Reducción de BSW al 90% para el pozo Y-06 en Simulador de Flujo

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

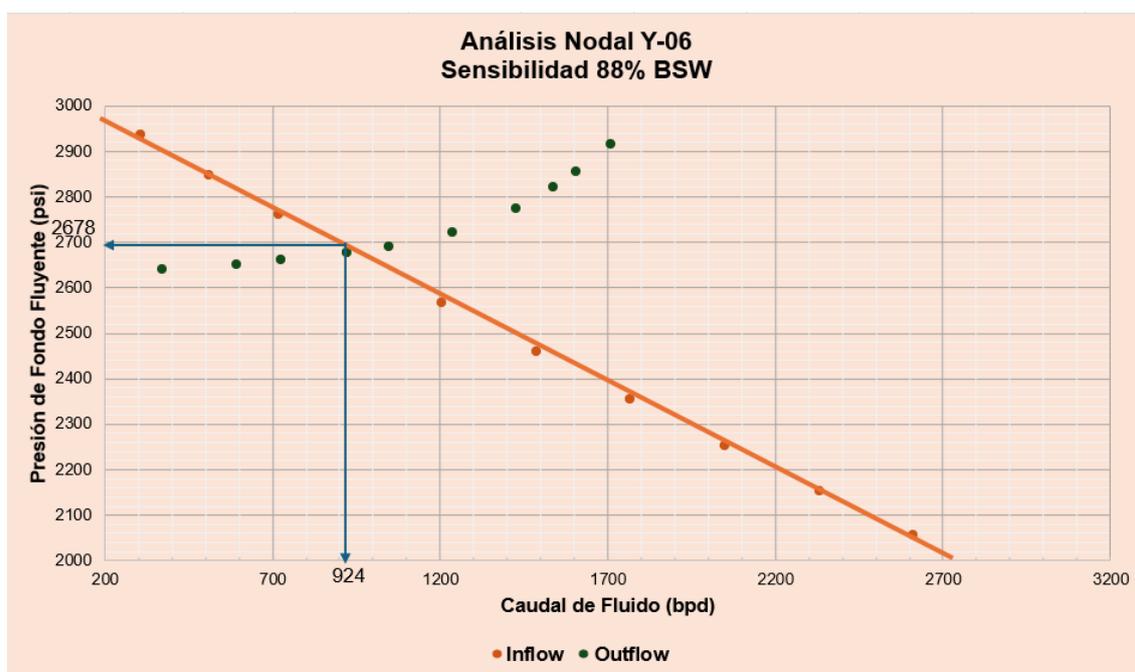
Los resultados de la sensibilidad para BSW de 90% se muestra en la Tabla 2.39.

**Tabla 2.39** Condiciones antes y después del reacondicionamiento

Pozo Y-06	Condiciones antes del reacondicionamiento	Condiciones después del reacondicionamiento
BSW [%]	98	90
Caudal de Petróleo [bppd]	33	105
Caudal de Agua [bppd]	1676	949
Caudal de Fluido [bppd]	1709	1054
GANANCIA [bppd]	72	

Elaborado por: Jarrín, 2023

### Escenario 3



**Figura 2.54** Sensibilidad de Reducción de BSW al 88% para el pozo Y-06 en Simulador de Flujo

Elaborado por: Jarrín, 2023

Los resultados de la sensibilidad para BSW de 88% se muestra en la Tabla 2.40.

**Tabla 2.40** Condiciones antes y después del reacondicionamiento

Pozo Y-06	Condiciones antes del reacondicionamiento	Condiciones después del reacondicionamiento
BSW [%]	98	88
Caudal de Petróleo [bppd]	33	111
Caudal de Agua [bppd]	1676	813
Caudal de Fluido [bppd]	1709	924
GANANCIA [bppd]	78	

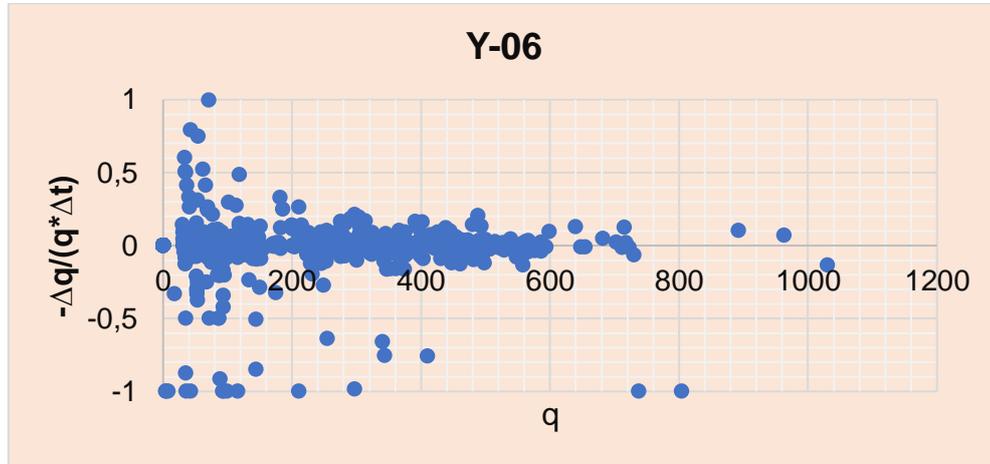
Elaborado por: Jarrín, 2023

Como se puede inferir, mientras mejores resultados se obtengan disminuyendo el corte de agua, mejor será la producción de crudo y por lo tanto más rentable el escenario. Sin embargo, se va a tomar un resultado intermedio (Escenario 2) como forma de no sobreestimar la productividad que pueda tener la sugerencia de optimización.

## Análisis Económico

### Consideraciones

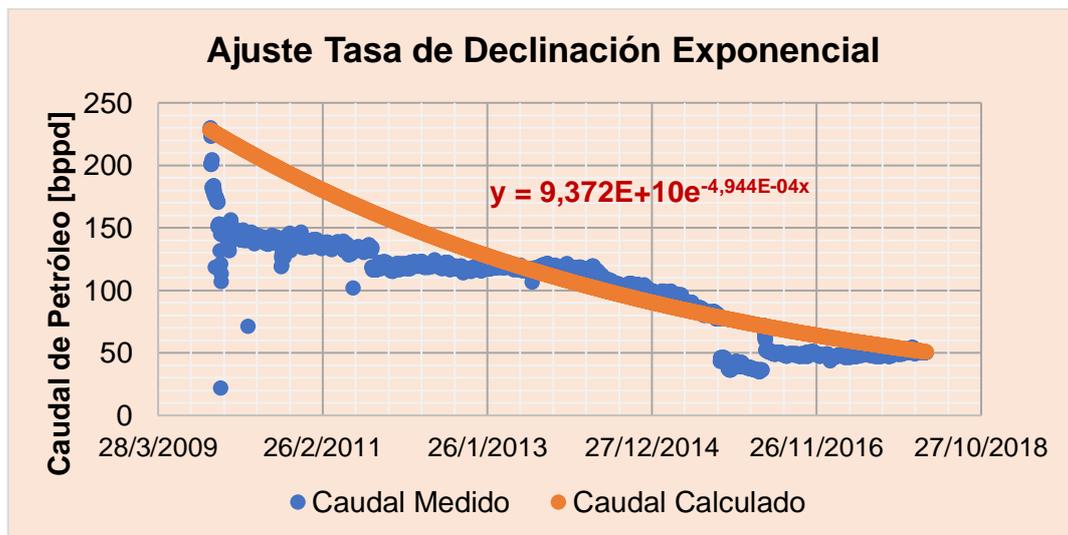
- El tipo de declinación para el Pozo Y-04 es Exponencial, así como se muestra en la Figura 2.55.



**Figura 2.55** Declinación Exponencial Pozo Y-06

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

- La tasa de declinación diaria es 0,000494, valor determinado analizando un análisis del ajuste del tipo de declinación exponencial. La Figura 2.56 muestra el ajuste entre la curva de producción real y la producción con la tasa de declinación calculada.



**Figura 2.56** Ajuste de la tasa de declinación exponencial para el Pozo Y-06

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

- El análisis económico se realiza en un intervalo de 12 meses.
- Mismas consideraciones que se describieron para el Pozo Y-03.
- Costo de inversión: \$800000 (ochocientos mil dólares)

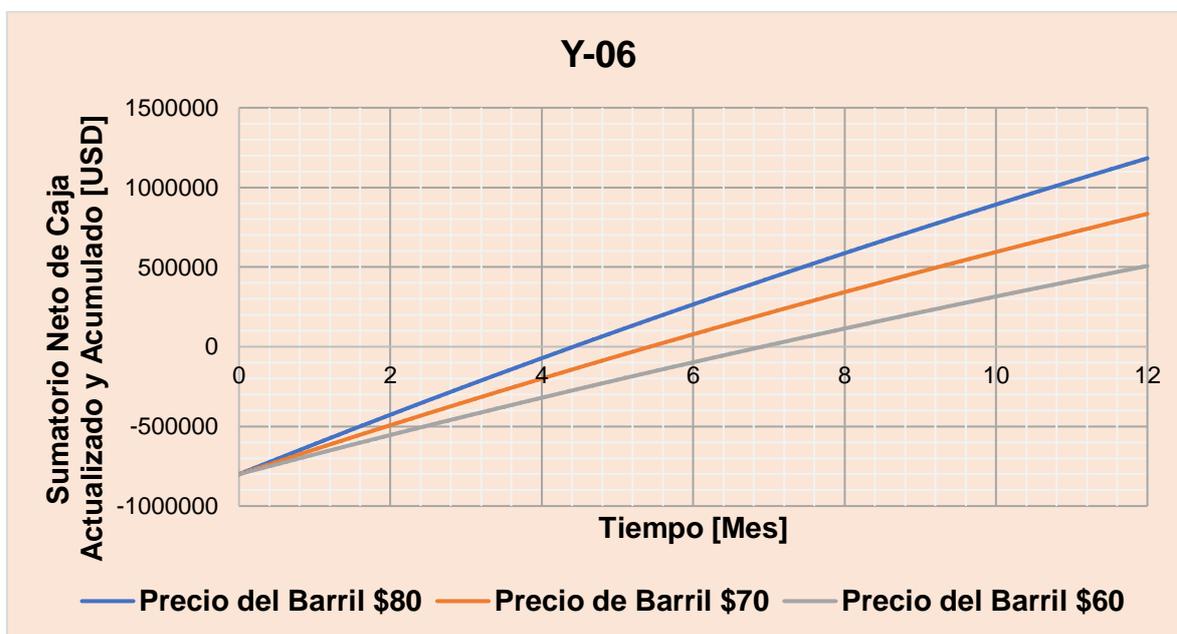
Se van a tomar 3 escenarios, un escenario optimista donde el precio del barril está en \$80, un escenario intermedio con el precio del barril de petróleo a \$70 y finalmente un escenario pesimista con el precio del barril a \$60. Los resultados para un año de producción se muestran en la Figura 2.57 y la Tabla 2.41.

Resultados para el Escenario Intermedio

**Tabla 2.41 Índices Financieros Pozo Y-06**

Índice Financiero	Valor	Significado
<b>Inversión Total [USD]</b>	1035340	
<b>VAN [USD]</b>	834003	Se recupera la inversión inicial para la tasa del 1% requerida y además tiene un excedente de 834003 dólares.
<b>TIR [%]</b>	15%	La tasa determinada es mayor a la tasa del 1% que se le está solicitando al proyecto.
<b>PRI [Mes]</b>	5,43	Antes del sexto mes se recupera la inversión.

**Elaborado por:** Jarrín, 2023



**Figura 2.57** Sumario Neto de Caja Pozo Y-02

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

Conclusión

El escenario propuesto optimiza la producción y se presenta rentable económica y técnicamente.

Los cálculos para el análisis financiero se encuentran en Anexo VII.

### 3. RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 3.1 Resultados

Luego del análisis de los seis pozos productores de la Plataforma “Y” del Campo “X”, se obtuvieron los resultados, con su respectiva justificación en las Tablas 3.1 y 3.2.

**Tabla 3.1** Resultados para los Pozos Y-03, Y-05 e Y-01

RESULTADOS							Conclusión			
Pozo	Principal Problema	Sugerencia de Recondicionamiento	Argumento	Producción de Petróleo [bopd]	Índices Financieros	Escenario Optimista (\$60/bopd)	Escenario Intermedio (\$70/bopd)	Escenario Pesimista (\$60/bopd)		
<b>Y-03</b> [Estudio de Caso]	Incremento gradual del corte de agua siendo su BSW antes del WO de 98%, canalización en los intervalos inferiores (8165 - 8190 ft y 8190 - 8211 ft MD) identificado por registros de cemento y curvas Chan.	Squeeze a los intervalos canalizados y redispazo a los intervalos superiores que se dejan en producción (8149 - 8166 y 8170 - 8178 ft MD)	1. Se identifica una posible canalización por los intervalos inferiores que coadyuban a la característica del campo al incremento progresivo de corte de agua. 2. Facilidad de implementación por su tipo de completación ("Y" Tool) 2. Redispazar el intervalo superior estimularía la zona en los alrededores del pozo.	Antes del WO	VAN [USD]	\$2.162.816	\$1.571.087	\$1.016.515	Trabajo Exitoso	
				Después WO	TIR [%]	34%	25%	17%		
				Ganancia	PRI [Mes]	2,4	3,0	4,0		
<b>Y-05</b>	Identicos retos de producción que para el Pozo Y-03	Squeeze al intervalo inferior posiblemente canalizado (8600 - 8621 ft MD). Asentamiento de packer entre ambos intervalos. Redispazo al intervalo superior.	1. Registros de cemento y curvas Chan identifican canalización en el intervalo inferior. 2. El skin mecánico determinado de 18, reduciría con el redispazo del intervalo superior (8554 - 8572 ft MD)	Antes del WO	VAN [USD]	\$3.148.015	\$2.805.238	\$2.483.985	Sugerencia Viable	
				Después WO	TIR [%]	13%	8%	3%		
				Ganancia	PRI [Mes]	5,21	6,80	9,65		
<b>Y-01</b>	Incremento gradual del corte de agua, el pozo tiene 95% de BSW y el comportamiento histórico de la producción de agua nos infiere a pensar en que si no se trata el agua pronto el pozo dejará de producir a caudales rentables en un punto en el futuro.	Squeeze al intervalo de 7926 - 7936 ft (10 ft) MD, y redispazo a los intervalos superiores: 7877 - 7883 ft (6 ft) MD y 7892 - 7918 ft (26 ft) MD	1. El tipo de reacondicionamiento sugerido tuvo excelentes resultados en el Y-03 (Pozo reportado como resultado), donde se tenían problemas similares y donde se tiene semejantes propiedades petrofísicas y PVT. 2. El squeeze atacaría el principal problema del pozo que es el corte elevado de agua. 3. Facilidad de implementación por su tipo de completación ("Y" Tool) 4. Redispazar el intervalo superior serviría para estimular el pozo, mejorando la permeabilidad en los alrededores del pozo.	Antes del WO	VAN [USD]	\$3.912.235	\$3.012.674	\$2.169.600	Sugerencia Viable	
				Después WO	TIR [%]	37%	30%	23%		
				Ganancia	PRI [Mes]	2,7	3,2	4,1		

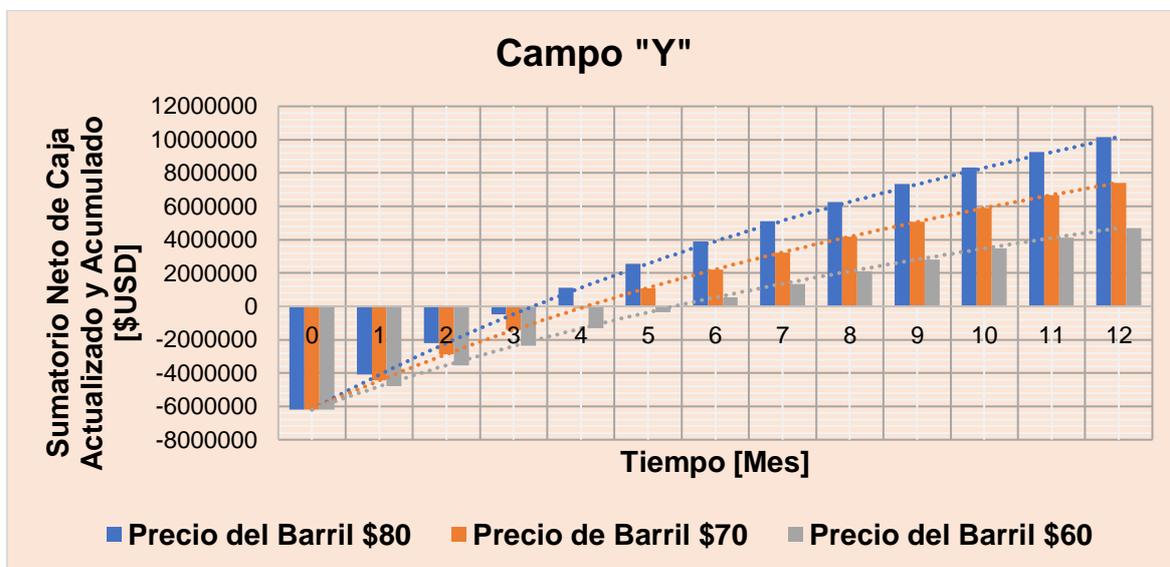
Elaborado por: Jarrín, 2023

**Tabla 3.2 Resultados para los Pozos Y-02, Y-04 e Y-06**

<b>RESULTADOS</b>									
Pozo	Principal Problema	Sugerencia de Reacondicionamiento	Argumento	Producción de Petróleo [boppd]	Índices Financieros	Escenario Optimista (\$80/boppd)	Escenario Intermedio (\$70/boppd)	Escenario Pesimista (\$60/boppd)	Conclusión
<b>Y-02</b>	Si bien no se evidencia un problema de canalización, y las curvas Chan no mostraron una tendencia negativa de la derivada de la Relación Agua Petróleo (Canalización), el incremento progresivo de corte de agua es el mayor reto que presenta el pozo. Además se estimó un daño mecánico que se aproxima a 15, probablemente asociado a migración de finos ya que se evidencia presencia de caolinita en la zona productiva en el registro mudlogging.	La opción para contrarrestar el efecto de daño y a la vez procurar disminuir o al menos estabilizar el corte de agua es el mayor reto a enfrentar. Por ello, la experimentación en inyección de modificadores de permeabilidad relativa como una etapa post-estimulación matricial (ácida), ha sido probada ampliamente en la industria. En Ecuador fue documentado por Bhaduri et al. (2014) y específicamente respecto a estimulación matricial por Izurieta et al. (2022) en la arena Hollín (objetivo principal de los pozos en estudio), donde se obtuvieron alentadores resultados.	1. Al solo tener un intervalo disparado, no se podría pensar en aislamiento mecánico o squeeze como fue el caso de los anteriores pozos.	Antes del WO	VAN [USD]	\$644.099	\$372.396	\$117.754	<b>Sugerencia Viable</b>
			2. Alto corte de agua provoca que la tasa de crudo se encuentre en su límite rentable siendo la tasa de abandono 20 boppd.	Después WO	TIR [%]	12%	7%	3%	
			3. Distinción de daño mecánico, asociado a migración de finos por la presencia de caolinita y por la tendencia de Hollín documentada a este tipo de daño.	Ganancia	PRI [Mes]	6,2	7,8	10,3	
<b>Y-04</b>	El caso del Y-04 es sumamente similar al del pozo Y-02, se presentan retos con el alto corte de agua; sin embargo, se tiene una alta posibilidad de conificación identificado por medio de curvas Chan.	Ya que el pozo se encuentra estimulado, para este pozo lo que se requeriría es usar solamente modificadores de permeabilidad relativa que prevengan la venida de agua a un nivel que el pozo sea rentable técnica y económicamente.	1. Al solo tener un intervalo disparado, no se podría pensar en aislamiento mecánico o squeeze como fue el caso de los anteriores pozos.	Antes del WO	VAN [USD]	\$1.982.528	\$1.475.312	\$999.945	<b>Sugerencia Viable</b>
			2. Implementar la tecnología de RPM ayudaría a que el como formado pierda fuerza ya que la permeabilidad efectiva al agua se reduciría considerablemente al mismo tiempo que la efectiva al petróleo aumentaría, coadyuvando a una producción más óptima del pozo.	Después WO	TIR [%]	43%	33%	23%	
				Ganancia	PRI [Mes]	1,90	2,40	3,18	
<b>Y-06</b>	El pozo Y-06 presenta la característica de tener un daño mecánico estimulado, corroborado tanto por el análisis de daño en este TIC (s=-3), como en las pruebas de presión realizadas en 2007 donde se determinó un s=-3. Se debe poner por tanto toda la atención al alto corte de agua y su incremento gradual.	Ya que el pozo se encuentra estimulado, para este pozo lo que se requeriría es usar solamente modificadores de permeabilidad relativa que prevengan la venida de agua a un nivel que el pozo sea rentable técnica y económicamente.	1. Al solo tener un intervalo disparado, no se podría pensar en aislamiento mecánico o squeeze como fue el caso de los anteriores pozos.	Antes del WO	VAN [USD]	\$767.453	\$491.640	\$233.147	<b>Sugerencia Viable</b>
			2. Controlar el corte de agua, sería el objetivo final del reacondicionamiento, necesario debido al bajo caudal de crudo que se mantiene cercano al límite rentable,	Después WO	TIR [%]	14%	10%	5%	
				Ganancia	PRI [Mes]	5,7	7,0	9,0	

Elaborado por: Jarrín, 2023

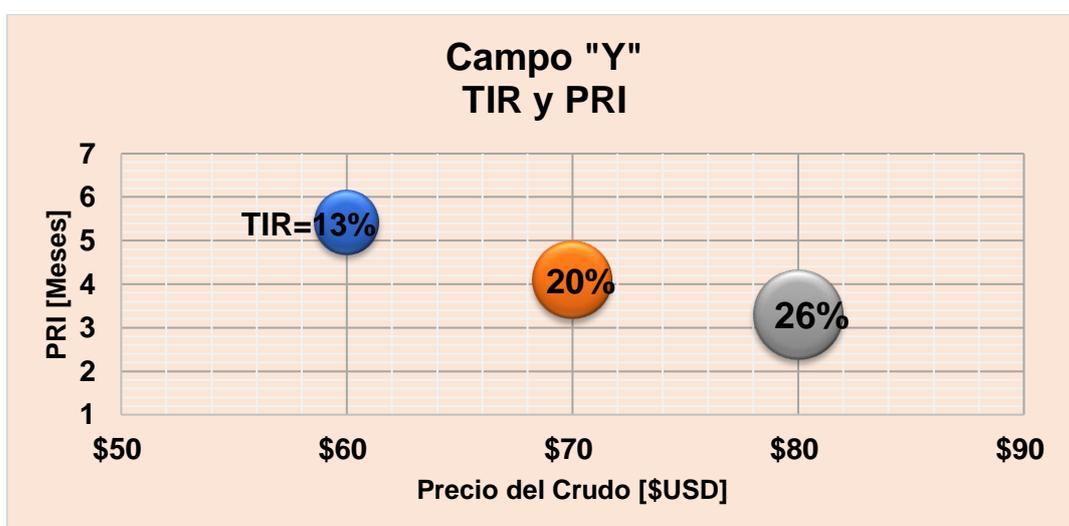
Si bien las sugerencias para cada pozo han demostrado ser técnica y económicamente rentables, la Figura 3.1 muestra la factibilidad de aplicar las sugerencias de forma macro para toda la Plataforma “Y” del Campo “X”, obteniéndose excelentes resultados y viabilidad económica evidenciada por los índices económicos que se presentan en las Figuras 3.2 y 3.3



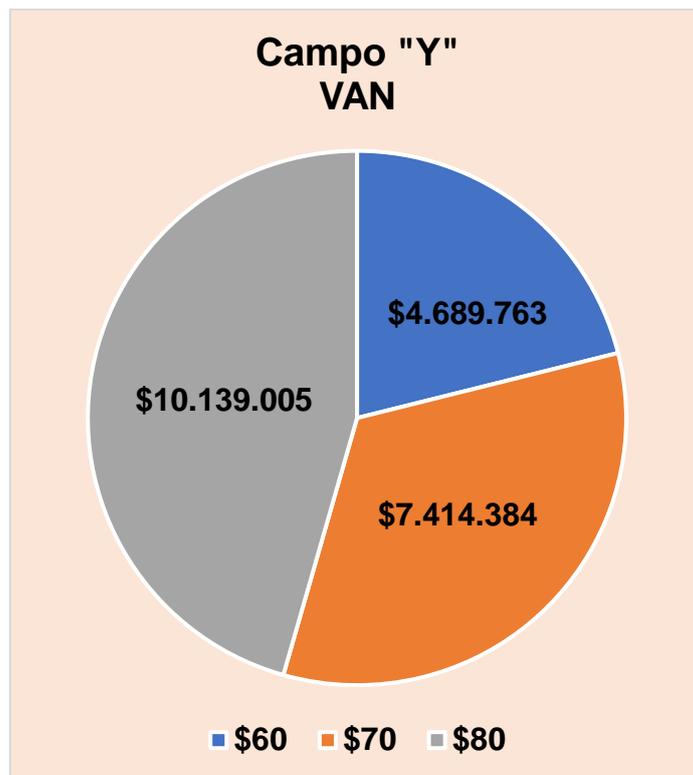
**Figura 3.1** Sumatorio Neto de Caja Actualizado y Acumulado Aplicando todas las Sugerencias de Reacondicionamiento en la Plataforma “Y” del Campo “X”

Elaborado por: Jarrín, 2023

Nota: La figura muestra el Sumatorio Neto de Caja en el período de un año. Aquí se evidencia la importancia del precio de crudo para la factibilidad de las sugerencias de reacondicionamiento propuestas en este TIC; sin embargo, incluso para el escenario pesimista con el precio de crudo a \$60, el planteamiento sigue siendo viable.



**Figura 3.2** Relación entre el TIR y el tiempo en que se recupera la Inversión (PRI)  
Elaborado por: Jarrín, (2023)



**Figura 3.3** Estimación de VAN para el Proyecto Macro en toda la Plataforma  
**Elaborado por:** Jarrín, 2023

**Pozo Y-03:** el workover tiene inversión inicial de aproximadamente \$1.200.000. Terminado el WO se pasa de una producción diaria de petróleo de 61 a 355 bppd, es decir una ganancia de 294 bppd. El reacondicionamiento fue exitoso ya que se recupera la inversión inicial antes del tercer terminado el trabajo de reacondicionamiento y además se tiene una ganancia neta de 1.571.087 dólares en un año.

**Pozo Y-05:** el workover tiene una inversión inicial de aproximadamente \$1.200.000. Terminado el WO se pasa de una producción diaria de petróleo de 29 a 170 bppd, es decir una ganancia de 141 bppd. Se estima que el reacondicionamiento sea exitoso a nivel técnico y además económico ya que se recuperaría la inversión inicial antes del séptimo mes terminado el trabajo de reacondicionamiento y además se tiene una ganancia neta de 2.805.238 dólares en un año.

**Pozo Y-01:** el workover tiene una inversión inicial de aproximadamente \$1.200.000. El análisis técnico sugiere que se podría pasar de una producción diaria de petróleo de 105 a 250 bppd, es decir una ganancia de 145 bppd. Se estima que el reacondicionamiento sea exitoso a nivel técnico y además económico ya que se recuperaría la inversión inicial antes del cuarto mes terminado el trabajo de

reacondicionamiento y además se tiene una ganancia neta de 3.012.674 dólares en un año.

**Pozo Y-02:** el workover tiene una inversión inicial de aproximadamente \$900.000. Terminado el WO se pasa de una producción diaria de petróleo de 30 a 91 bppd, es decir una ganancia de 61 bppd. Se estima que el reacondicionamiento sea exitoso a nivel técnico y además económico ya que se recuperaría la inversión inicial antes del octavo mes terminado el trabajo de reacondicionamiento y además se tiene una ganancia neta de 372.396 dólares en un año.

**Pozo Y-04:** el workover tiene una inversión inicial de aproximadamente \$900.000. Terminado el WO se pasa de una producción diaria de petróleo de 164 a 327 bppd, es decir una ganancia de 163 bppd. Se estima que el reacondicionamiento sea exitoso a nivel técnico y además económico ya que se recuperaría la inversión inicial antes del octavo mes terminado el trabajo de reacondicionamiento y además se tiene una ganancia neta de 1.475.312 dólares en un año.

**Pozo Y-06:** el workover tiene una inversión inicial de aproximadamente \$900.000. Terminado el WO se pasa de una producción diaria de petróleo de 33 a 83 bppd, es decir una ganancia de 50 bppd. Se estima que el reacondicionamiento sea exitoso a nivel técnico y además económico ya que se recuperaría la inversión inicial antes del sexto mes terminado el trabajo de reacondicionamiento y además se tiene una ganancia neta de 834.003 dólares en un año.

## 3.2 Conclusiones

- Los pozos estudiados, se caracterizan por producir con altos caudales de agua que alcanzan el 98% de BSW, este problema está asociado a dos factores: la mojabilidad de la roca (mixta con tendencia a mojarse al petróleo) que aumenta la movilidad del agua y al mecanismo de empuje del reservorio que es hidráulico de fondo activo, lo que facilita problemas de canalización y conificación; en consecuencia, la identificación pronta y solución al incremento progresivo del corte de agua supone el mayor reto que presenta la Plataforma “Y” del Campo “X”.
- En el caso de estudio del Y-03, pozo donde se realizó un squeeze para sellar el intervalo productor inferior, se demuestra que si se controla el influjo de agua al pozo, el petróleo a pesar de su alta viscosidad (95 -155 cP) y bajo grado API (14,9 – 16), fluye a tasas rentables.
- Se presentan dos tipos de reacondicionamiento para los pozos en estudio, del tipo mecánico para los pozos Y-01, Y-03 y Y-05 mediante el procedimiento de squeeze para sellar el intervalo inferior productor y del tipo químico para los pozos Y-02, Y-04 y Y-06; pozos donde se ve la factibilidad de emplear modificadores de permeabilidad relativa y estimulación matricial.
- La implementación de modificadores de permeabilidad relativa como una etapa post-estimulación matricial es una posibilidad de reacondicionamiento que de acuerdo a la literatura y a la experimentación en pozo reales muestra ser la solución al reto de manejar pozo con alto corte de agua y con skin positivo.
- Si bien las sugerencias de reacondicionamiento resultan en opciones viables para su implementación, al optimizar la producción a nivel de plataforma (los 6 pozos) se obtiene un mayor rédito económico pasando de producir 716 bppd a 1279 bppd; es decir, un incremento de 562 bppd.

### 3.3 Recomendaciones

- La Plataforma “Y” del Campo “X” dispone de datos PVT sintético que permite realizar cálculos de ingeniería y se toma como principal referencia al momento de tomar decisiones sobre los pozos en el pad; es necesario y pertinente realizar un análisis con fluido real, ya que al utilizar simuladores de flujo como en el Pozo Y-06, se presentó alta incertidumbre, específicamente con el valor de viscosidad obtenido del PVT sintético.
- La Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables expidió a mediados del 2021 el Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas donde se menciona que previo a realizar una estimulación matricial la empresa operadora de servicios debe realizar una prueba de restauración de presión, análisis de compatibilidad de fluidos y análisis de laboratorio con núcleos del reservorio. Por lo tanto, se recomienda a la empresa prestadora de servicios poner a prueba la sugerencia de reacondicionamiento para los pozos Y-02, y-04 y Y-06, que además de optimizar la producción en estos pozos, se eliminarían las incertidumbres respecto al daño real que presentan los pozos, la mojabilidad que tiene el reservorio, la viscosidad real del fluido, considerando que el único pozo que dispone de pruebas de presión es el Y-06 realizada en el año 2007.
- Realizar un análisis profundo respecto a cómo afecta la mojabilidad mixta con tendencia a mojarse al crudo, ya que de este análisis se propondrán trabajos de reacondicionamiento para controlar el corte de agua considerando que cuatro de los seis pozos se encuentran con un corte de agua superior al 95% y que dos de estos ya solo producen de un intervalo disparado. Por lo tanto, los siguientes reacondicionamientos serán para controlar el avance progresivo de agua aplicando métodos químicos.
- El avance del corte de agua en los pozos de la Plataforma “Y” del Campo “X”, inevitablemente van provocar que los pozos lleguen a su tasa de abandono; se recomienda analizar la posibilidad de producir del objetivo secundario que es la arenisca “T” principal.

#### 4. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Hernández, R. (2016). Metodología Integral para Revitalización de Campos Maduros mediante Intervenciones de Pozos. PGE PETRÓLEO & GAS, 23-28.

Baby, P., Rivadeneira, M. & Barragán, R. (2004). LA CUENCA ORIENTE: GEOLOGÍA Y PETRÓLEO. Institut français d'études andines.

Hernández, R., Terán, N., Vielma, C., Bastidas, D. & Ríos, A. (2022). El Reservorio Hollín del Campo Yuralpa en la Cuenca Oriente de Ecuador: Intrusivo, Contacto Agua-Petróleo Inclinado, Biodegradación del Crudo ¿y un Tar mat? Acipet.

Romero, C., Gramal, A., Carranco, F. & Toainga, S. (2019). Asociación de facies: la clave para la identificación de la Formación Hollín en la región Sur Oriental del Ecuador. GEO Latitud.

Ruilova, M. & Izurieta, A. (2022). Migración de Finos en el Reservorio Hollín: Diagnóstico, Evaluación y Prácticas de Estimulación desde el Laboratorio hasta la Implementación en Campo. REVISTA POLITÉCNICA. <https://doi.org/10.33333/rp.vol49n1.06>.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES. (2020). Informe Anual del Potencial Hidrocarburífero del Ecuador.

Society of Petroleum Engineers. (2018). Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo.

Rivero, J. (2007). ANÁLISIS NODAL Y EXPLOTACIÓN DE PETRÓLEO. [https://www.academia.edu/27417121/Libro\\_de\\_Petroleo\\_An%C3%A1lisis\\_Nodal\\_Gustavo](https://www.academia.edu/27417121/Libro_de_Petroleo_An%C3%A1lisis_Nodal_Gustavo).

Mohamad, M., Koederitz, L. (2000). Two-Phase Relative Permeability Prediction Using a Linear Regression Model. Society of Petroleum Engineers. Society of Petroleum Engineers.

API Gravity. (2015). <https://www.petroleum.co.uk/api?p=api>.

Battashi, F., Khattak, A. & Svec, R. (2018). Fluid Contact Identification for a Heavy Oil Shaly Sand Reservoir with a Biodegraded Oil Column. Society of Petroleum Engineers.

Hirschfeld, M. & Ruiz, R. (2008). Nota Técnica Conceptos de Well Performance. Oil Production.net. <http://oilproduction.net/produccion/artificial-lift-systems/optimizacion-de-sistemas/item/422-conceptos-de-well-performance>

- Beggs, D. (2003). Production Optimization. OGCI and Petroskills.
- Brown, K. (1985). The Technology of Artificial Lift Methods. PennWell Books.
- Izurieta, A., Squires, S., Padilla, W., Peñaherrera, L. & Ruilova, M. (2022). Formation Damage in the Hollín Sandstone: Diagnosis, Evaluation, and Stimulation Practices from Laboratory to Field Implementation, Sacha Field, Ecuador. International Petroleum Technology Conference.
- Heriot-Watt University. (s. f.). Production Technology. Institute of Petroleum Engineering.
- Madrid, M. (2020). Curva de Declinación Exponencial: Fundamento Matemático. portal del petróleo. <https://portaldelpetroleo.com/curva-de-declinacion-exponencial-fundamento-matematico/#:~:text=Las%20curvas%20de%20declinaci%C3%B3n%20de,seguir%C3%A1n%20afectando%20en%20el%20futuro%22>.
- Ahmed, T. (2010). RESERVOIR ENGINEERING HANDBOOK. ELSEVIER.
- Cuzco, D. (2020). 10. ARPS forecasting method. [Diapositivas de PowerPoint]. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos. Escuela Politécnica Nacional.
- Bailey, B., Crabtree, M., Tyrie, J., Elphick, J., Kuchuk, F., Romano, C. & Roodhart, L. (2000). The Challenge of Water Control. Oilfield Review.
- Sagal, M. (2013). ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO PARA CONTROLAR E INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA EN LOS POZOS DEL CAMPO PINDO EMPLEANDO EL ANÁLISIS DE LAS GRÁFICAS CHAN. [Proyecto previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos]. Escuela Politécnica Nacional.
- Mendoza, J. (2020). Estudio de factibilidad del sistema de levantamiento artificial BES para dar solución de producción a reservorios de bajo grado api y alta viscosidad en pozos del oriente ecuatoriano en la formación Basal Tena, en base a la experiencia del pozo JAME-095. [Trabajo de Titulación previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos]. Universidad Central del Ecuador.
- Mete, M. (2014). VALOR ACTUAL NETO Y TASA DE RETORNO: SU UTILIDAD COMO HERRAMIENTAS PARA EL ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN. Instituto de Investigación en Ciencias Económicas y Financieras Universidad La Salle.
- Bellarby, J. (2009). WELL COMPLETION DESIGN. ELSEVIER.

LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (2019). En V. Melo (Comp.). Escuela Politécnica Nacional.

Aguirre, E. & Vivas, Y. (s. f.). Completación de Pozos. [https://www.academia.edu/4678694/Completacion\\_pozos](https://www.academia.edu/4678694/Completacion_pozos)

Sheth, K. (2022). Improve ESP Pump Sizing Through Enhanced Performance Prediction of ESP Stages in Two-Phase Flow Applications. Society of Petroleum Engineers.

Sabino, C. (1992). Proceso de Investigación. Panapo.

Suárez, J. (2023). ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN EL CAMPO AUCA. [Trabajo de Integración Curricular presentado como requisito para la obtención del Título de Ingeniera en Petróleos]. Escuela Politécnica Nacional.

Bhaduri, S., Cutler, J., Jayakumura, S., Gould, J., Rivera, H., Santamaría, J. & Eras, J. (2014). Next Generation Relative Permeability Modifier Application in Acid Stimulation Treatments: An Effective Water Management Strategy for Mature Fields in Ecuador. Society of Petroleum Engineers.

Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas [ROH]. Art. 67. 6 de julio de 2021 (Ecuador).

## 5. ANEXOS

### ANEXO I

#### Análisis General

**Tabla 5.1** Punto Medio de Perforado por Intervalo Disparado

Pozo	Densidad Lodo Perforación (ppg)	Punto Medio Disparos 1 (ft) TVD	Punto Medio Disparos 2 (ft) TVD	Punto Medio Disparos 3 (ft) TVD	Punto Medio Disparos 4 (ft) TVD
Y-01	9,05	7556	7581	7607	
Y-02	8,8	7618	7618		
Y-03	8,7	7566	7581	7566	7582
Y-04	8,7	7542			
Y-05	8,7	7566	7612		
Y-06	10,2	7594			

**Fuente:** (EMPRESA PRESTADORA DE SERVICIOS "T", 2022)

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

**Tabla 5.2** Presión Hidrostática en el Punto Medio de Perforados usando Peso de Lodo

Pozo	Presión @ PM1	Presión @ PM2	Presión @ PM3	Presión @ PM4
Y-01	3556	3567	3580	
Y-02	3486	3486		
Y-03	3423	3430	3423	3430
Y-04	3412			
Y-05	3423	3444		
Y-06	4028			

**Fuente:** (EMPRESA PRESTADORA DE SERVICIOS "T", 2022)

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

Asumiendo Presión de Poro Normal:

**Tabla 5.3** Presión de Poro Normal en el Punto Medio de Perforados usando Peso del Agua

Pozo	Presión @ PM1	Presión @ PM2	Presión @ PM3	Presión @ PM4
Y-01	3274	3285	3296	
Y-02	3301	3301		
Y-03	3279	3285	3279	3286
Y-04	3268			
Y-05	3278	3298		
Y-06	3291			

**Fuente:** (EMPRESA PRESTADORA DE SERVICIOS "T", 2022)

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

El diferencial de Presión entre el fluido de perforación y la presión de Poro Normal es:

**Tabla 5.4** Diferencial de Presión Pozo – Cara de la Arena

<b>Pozo</b>	<b><math>\Delta P1</math></b>	<b><math>\Delta P2</math></b>	<b><math>\Delta P3</math></b>	<b><math>\Delta P4</math></b>
Y-01	282	283	284	
Y-02	185	185		
Y-03	144	145	144	145
Y-04	144			
Y-05	144	145		
Y-06	737			

**Fuente:** (EMPRESA PRESTADORA DE SERVICIOS "T", 2022)

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

## ANEXO II

Pozo Y-01

Diagrama Mecánico

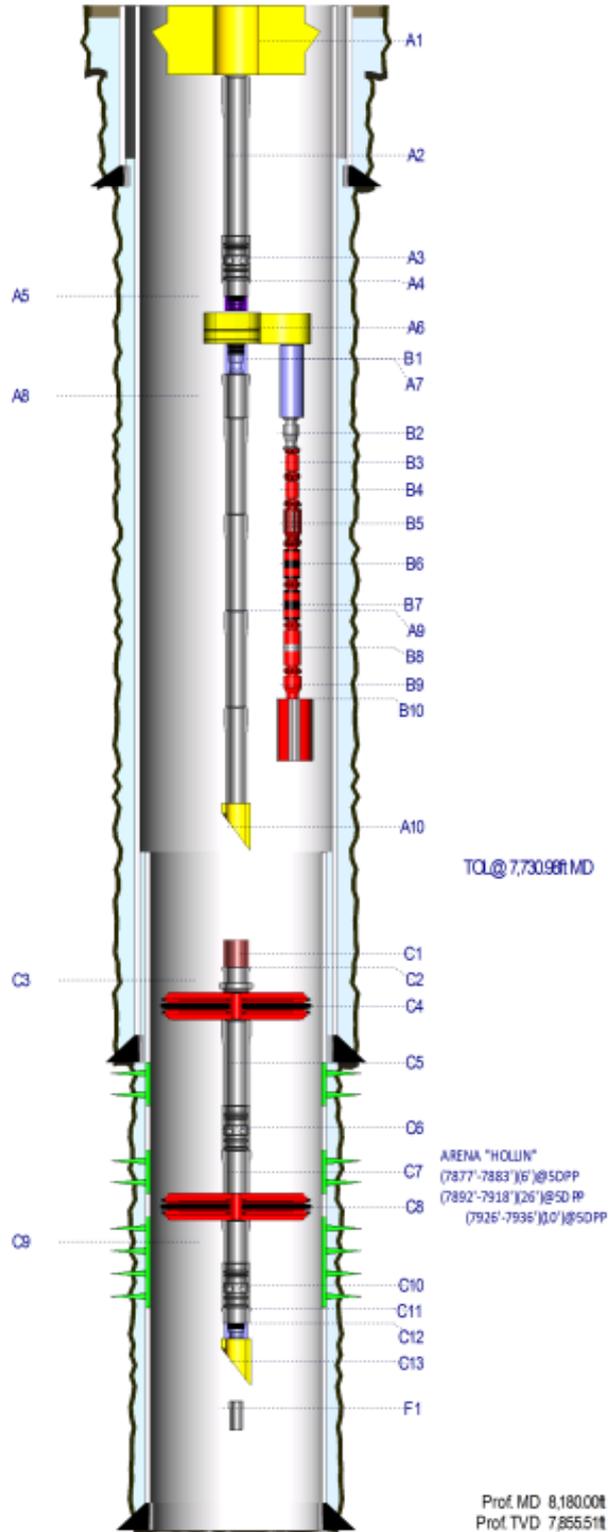


Figura 5.1 Diagrama Mecánico del Pozo Y-01

Fuente: (EMPRESA PRESTADORA DE SERVICIOS "T", 2022)

## Perforación Y-01

El pozo Y-01 inicia operaciones de perforación en el año 2019 y finaliza 17,6 días después de iniciada la perforación, se optimizaron los tiempos de perforación ya que el tiempo planeado fue de 20 días.

Utiliza BHA convencional (broca tricónica) # 1 para perforar la sección de 16" desde 42 ft hasta 155 ft. Cambia broca (PDC) y baja con BHA # 2 hasta 900 ft, se baja BHA # 3 con broca de 16" hasta 4416 ft. Arma BHA # 4 direccional con broca de 12 ¼", se tiene un tiempo no productivo de casi un día por parte de la línea direccional ya que se intenta corregir la dirección de perforación. Se baja BHA # 5 con broca de 12 ¼" hasta 7481 ft. Arma BHA # 6 con broca de 12 ¼" hasta 7700 ft. Arma y baja BHA # 7 con broca de 8 ½" hasta 8180 ft. Finalmente se baja el Liner de 7", P-110, BTC hasta 8177 ft.

A continuación el detalle de la tubería de revestimiento.

**Tabla 5.5** Detalle de las Tuberías de Revestimiento para pozo Y-01

Y-01				
Nombre	Base MD (ft)	OD (in)	Grado	Peso (lb/ft)
<i>Casing Superficial</i>	4416	13 3/8	K-55	54,5 / 68
<i>Casing Intermedio</i>	7854	9 5/8	N-80	47
<i>Liner</i>	8178	7	P-110	26

**Fuente:** (EMPRESA OPERADORA T, 2022)

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

### Registros eléctricos corridos

LWD para 8 ½":

Gamma Ray: 774 ft a 8133 ft (339 ft)

Resistividad Inducción: 7816 ft a 8122 ft (306 ft)

Resistividad Laterolog: 7816 ft a 8162 ft (346 ft)

Porosidad: 7816 ft a 8118 ft (302 ft)

Densidad: 7816 ft a 8118 ft (302 ft)

LWD para 12 ¼"

Gamma Ray: 7409 ft a 7713 ft (304 ft)

## Completación Y-01

El pozo Y-02 inicia operaciones de completación en el año 2019 y finaliza 13 días después. Se bajó BHA # 1 de limpieza hasta el tope de cemento a 7731 ft, se bombeó píldoras de limpieza y consecuentemente fluido de control de 8,4 ppg y de 8,8 ppg, se

saca BHA # 1. Se bajó la herramienta para evaluación de cemento USIT-CBL-VDL-GR-CCL desde 8092 ft hasta 6090 ft. Se armó y cargó cañones y se dispara en el intervalo de 7936 ft a 7926 ft (10 ft) y de 7918 ft a 7905 ft (13). La segunda corrida de disparos se realiza en el intervalo de 7905 ft a 7892 ft (13 ft) y de 7883 ft a 7877 ft (6 ft). Se armó y bajó BHA de producción en tubing de 3 ½” L-80, 9,3#, EU sobre equipo BES.

A continuación el detalle de los intervalos disparados (activos).

**Tabla 5.6** Detalle de los Intervalos Disparados (Activos) para el Pozo Y-01

<b>Y-01</b>			
<b>Formación</b>	<b>Arena Hollín</b>	<b>Arena Hollín</b>	<b>Arena Hollín</b>
<i>Tope MD (ft)</i>	7877	7892	7926
<i>Base MD (ft)</i>	7883	7918	7936
<i>Tope TVD (ft)</i>	7552,62	7567,61	7601,61
<i>Base TVD (ft)</i>	7558,61	7593,61	7611,6
<i>Longitud (ft)</i>	6	26	10
<i>Densidad (DPP)</i>	5	5	5
<i>Cargas</i>	Power Jet Nova 4505	Power Jet Nova 4506	Power Jet Nova 4507
<i>Fase</i>	60	60	60
<i>Penetración</i>	1,72	1,72	1,72
<i>Diámetro Disparo</i>	0,68	0,68	0,68

**Fuente:** (EMPRESA OPERADORA T, 2022)

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

### **Operaciones sin Torre de Reacondicionamiento Y-01**

Este pozo cuenta con dos trabajos sin torre de reacondicionamiento, ambos se realizaron en el 2022. En ambas intervenciones se realizan trabajos con el martillo.

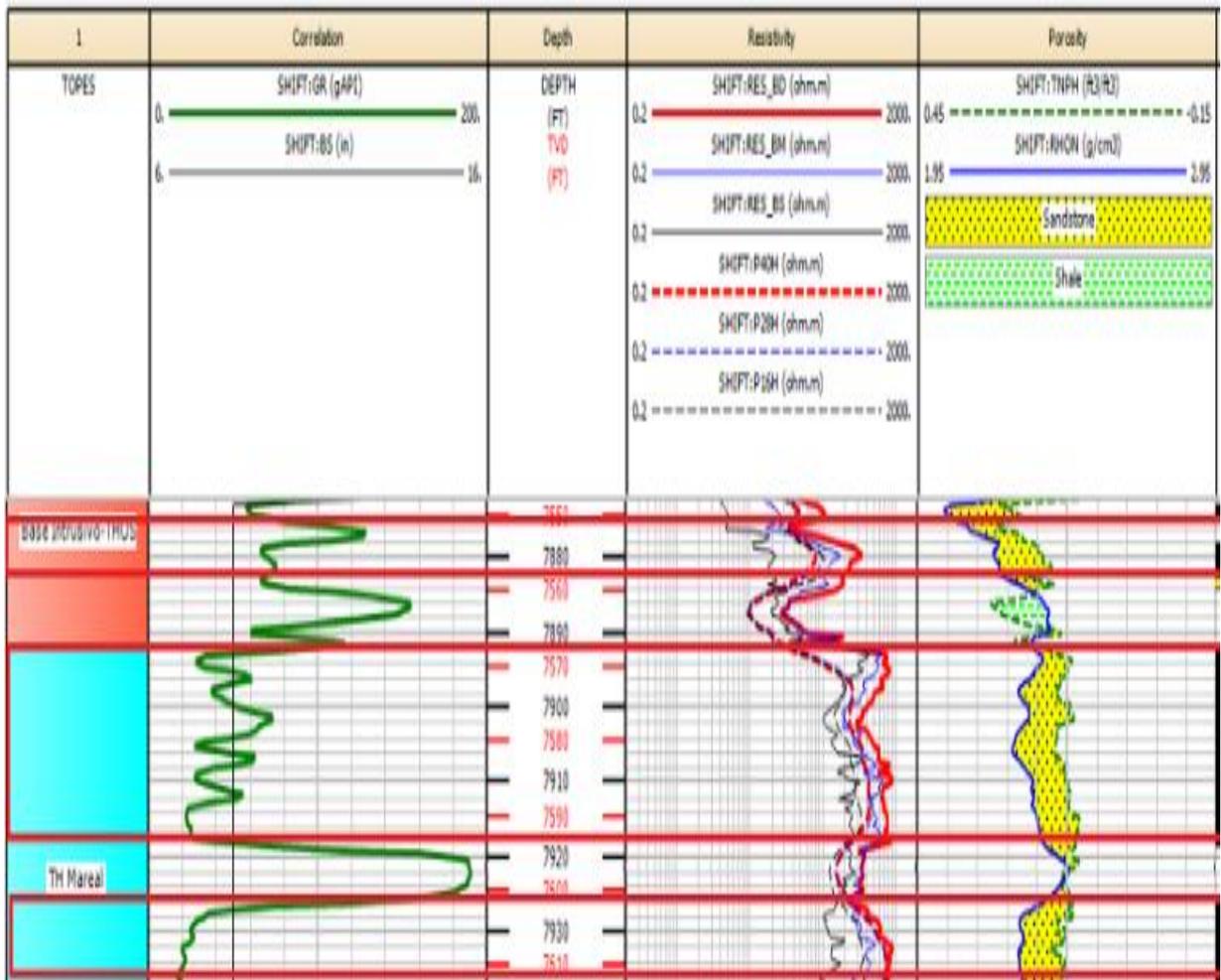
### **Workover Y-01**

Este pozo no cuenta con intervenciones de reacondicionamiento.

**Conclusión:** El diferencial de presión causado en los tres intervalos productores del Pozo Y-01 entre el fluido de perforación y la cara de la arena supera los 200 psi. Este diferencial podría haber causado daño de formación debido a contaminación por lodo, sin embargo también se debe tomar en cuenta que el tipo de lodo base carbonato de calcio, utilizado en la formación, es un tipo de lodo especialmente diseñado para no dañar la formación. Aun así, se puede diferir que posiblemente el peso de lodo utilizado (9,05 ppg) fue demasiado alto.

### **Análisis Registros a Hueco Abierto Y-01**

En los tres intervalos disparados se observa una visible separación entre la curvas Rt (línea roja continua) y Rxo (línea negra continua), por lo que se infiere la posible existencia de invasión de fluidos a la formación.



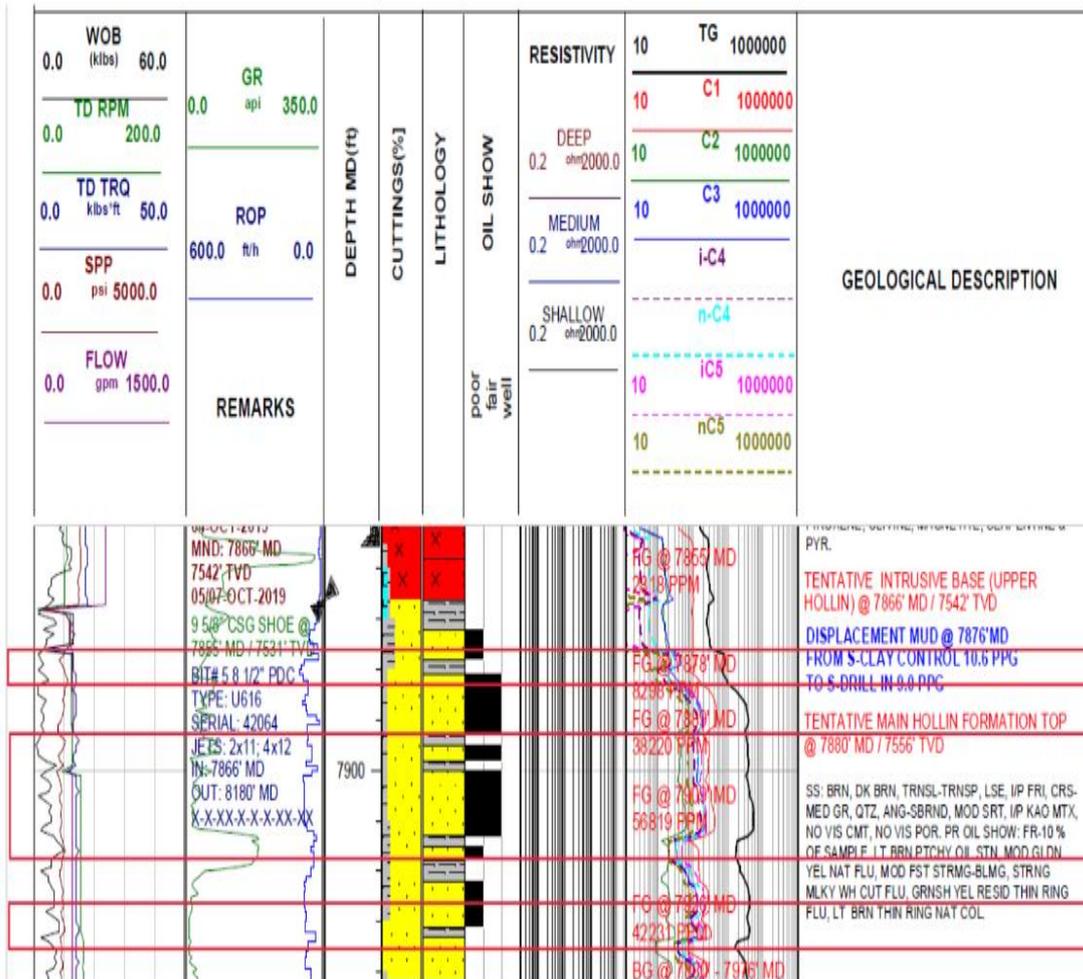
**Figura 5.2** Registro a Huevo Abierto del Pozo Y-01

Fuente: (Empresa Operadora T, 2023)

Modificado por: Jarrín, 2023

### Registro Mudlogging Y-01

En el primer intervalo disparado se tiene se observa 70% de arenisca y 30% formaciones lutíticas. El segundo intervalo posee 90% de arenisca y 10% lutita. El último intervalo se compone de dos partes: hasta la profundidad de 7930 ft MD se tiene una composición de 80% arenisca y 20% lutita y a partir de ahí se evidencia 100% arenisca. Se observa presencia de caolinita principalmente en el intervalo desde 7880 hasta 7920 ft MD.



**Figura 5.3** Registro Mudlogging del Pozo Y-01

**Fuente:** (Empresa Operadora T, 2023)

**Modificado por:** Jarrín, 2023

### **Análisis Registros de Cemento Y-01**

Los registros de cemento son de gran ayuda para interpretar la calidad de adherencia entre el casing y el cemento y el cemento y la formación. Los registros que se corrieron para los pozos seleccionados contemplan: Registro de Adherencia de Cemento (CBL), Registro de Densidad Variable (VDL), Registro USIT, Registro CCL, estos registros se corren usualmente con el Gamma Ray.

A continuación se expone un breve análisis de cada registro, se debe tomar en cuenta que las zonas disparadas se encuentran encerradas dentro de un cuadro rojo y el contacto agua petróleo se identifica con la línea gruesa azul.

### **Intervalos:**

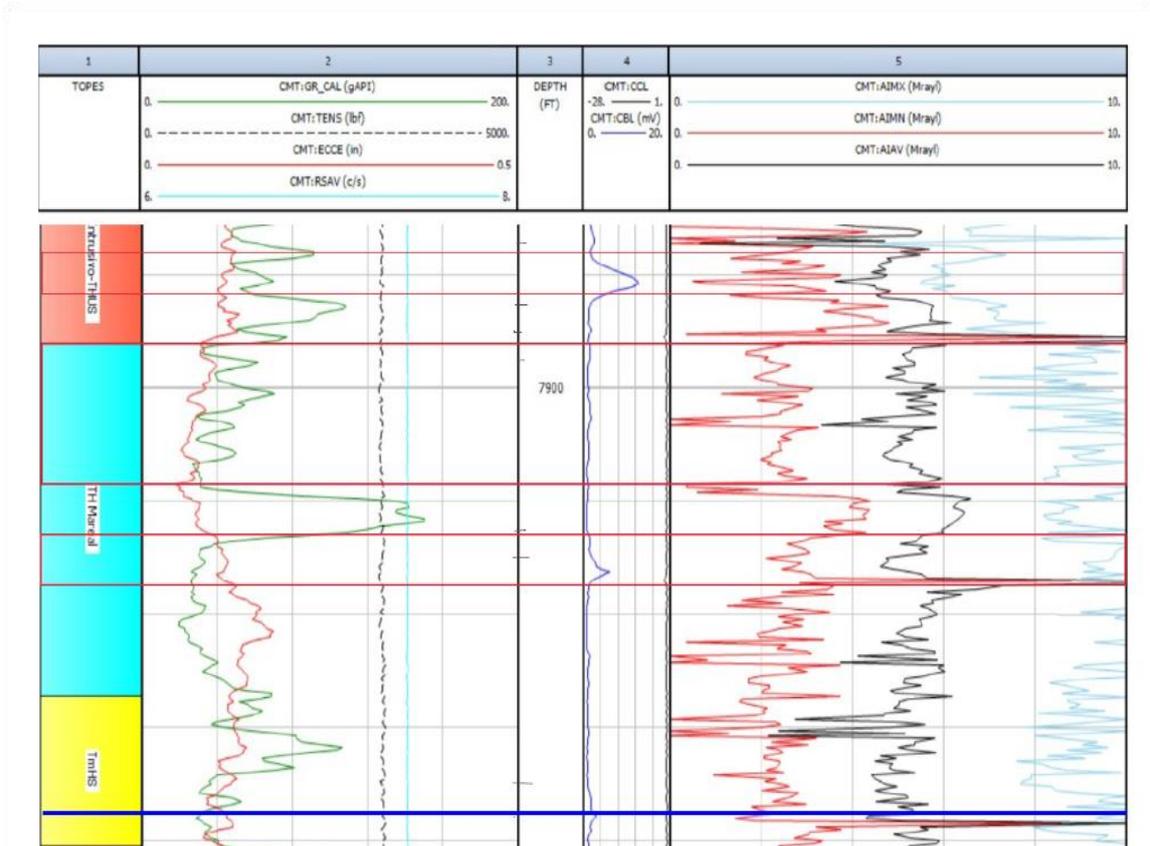
7877 – 7883 ft MD

7892 – 7918 ft MD

7926 – 7936 ft MD

**CAP:** 7976 ft MD

**CBL:** El valor del registro se mantiene inferior a 5 mV en casi todos los intervalos, a excepción del primer intervalo donde se observa un pico que alcanza 12 mV, sin embargo está bien sellado tanto por arriba como por abajo del intervalo cañoneado. Por tanto se tiene buena adherencia casing – cemento en general.

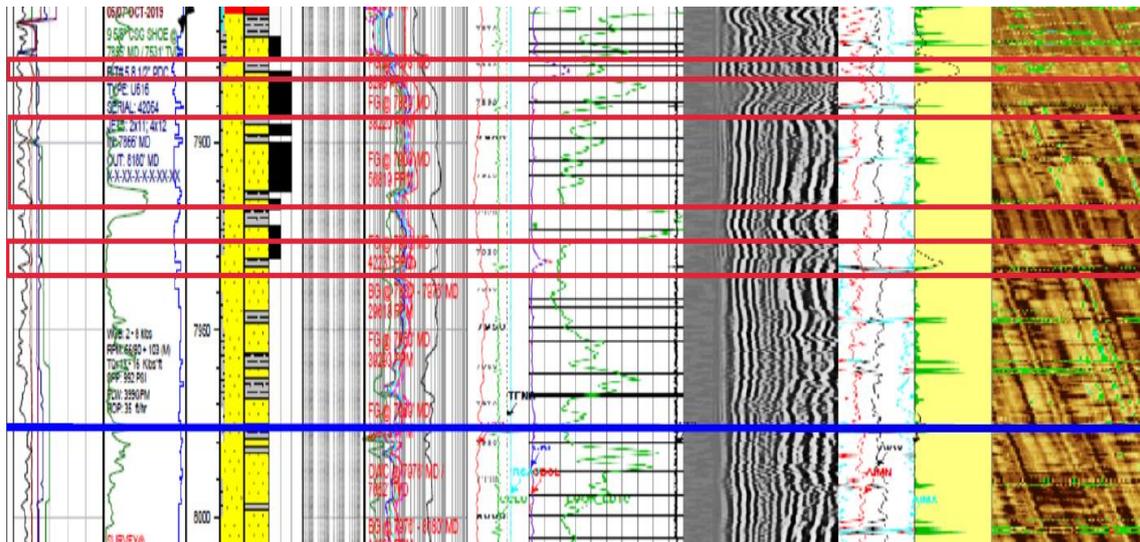


**Figura 5.4** Registro CBL del Pozo Y-01

**Fuente:** (EMPRESA OPERADORA T, 2022)

**Modificado de:** (EMPRESA OPERADORA T, 2022)

**VDL:** Se registra débiles arribos del casing para los intervalos disparados a excepción del primer intervalo que concuerda con el registro CBL por lo que se observa una regular adherencia casing – cemento para el primer intervalo, aproximadamente en 5 pies. Los arribos de formación se presentan fuertes y se correlacionan bien con el gamma ray por lo que la adherencia cemento – formación es buena.



**Figura 5.5** Registro de Cemento del Pozo Y-01  
**Fuente:** (EMPRESA OPERADORA T, 2022)  
**Modificado de:** (EMPRESA OPERADORA T, 2022)

**Conclusión:** Cementación buena, no parece haber indicios de canalización.

### **Análisis Económico**

Las Tablas 5.7, 5.8 y 5.9 muestran los cálculos realizados para determinar los índices financieros en que se basa el análisis económico.

**Tabla 5.7** Análisis Económico con Caso Optimista, Pozo Y-01

Tiempo, t	Período	Producción Diaria	Producción Mensual	Ingreso	Egreso	Flujo de Caja	Ingreso Total Actualizado	Egreso Total Actualizado	Flujo de Caja Actualizado	Sumatorio Neto de Caja Actualizado y Acumulado
[meses]	[meses]	[bppm]	[bppm]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]
Enero	0	250	7600	-1200000	-1200000	-1200000			-1200000	-1200000
Febrero	1	249	7583	511093	51276	459817	506033	50768	455264	-744736
Marzo	2	249	7566	509927	51159	458768	499880	50151	449729	-295007
Abril	3	248	7548	508764	51043	457722	493802	49541	444260	149253
Mayo	4	248	7531	507604	50926	456678	487798	48939	438859	588112
Junio	5	247	7514	506447	50810	455637	481867	48344	433523	1021634
Julio	6	246	7497	505292	50694	454598	476008	47756	428251	1449886
Agosto	7	246	7480	504139	50578	453561	470220	47175	423044	1872930
Septiembre	8	245	7463	502990	50463	452526	464502	46602	417901	2290831
Octubre	9	245	7446	501842	50348	451494	458855	46035	412819	2703650
Noviembre	10	244	7429	500698	50233	450465	453275	45475	407800	3111450
Diciembre	11	244	7412	499556	50119	449437	447764	44923	402841	3514291
Enero	12	243	7395	498417	50004	448413	442320	44376	397943	3912235

Elaborado por: Jarrín, 2023

**Tabla 5.8** Análisis Económico con Caso Intermedio, Pozo Y-01

Tiempo, t	Período	Producción Diaria	Producción Mensual	Ingreso	Egreso	Flujo de Caja	Ingreso Total Actualizado	Egreso Total Actualizado	Flujo de Caja Actualizado	Sumatorio Neto de Caja Actualizado y Acumulado
Enero	0	250	7600		-1200000	-1200000			-1200000	-1200000
Febrero	1	249	7583	430182	51276	378906	425923	50768	375155	-824845
Marzo	2	249	7566	429201	51159	378042	420744	50151	370593	-454252
Abril	3	248	7548	428223	51043	377180	415629	49541	366087	-88164
Mayo	4	248	7531	427246	50926	376320	410575	48939	361636	273472
Junio	5	247	7514	426272	50810	375462	405583	48344	357239	630711
Julio	6	246	7497	425300	50694	374606	400651	47756	352895	983606
Agosto	7	246	7480	424330	50578	373751	395780	47175	348604	1332210
Septiembre	8	245	7463	423362	50463	372899	390968	46602	344366	1676576
Octubre	9	245	7446	422397	50348	372048	386214	46035	340179	2016755
Noviembre	10	244	7429	421433	50233	371200	381518	45475	336042	2352797
Diciembre	11	244	7412	420472	50119	370353	376879	44923	331957	2684754
Enero	12	243	7395	419513	50004	369509	372297	44376	327920	3012674

Elaborado por: Jarrín, 2023

**Tabla 5.9** Análisis Económico con Caso Pesimista, Pozo Y-01

Tiempo, t	Período	Producción Diaria	Producción Mensual	Ingreso	Egreso	Flujo de Caja	Ingreso Total Actualizado	Egreso Total Actualizado	Flujo de Caja Actualizado	Sumatorio Neto de Caja Actualizado y Acumulado
[meses]	[meses]	[bppm]	[bppm]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]
Enero	0	250	7600		-1200000	-1200000			-1200000	-1200000
Febrero	1	249	7583	354353	51276	303077	350844	50768	300076	-899924
Marzo	2	249	7566	353545	51159	302385	346578	50151	296427	-603497
Abril	3	248	7548	352738	51043	301696	342364	49541	292823	-310674
Mayo	4	248	7531	351934	50926	301008	338202	48939	289263	-21411
Junio	5	247	7514	351131	50810	300321	334089	48344	285745	264334
Julio	6	246	7497	350331	50694	299636	330027	47756	282271	546605
Agosto	7	246	7480	349532	50578	298953	326014	47175	278839	825444
Septiembre	8	245	7463	348734	50463	298271	322050	46602	275449	1100893
Octubre	9	245	7446	347939	50348	297591	318135	46035	272099	1372992
Noviembre	10	244	7429	347146	50233	296912	314266	45475	268791	1641783
Diciembre	11	244	7412	346354	50119	296235	310445	44923	265523	1907306
Enero	12	243	7395	345564	50004	295560	306671	44376	262294	2169600

Elaborado por: Jarrín, 2023

## ANEXO III

### Pozo Y-02

#### Perforación Y-02

El pozo Y-02 inicia operaciones de perforación en el año 2021 y finaliza 14,1 días después de iniciada la perforación, se optimizaron los tiempos de perforación ya que el tiempo planeado fue de 18 días.

Utilizó un BHA direccional # 1 para perforar la sección de 16" desde 42 ft hasta 733 ft. Cambió a broca (PDC) para bajar con BHA # 2 hasta 4478 ft, realizó drill out y alcanzó 6006 ft con BHA # 3 la sección de 12 ¼", continuó con BHA # 4 llegando hasta 7879 ft, se armó el BHA # 5 con broca de 12 ¼" y llegó hasta 8088 ft. Desarma BHA # 5 y baja casing de 9 5/8" BTC TXP, 47 lbs/ft, N-80Q hasta 8085 ft. Se bajó BHA # 6 con broca PDC 8,5" hasta llegar a 8330'. Se toma 20 puntos de presión en la arena Hollín. Finalmente se baja Liner de 7", P-110, BTC-TXP hasta 8230 ft.

A continuación el detalle de la tubería de revestimiento.

**Tabla 5.10** Detalle de las Tuberías de Revestimiento para pozo Y-02

Y-02				
Nombre	Base MD (ft)	OD (in)	Grado	Peso (lb/ft)
<i>Casing Conductor</i>	42	20	K-55	94
<i>Casing Superficial</i>	4478	13 3/8	K-55	54,5 / 68
<i>Casing Intermedio</i>	8085	9 5/8	N-80	47
<i>Liner</i>	8328	7	P-110	26

**Fuente:** (EMPRESA OPERADORA T, 2022)

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

#### Completación Y-02

El pozo Y-02 inicia operaciones de completación en el año 2021 y finaliza 4,6 días después.

Se bajó BHA # 1 de limpieza hasta el tope de cemento a 8225 ft, se bombea píldoras de limpieza y consecuentemente fluido de control de 8,4 ppg, se saca BHA # 1.

Se bajó herramienta para evaluación de cemento USIT-CBL-VDL-GR-CCL desde superficie hasta fondo 8222 ft, con presión de 600 psi y sin presión.

Se usó cañones de 4,5" con cargas Power Jet Nova 4505 HMX (Penetración: 26,3" / diámetro de hoyo: 0,44"). Se disparó en el intervalo 8129 ft – 8154 ft (25 ft) 5 disparos por pie, fase: 72 deg.

A continuación el detalle de los intervalos disparados (activos).

**Tabla 5.11** Detalle de los Intervalos Disparados (Activos) para el Pozo Y-02

<b>Y-02</b>		
<b>Formación</b>	<b>Arena Hollín</b>	<b>Arena Hollín</b>
<i>Tope MD (ft)</i>	8129	8129
<i>Base MD (ft)</i>	8154	8154
<i>Tope TVD (ft)</i>	7605,96	7605,96
<i>Base TVD (ft)</i>	7630,12	7630,12
<i>Longitud (ft)</i>	25	25
<i>Densidad (DPP)</i>	5	5
<i>Cargas</i>	Max Force 390	Power Jet Nova 4506
<i>Fase</i>	72	72
<i>Penetración</i>	5,13	2,19
<i>Diámetro Disparo</i>	0,33	0,44

**Fuente:** (EMPRESA OPERADORA T, 2022)

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

### **Operaciones sin Torre de Reacondicionamiento Y-02**

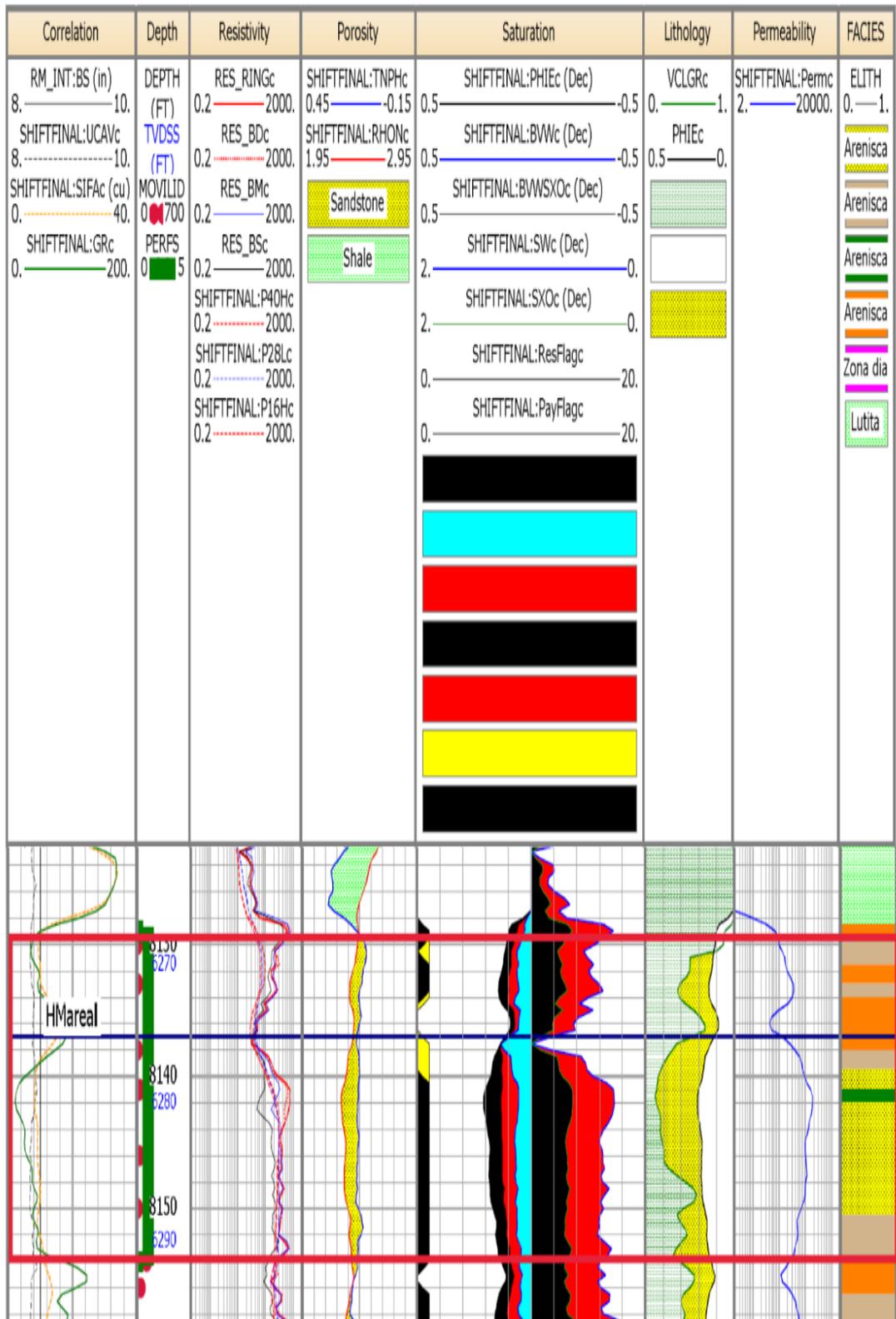
Este pozo no cuenta con intervenciones sin taladro.

### **Workover Y-02**

El reacondicionamiento se realiza finalizando el 2021, tiene como objetivo recañonear en la arena Hollín para incrementar el índice de productividad e instalar completación simple más BES con mayor capacidad de bombeo. Estos objetivos se cumplen al recañonear el intervalo de 8129 ft a 8154 ft (25 ft). Antes, se comprobó el estado del cemento al tomar registros de cemento, corrosión y registros para tomar saturación de fluidos.

### **Análisis Registros a Hueco Abierto Y-02**

Dentro del track de resistividad encontramos que la resistividad profunda  $R_t$  (línea roja continua) es mayor a la resistividad en el área no virgen (línea negra continua), al haber esta diferencia en resistividad se puede inferir una posible invasión de fluido hacia la formación. Se puede distinguir que a 8137 ft las curvas casi se cruzan, esto debido principalmente a que al ser una zona arcillosa,  $R_t$  y  $R_{xo}$  disminuyen y leen un valor similar.



**Figura 5.6** Registro Eléctricos para el Pozo Y-02

**Fuente:** (EMPRESA OPERADORA T, 2022)

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

## Registro Mud logging Y-02

En general se presenta una arena aparentemente limpia (100% arena) a excepción con el área más profunda donde se muestra un porcentaje de arcilla (10% arcilla, 90% arena).

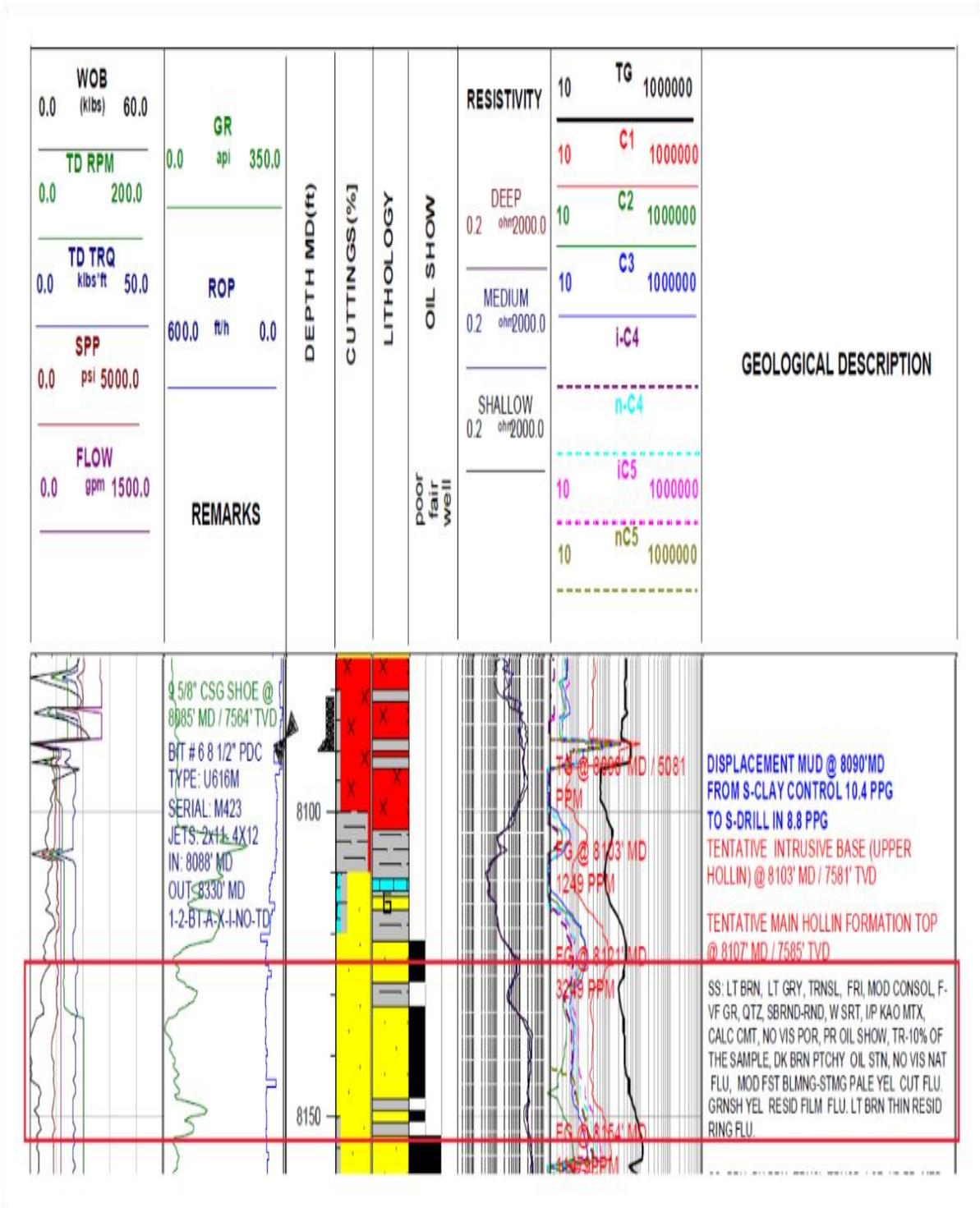


Figura 5.7 Registro Mudlogging del Pozo Y-02

Fuente: (EMPRESA OPERADORA T, 2022)

Elaborado por: Jarrín, 2023

## Análisis Registros de Cemento Y-02

Intervalo: 8129 – 8154 ft MD

CAP: 8180 ft MD

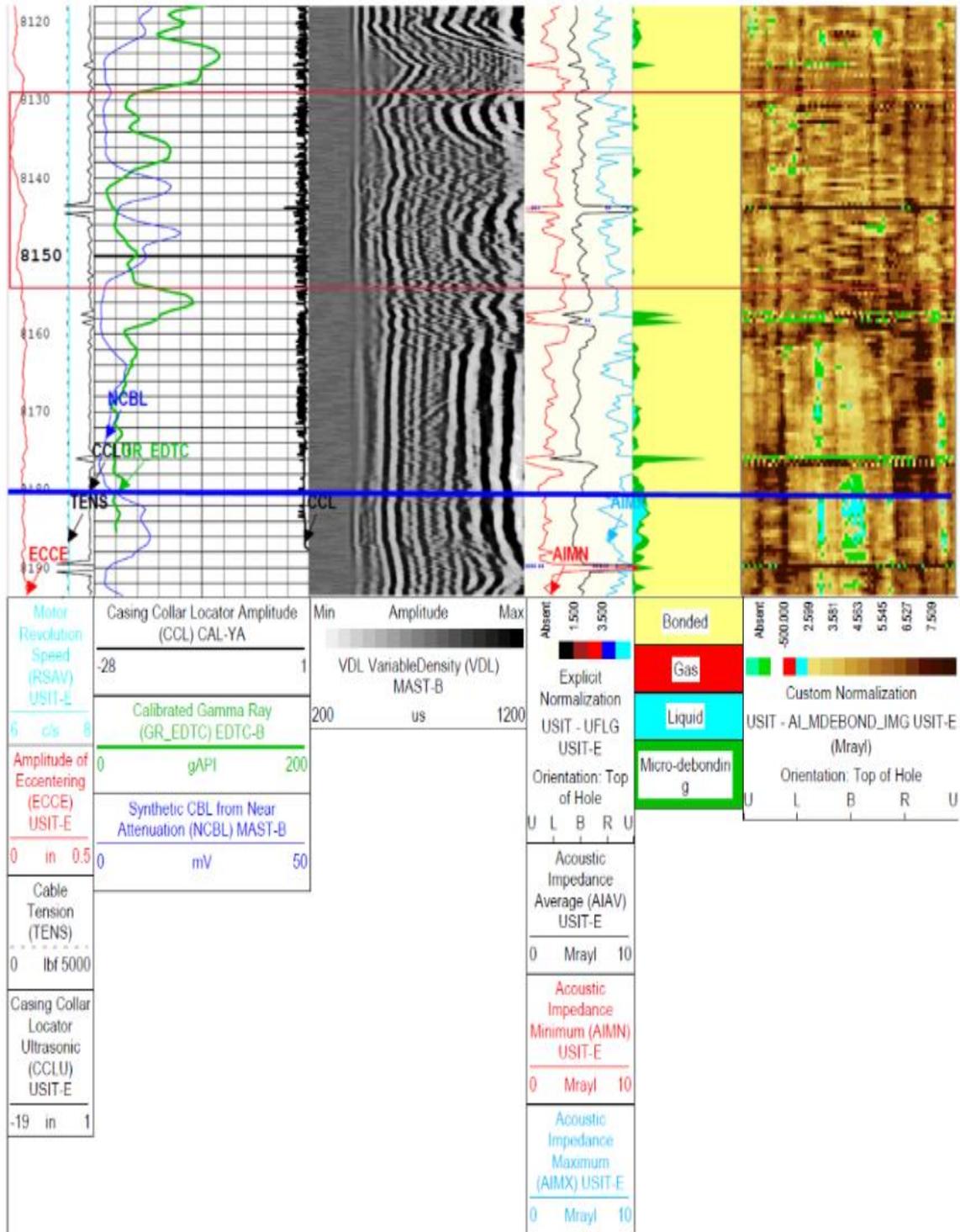


Figura 5.8 Registro de Cemento del Pozo Y-02 (aplicando 0 psi)

Fuente: (EMPRESA OPERADORA T, 2022)

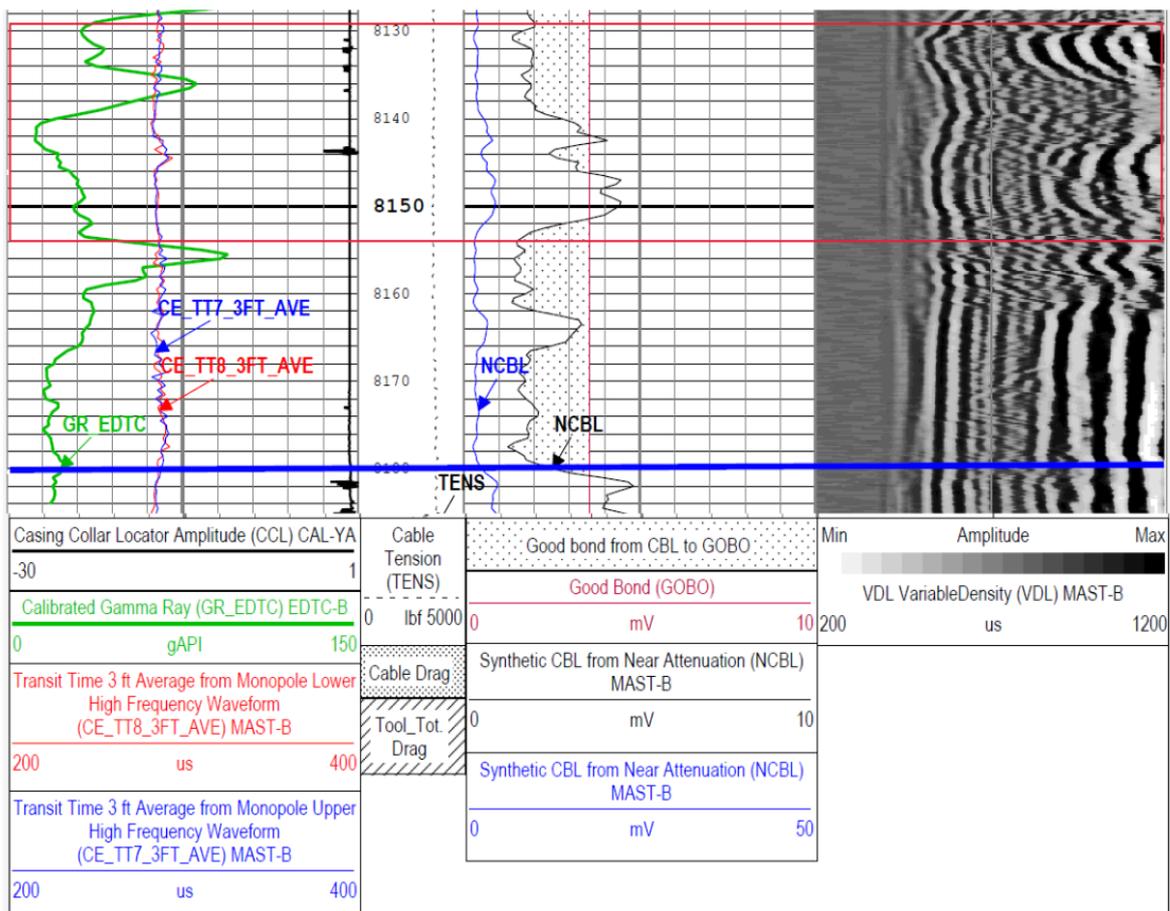
Modificado de: (EMPRESA OPERADORA T, 2022)

**VDL:** No se ven arribos de casing, si se ven arribos de formación

**Ultrasónico:** Cemento bien distribuido en los 360°.

**CBL:** Si bien en el intervalo disparado, existen dos inflexiones de CBL considerables a 8141 (18 mV) y 8147 (19 mV), no podemos considerar que se trata de canalización ya que encima y debajo de estas inflexiones, existe una zona con excelente adherencia casing – cemento.

Aplicando 600 psi el registro mejora un poco, hay que considerar que la presión aplicada lo que quiere demostrar es como se comportaría el cemento cuando el pozo se ponga en producción.



**Figura 5.9** Registro de Cemento del Pozo Y-02 (aplicando 600 psi)

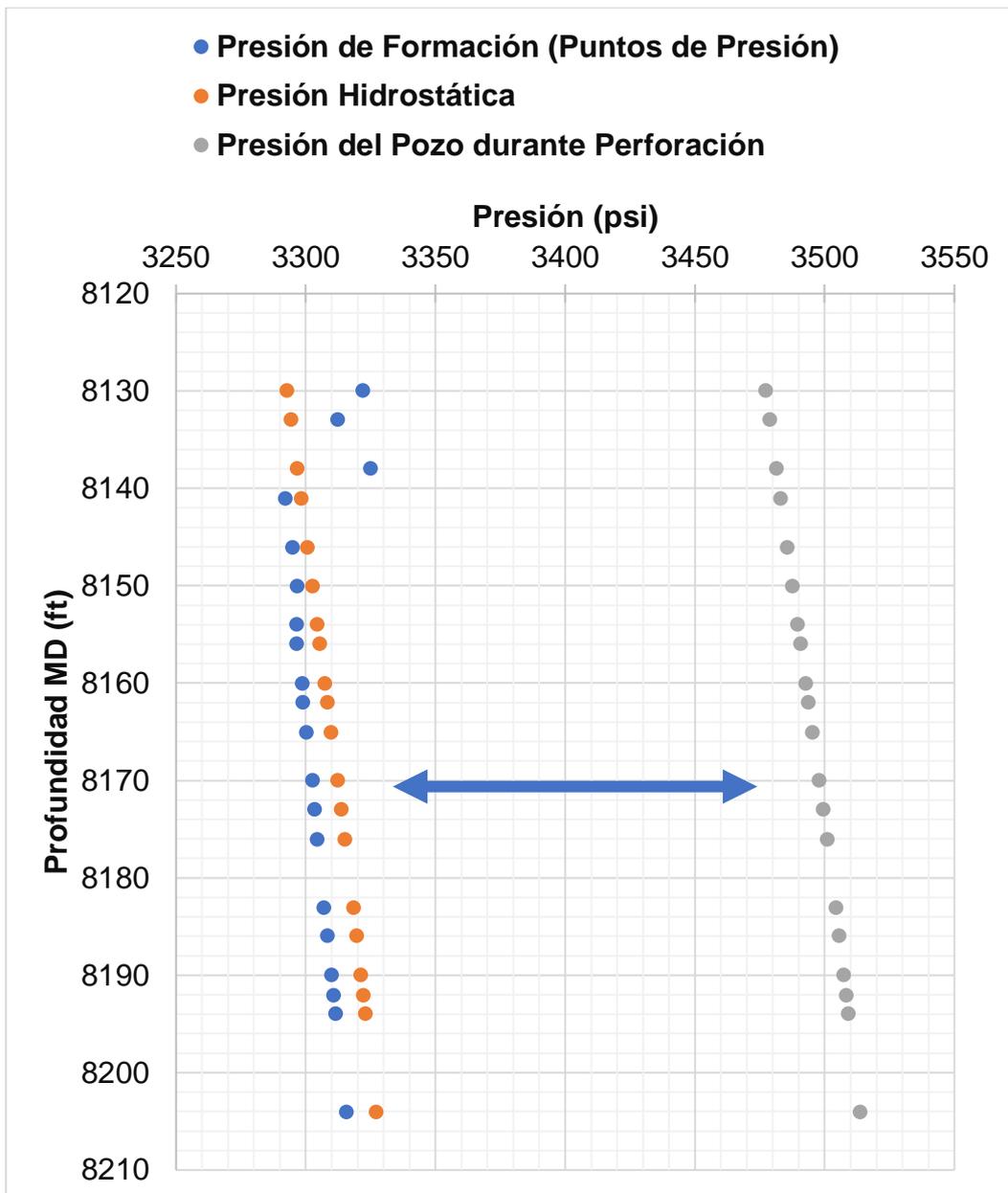
**Fuente:** (EMPRESA OPERADORA T, 2022)

**Modificado de:** (EMPRESA OPERADORA T, 2022)

**Conclusión:** Aceptable Cementación, no parece existir canalización debido a mala cementación.

### Análisis de Pruebas de Presión Y-02

Durante la etapa de perforación de este pozo, se realizó una toma de puntos de presión de formación desde los 8130 a 8204,1 ft MD. En la Figura 2.10 y la Tabla 2.12 observamos la diferencia de valores de presión entre la Presión de Formación (registrada en la toma de puntos de presión), la Presión Hidrostática (Presión de Formación asumiendo Presión de Poro Normal) y la Presión del Pozo mientras se realizaba la perforación en ese intervalo misma que es función del peso de lodo utilizado (8,8 ppg).



**Figura 5.10** Presión versus Profundidad MD  
**Fuente:** (EMPRESA OPERADORA T, 2022)  
**Elaborado por:** Jarrín, 2023

**Tabla 5.12** Diferencia de Presión entre la Presión de Formación y del Pozo

$\Delta p$ : Presión del Pozo - Puntos de Presión	$\Delta p$ : Presión del Pozo - Presión Hidrostática
[psi]	[psi]
155,4	184,5
166,5	184,6
156,4	184,8
190,8	184,8
190,8	185,0
191,0	185,1
193,1	185,2
194,2	185,2
194,1	185,4
194,8	185,4
195,0	185,5
195,3	185,6
195,9	185,7
196,5	185,8
197,3	186,0
197,3	186,0
197,5	186,1
197,6	186,2
197,6	186,2
197,9	186,5

**Fuente:** (EMPRESA OPERADORA T, 2022)

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

**Conclusión:** La perforación en sobrebalance utilizada para el pozo Y-02 no supera los 200 psi de diferencial entre la presión de formación y del pozo, valor que de acuerdo a la experiencia en este campo es un límite aceptable. Sin embargo, no se puede asegurar que no se haya generado daño debido a este diferencial en sobrebalance.

### **Análisis Económico**

Las Tablas 5.13, 5.14 y 5.15 muestran los cálculos realizados para determinar los índices financieros en que se basa el análisis económico.

**Tabla 5.13** Análisis Económico con Caso Optimista, Pozo Y-02

Periodo, t	Período	Producción Diaria	Producción Mensual	Ingreso	Egreso	Flujo de Caja	Ingreso Total Actualizado	Egreso Total Actualizado	Flujo de Caja Actualizado	Sumatorio Neto de Caja Actualizado y Acumulado
[meses]	[meses]	[bppm]	[bppm]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]
Enero	0	91	2773		-900000	-900000			-900000	-900000
Febrero	1	88	2683	180848	18144	162704	179057	17964	161093	-738907
Marzo	2	85	2596	174997	17557	157440	171549	17211	154338	-584569
Abril	3	83	2512	169336	16989	152347	164355	16489	147866	-436703
Mayo	4	80	2431	163857	16439	147418	157464	15798	141666	-295037
Junio	5	77	2352	158556	15907	142649	150861	15135	135726	-159312
Julio	6	75	2276	153427	15393	138034	144535	14501	130034	-29277
Agosto	7	72	2203	148463	14895	133568	138474	13893	124582	95304
Septiembre	8	70	2131	143660	14413	129247	132668	13310	119358	214662
Octubre	9	68	2063	139013	13947	125066	127105	12752	114353	329015
Noviembre	10	66	1996	134515	13495	121020	121775	12217	109558	438573
Diciembre	11	63	1931	130164	13059	117105	116669	11705	104964	543537
Enero	12	61	1869	125953	12636	113316	111777	11214	100563	644099

Elaborado por: Jarrín, 2023

**Tabla 5.14** Análisis Económico con Caso Intermedio, Pozo Y-02

Tiempo, t	Período	Producción Diaria	Producción Mensual	Ingreso	Egreso	Flujo de Caja	Ingreso Total Actualizado	Egreso Total Actualizado	Flujo de Caja Actualizado	Sumatorio Neto de Caja Actualizado y Acumulado
[meses]	[meses]	[bppm]	[bppm]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]
Enero	0	91	2773		-900000	-900000			-900000	-900000
Febrero	1	88	2683	152218	18144	134074	150711	17964	132747	-767253
Marzo	2	85	2596	147293	17557	129737	144391	17211	127180	-640073
Abril	3	83	2512	142528	16989	125539	138337	16489	121847	-518226
Mayo	4	80	2431	137917	16439	121478	132536	15798	116738	-401488
Junio	5	77	2352	133455	15907	117548	126978	15135	111843	-289645
Julio	6	75	2276	129138	15393	113745	121654	14501	107153	-182492
Agosto	7	72	2203	124960	14895	110065	116553	13893	102660	-79832
Septiembre	8	70	2131	120918	14413	106505	111665	13310	98355	18524
Octubre	9	68	2063	117006	13947	103059	106983	12752	94231	112755
Noviembre	10	66	1996	113221	13495	99725	102497	12217	90280	203035
Diciembre	11	63	1931	109558	13059	96499	98199	11705	86494	289529
Enero	12	61	1869	106013	12636	93377	94081	11214	82867	372396

Elaborado por: Jarrín, 2023

**Tabla 5.15** Análisis Económico con Caso Pesimista, Pozo Y-02

Tiempo, t	Período	Producción Diaria	Producción Mensual	Ingreso	Egreso	Flujo de Caja	Ingreso Total Actualizado	Egreso Total Actualizado	Flujo de Caja Actualizado	Sumatorio Neto de Caja Actualizado y Acumulado
[meses]	[meses]	[bppm]	[bppm]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]
Enero	0	91	2773		-900000	-900000			-900000	-900000
Febrero	1	88	2683	125386	18144	107242	124144	17964	106180	-793820
Marzo	2	85	2596	121329	17557	103773	118939	17211	101728	-692092
Abril	3	83	2512	117404	16989	100415	113951	16489	97462	-594630
Mayo	4	80	2431	113606	16439	97167	109173	15798	93375	-501254
Junio	5	77	2352	109931	15907	94023	104595	15135	89460	-411794
Julio	6	75	2276	106374	15393	90982	100210	14501	85709	-326085
Agosto	7	72	2203	102933	14895	88038	96008	13893	82115	-243970
Septiembre	8	70	2131	99603	14413	85190	91982	13310	78672	-165299
Octubre	9	68	2063	96381	13947	82434	88125	12752	75373	-89926
Noviembre	10	66	1996	93263	13495	79767	84430	12217	72212	-17714
Diciembre	11	63	1931	90246	13059	77187	80889	11705	69184	51471
Enero	12	61	1869	87326	12636	74690	77497	11214	66283	117754

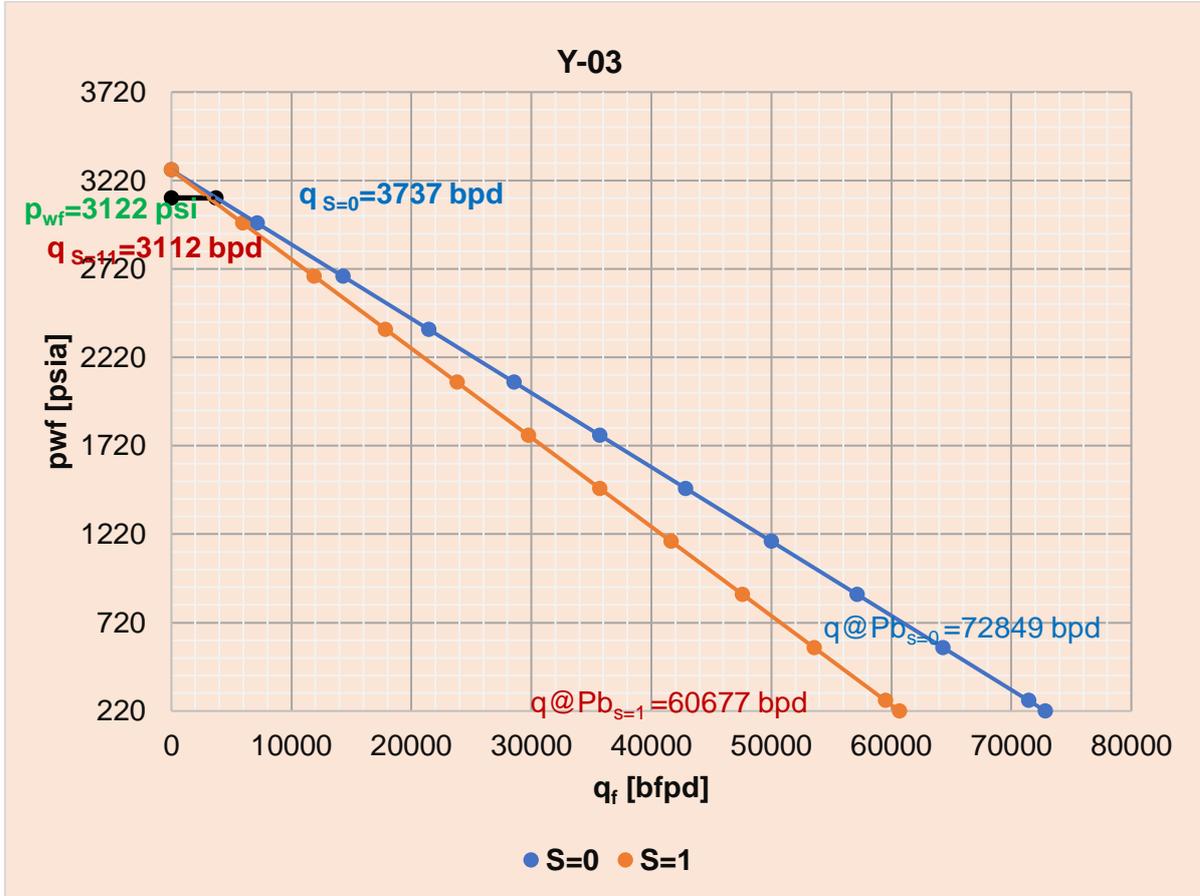
Elaborado por: Jarrín, 2023

## ANEXO IV

### Pozo Y-03

#### Determinación de Daño Total Y-03

La Figura 2.48 muestra la curva IP resultante para el pozo Y-02 donde se identifica que el skin total es igual a 1.



**Figura 5.11** Curva IP para el pozo Y-03 con skin real e ideal

Elaborado por: Jarrín, 2023

**Tabla 5.16** Skin para el Pozo Y-03

Caudal de Fluido Medido (Real)	Skin Total	Skin Mecánico	Skin Geométrico
bfpd	adimensional	adimensional	adimensional
3112	1	-2	3

Elaborado por: Jarrín, 2023

### Análisis Económico

Las Tablas 5.17, 5.18 y 5.19 muestran los cálculos realizados para determinar los índices financieros en que se basa el análisis económico.

**Tabla 5.17** Análisis Económico con Caso Optimista, Pozo Y-03

Tipo	Período	Producción Diaria	Producción Mensual	Ingreso	Egreso	Flujo de Caja	Ingreso Total Actualizado	Egreso Total Actualizado	Flujo de Caja Actualizado	Sumatorio Neto de Caja Actualizado y Acumulado
[meses]	[meses]	[bppm]	[bppm]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]
Enero	0	357	10859	-1200000	-1200000	-1200000			-1200000	-1200000
Febrero	1	310	9420	634926	63700	571226	628640	63069	565571	-634429
Marzo	2	269	8172	550817	55261	495555	539963	54173	485791	-148638
Abril	3	233	7090	477849	47941	429908	463795	46531	417265	268626
Mayo	4	202	6151	414547	41590	372957	398372	39967	358405	627031
Junio	5	175	5336	359632	36081	323551	342177	34329	307848	934879
Julio	6	152	4629	311991	31301	280690	293909	29487	264422	1199301
Agosto	7	132	4016	270661	27154	243506	252450	25327	227123	1426424
Septiembre	8	115	3484	234806	23557	211249	216839	21755	195085	1621508
Octubre	9	99	3022	203701	20437	183264	186252	18686	167566	1789074
Noviembre	10	86	2622	176716	17729	158987	159979	16050	143929	1933002
Diciembre	11	75	2275	153306	15381	137926	137412	13786	123626	2056628
Enero	12	65	1973	132997	13343	119654	118028	11841	106187	2162816

Elaborado por: Jarrín, 2023

**Tabla 5.18** Análisis Económico con Caso Intermedio, Pozo Y-03

Sumatorio	Flujo de Caja Actualizado	Egreso Total Actualizado	Ingreso Total Actualizado	Flujo de Caja	Egreso	Ingreso	Producción Mensual	Producción Diaria	Período	Tiempo, t
Neto de Caja Actualizado y Acumulado	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[bppm]	[bppm]	[meses]	[meses]
	-1200000			-1200000	-1200000		10859	357	0	Enero
	466052	63069	529121	470712	63700	534412	9420	310	1	Febrero
	400310	54173	454482	408356	55261	463618	8172	269	2	Marzo
	343842	46531	390373	354260	47941	402201	7090	233	3	Abril
	295339	39967	335306	307331	41590	348921	6151	202	4	Mayo
	253678	34329	288008	266618	36081	302699	5336	175	5	Junio
	217894	29487	247381	231299	31301	262600	4629	152	6	Julio
	187158	25327	212485	200658	27154	227813	4016	132	7	Agosto
	160757	21755	182512	174077	23557	197634	3484	115	8	Septiembre
	138080	18686	156766	151017	20437	171453	3022	99	9	Octubre
	118603	16050	134653	131011	17729	148740	2622	86	10	Noviembre
	101872	13786	115658	113656	15381	129037	2275	75	11	Diciembre
	87502	11841	99344	98600	13343	111943	1973	65	12	Enero

Elaborado por: Jarrín, 2023

**Tabla 5.19** Análisis Económico con Caso Pesimista, Pozo Y-03

Tiempo, t	Período	Producción Diaria	Producción Mensual	Ingreso	Egreso	Flujo de Caja	Ingreso Total Actualizado	Egreso Total Actualizado	Flujo de Caja Actualizado	Sumatorio Neto de Caja Actualizado y Acumulado [USD]
[meses]	[meses]	[bppm]	[bppm]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]
Enero	0	357	10859		-1200000	-1200000			-1200000	-1200000
Febrero	1	310	9420	440209	63700	376509	435851	63069	372782	-827218
Marzo	2	269	8172	381894	55261	326633	374369	54173	320197	-507022
Abril	3	233	7090	331304	47941	283363	321560	46531	275029	-231992
Mayo	4	202	6151	287415	41590	245825	276201	39967	236233	4241
Junio	5	175	5336	249341	36081	213260	237239	34329	202910	207151
Julio	6	152	4629	216310	31301	185010	203774	29487	174287	381438
Agosto	7	132	4016	187655	27154	160501	175030	25327	149702	531141
Septiembre	8	115	3484	162796	23557	139239	150340	21755	128585	659726
Octubre	9	99	3022	141230	20437	120794	129133	18686	110447	770172
Noviembre	10	86	2622	122521	17729	104792	110917	16050	94867	865039
Diciembre	11	75	2275	106291	15381	90910	95271	13786	81485	946524
Enero	12	65	1973	92210	13343	78867	81832	11841	69991	1016515

Elaborado por: Jarrín, 2023

## ANEXO V

### Pozo Y-04

#### Perforación Y-04

El pozo Y-04 inicia operaciones de perforación en el año 2021 y finaliza 15,7 días después de iniciada la perforación, se optimizaron los tiempos de perforación ya que el tiempo planeado fue de 18 días. Se inicia la perforación utilizando BHA direccional # 1 (broca tricónica) para perforar la sección de 16" desde 41 ft hasta 300 ft. Se cambió broca (PDC) para perforar con BHA # 2 y power drive hasta 4635 ft, se avanzó hasta 8267 ft con BHA # 3 la sección de 12 ¼", para armar y bajar BHA # 4 direccional. Perforado con BHA # 4 direccional a 8421 ft se observa caída de ROP hasta 5 ft/h e incrementa el torque a 30 klbs-ft, se levanta la sarta e intenta repasar sin éxito observando amago de empaquetamiento. Se continúa con BHA # 4 hasta 8515 ft. Luego se bajó el casing de 9 5/8" hasta 8407 ft sin lograr pasar, para luego bajar el BHA # 5 direccional y llegar hasta 8490 ft, se arma y baja BHA # 6 para limpieza de rathole. Consecuentemente, baja BHA # 7 direccional con broca PDC 8 ½" y motor controlando ROP hasta 8850 ft, por último se baja el BHA # 8 para calibración y acondicionamiento de hoyo abierto.

Finalmente se baja Liner de 7", P-110, BTC-TXP hasta 8850 ft.

A continuación el detalle de la tubería de revestimiento.

**Tabla 5.20** Detalle de las Tuberías de Revestimiento para pozo Y-04

Y-04				
Nombre	Base MD (ft)	OD (in)	Grado	Peso (lb/ft)
<i>Casing Conductor</i>	41	20	K-55	94
<i>Casing Superficial</i>	4635	13 3/8	K-55	54,5 / 68
<i>Casing Intermedio</i>	8388	9 5/8	N-80	47
<i>Liner</i>	8844	7	P-110	26

Fuente: (EMPRESA OPERADORA T, 2022)

Elaborado por: Jarrín, 2023

#### Completación Y-04

El pozo Y-02 inicia operaciones de completación en el año 2021 y finaliza 6,1 días después. Se baja BHA # 1 de limpieza con broca tricónica hasta el tope de cemento a 8747 ft (tope del landing collar), se bombea píldoras de limpieza y consecuentemente fluido de control de 8,4 ppg, se saca BHA # 1. Se bajó herramienta para evaluación de cemento USIT-CBL-VDL-GR-CCL desde superficie hasta fondo 8740 ft, con presión de 500 psi en el intervalo de 8740 ft a 8178 ft y sin presión de 8740 ft a 8178 ft.

Se bajó sarta de disparo, para realiza las respectivas correlaciones con GR-CCL y disparar en el intervalo 8516 ft – 8537 ft (21 ft) 5 disparos por pie, fase: 72 deg. La segunda corrida de disparos en la arena Hollín tiene los siguientes intervalos de 8564 ft a 8577 ft (13 ft) y 8584 ft a 8590 ft (6 ft) con densidad de 5 disparos por pie, y fase de 72 deg. Se baja completación selectiva para luego armar y bajar el equipo BES. Finalmente se bajó BHA de producción en tubing de 3 ½” L-80, 9,3#, EU hasta 7794 ft sobre equipo BES.

A continuación el detalle de los intervalos disparados (activos).

**Tabla 5.21** Detalle de los Intervalos Disparados (Activos) para el Pozo Y-04

<b>Y-04</b>	
<b>Formación</b>	<b>Arena Hollín</b>
<i>Tope MD (ft)</i>	8516
<i>Base MD (ft)</i>	8537
<i>Tope TVD (ft)</i>	7532,48
<i>Base TVD (ft)</i>	7552,02
<i>Longitud (ft)</i>	21
<i>Densidad (DPP)</i>	5
<i>Cargas</i>	Max Force 390
<i>Fase</i>	72
<i>Penetración</i>	5,13
<i>Diámetro Disparo</i>	0,31

**Fuente:** (EMPRESA OPERADORA T, 2022)  
**Elaborado por:** Jarrín, 2023

### **Operaciones sin Torre de Reacondicionamiento Y-04**

Este pozo cuenta con un trabajo sin torre de reacondicionamiento realizada en el 2022. La intervención tuvo como objetivo aislar los siguientes intervalos:

De 8549 ft a 8577 ft

De 8584 ft a 8590 ft

Dejando en producción solo el intervalo de 8516 ft a 8537 ft.

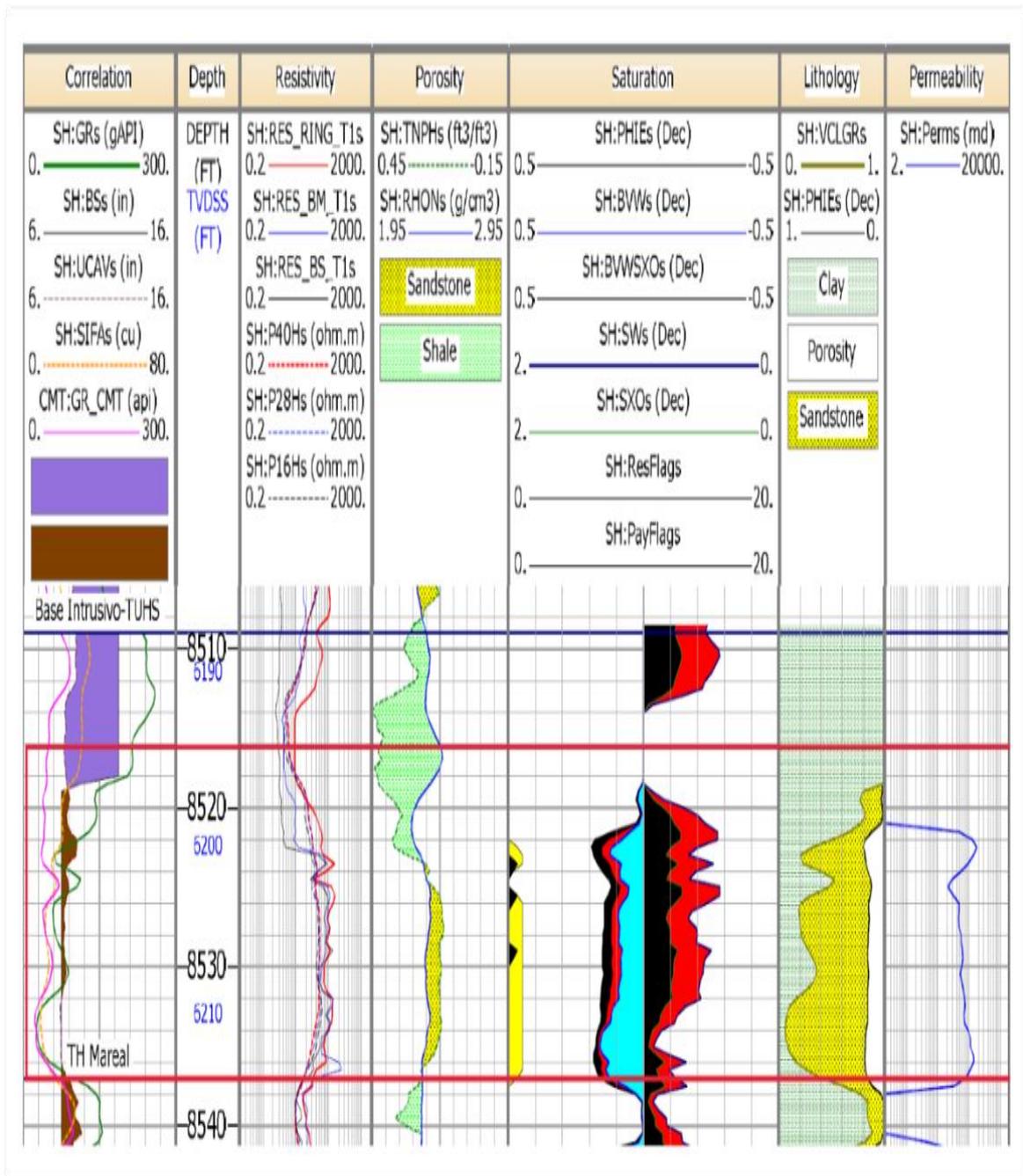
### **Workover Y-04**

Este pozo no cuenta con intervenciones de reacondicionamiento.

**Conclusión:** El tiempo de exposición entre el fluido de perforación y la cara de la arena productora para el pozo Y-04 de 84 horas, puede considerarse demasiado alto a pesar de que el tipo de fluido base carbonato de calcio está diseñado para crear una eficiente costra de lodo.

### Registro a Hueco Abierto Y-04

La tendencia se mantiene como en los anteriores pozos donde  $R_t$  (línea roja continua) es mayor a  $R_{xo}$  (línea negra continua) es decir posiblemente existe invasión de fluidos. Sin embargo, las curvas se encuentran más pegadas y hay puntos donde  $R_t$  es menor a  $R_{xo}$ , se puede inferir que este comportamiento en las curvas se debe más a cambios en la litología ya que se observa cambios en la arcillosidad de la formación.



**Figura 5.12** Registros Eléctricos del Pozo Y-04

**Fuente:** (Empresa Operadora T, 2022)

**Modificado por:** Jarrín, 2023

## Registro Mudlogging Y-04

El intervalo cañoneado tiene variada composición, hasta 8520 ft MD se tiene 50% de formación arcillosa, 40% arenisca y 10% caliza. De 8520 a 8530 ft MD se observa 60% arenisca, 30% arcilla y 10% caolinita. Finalmente, el último tramo hasta 8537 se tiene 90% arenisca y 10% formación arcillosa. Se tiene presencia de caolinita desde 8510 a 8520 ft MD.

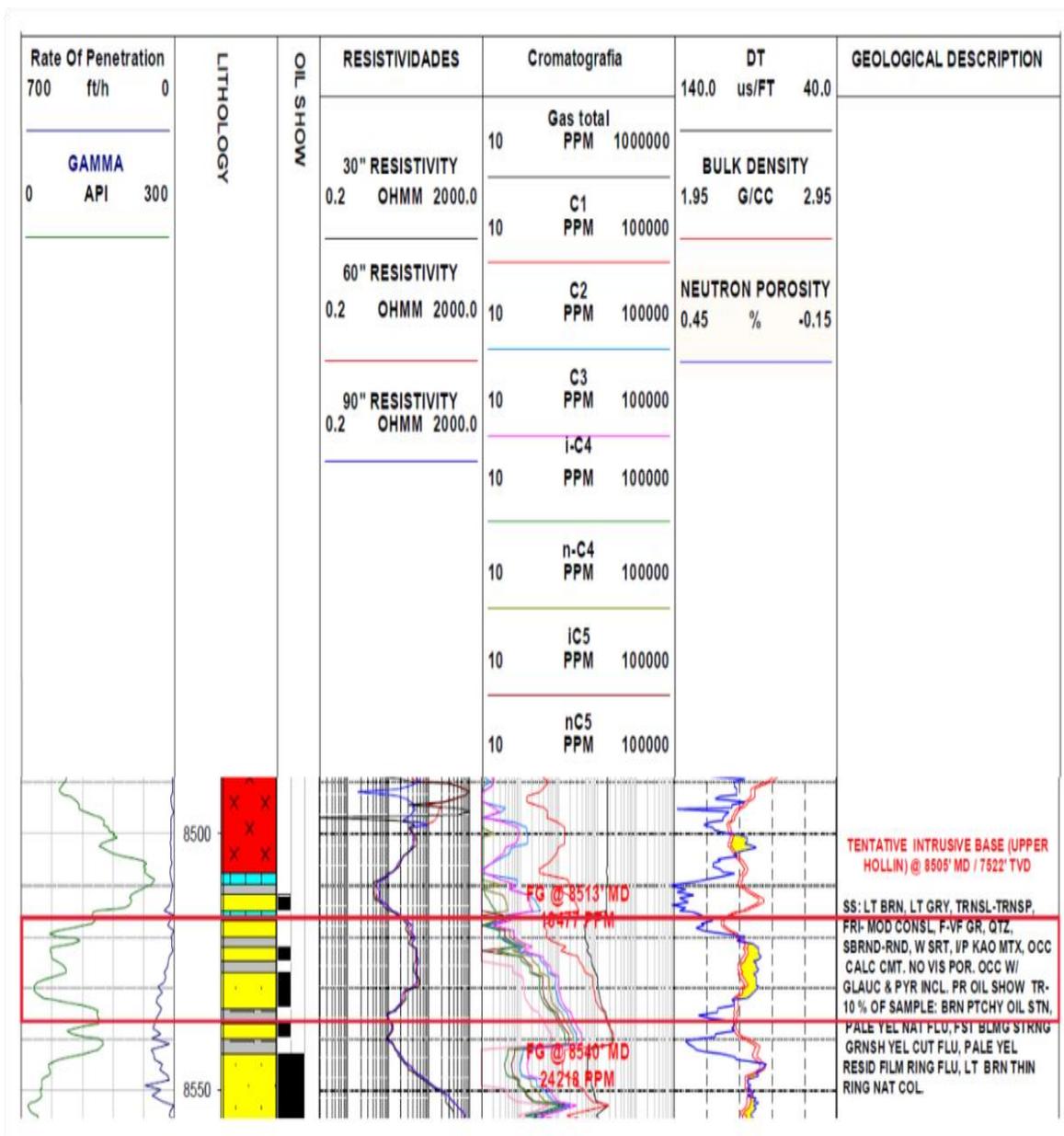


Figura 5.13 Registro Mudlogging del Pozo Y-04

Fuente: (Empresa Operadora T, 2022)

Modificado por: Jarrín, 2023

### Análisis Registros de Cemento Y-04

#### Intervalos:

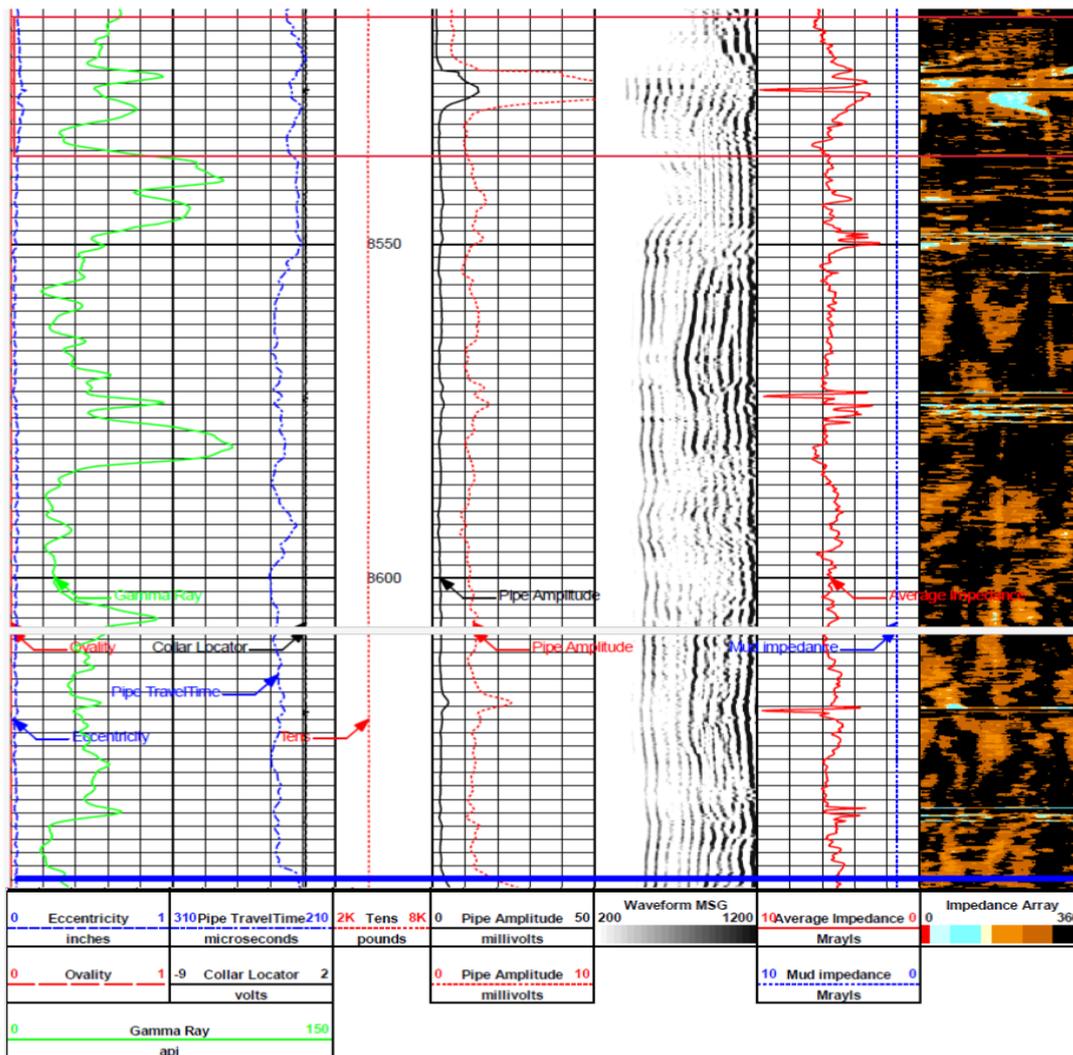
8516 – 8537 ft MD

**CAP:** 8644 ft MD

**CBL:** Si bien a la profundidad de 8526 se muestra una inflexión de 13 mV, el resto de la adherencia se muestra en un estado excelente no superando los 5 mV en ningún punto ni debajo del intervalo disparado hasta llegar al CAP.

**VDL:** No se observan fuertes arribos del casing, y se tienen fuertes arribos de formación evidenciando buena adherencia cemento – formación.

**Ultrasonico:** Se observa buena distribución de cemento, excepto a la profundidad de 8526 ft, posiblemente exista un pequeño canal, pero no es continuo, ya que la adherencia superior e inferior es buena.

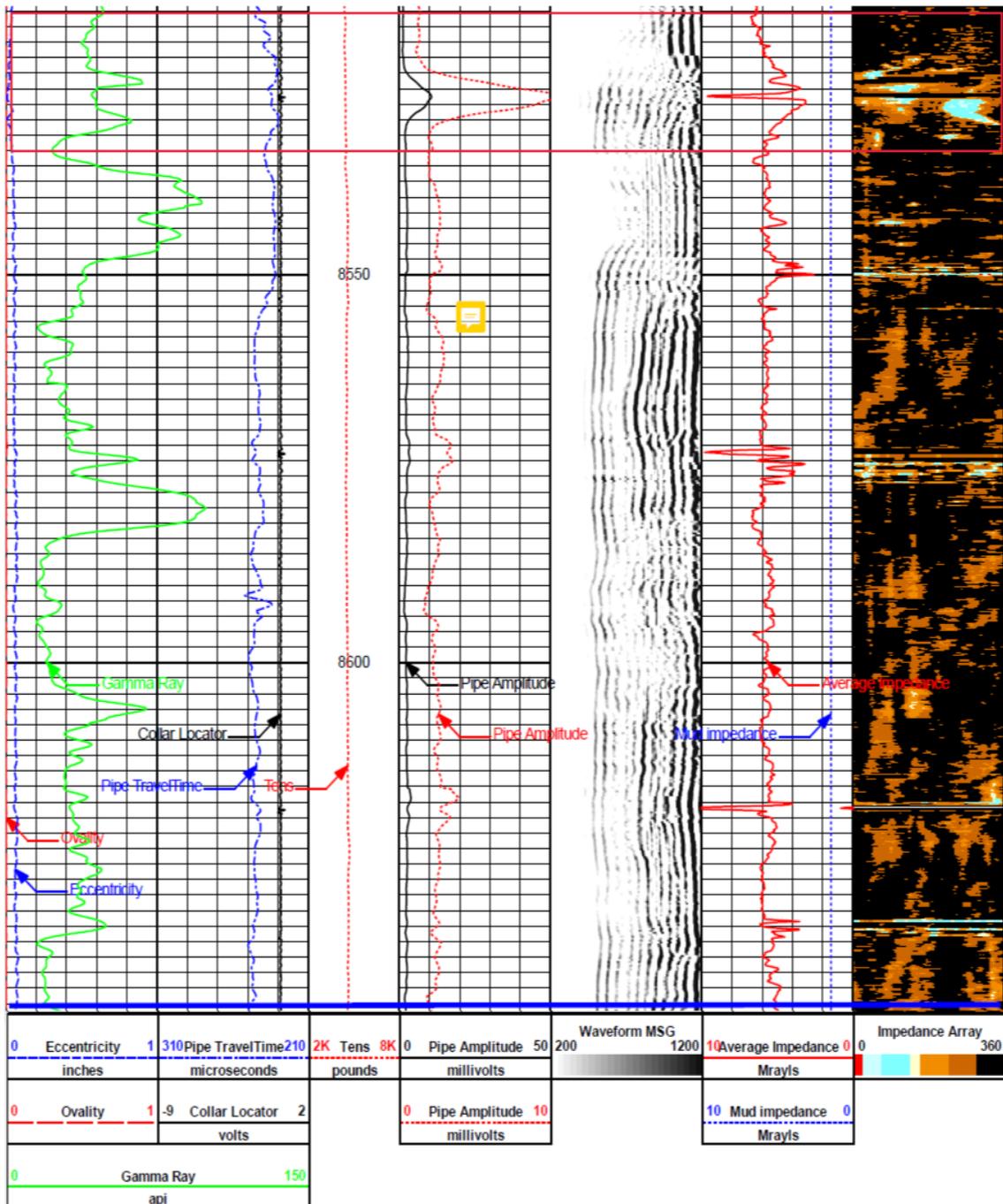


**Figura 5.14** Registro de Cemento del Pozo Y-04 (aplicando 0 psi)

**Fuente:** (EMPRESA OPERADORA T, 2022)

**Modificado de:** (EMPRESA OPERADORA T, 2022)

La corrida del registro de cementación aplicando 500 psi de compresión mejora un poco la aparente calidad de adherencia.



**Figura 5.15** Registro de Cemento del Pozo Y-04 (aplicando 500 psi)

**Fuente:** (EMPRESA OPERADORA T, 2022)

**Modificado de:** (EMPRESA OPERADORA T, 2022)

**Conclusión:** Buena cementación, no hay canalización.

### Análisis Económico

Las Tablas 5.22, 5.23 y 5.24 muestran los cálculos realizados para determinar los índices financieros en que se basa el análisis económico.

**Tabla 5.22** Análisis Económico con Caso Optimista, Pozo Y-04

Tiempo, t	Período	Producción Diaria	Producción Mensual	Ingreso	Egreso	Flujo de Caja	Ingreso Total Actualizado	Egreso Total Actualizado	Flujo de Caja Actualizado	Sumatorio Neto de Caja Actualizado y Acumulado [USD]
[meses]	[meses]	[bppm]	[bppm]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]
Enero	0	327	9959		-900000	-900000			-900000	-900000
Febrero	1	280	8517	574014	57589	516426	568331	57019	511313	-388687
Marzo	2	239	7283	490876	49248	441628	481204	48277	432926	44239
Abril	3	205	6228	419779	42115	377664	407433	40876	366557	410795
Mayo	4	175	5326	358979	36015	322964	344972	34610	310362	721158
Junio	5	150	4555	306986	30799	276187	292086	29304	262782	983940
Julio	6	128	3895	262523	26338	236185	247308	24812	222497	1206437
Agosto	7	110	3331	224500	22523	201976	209395	21008	188387	1394823
Septiembre	8	94	2848	191984	19261	172723	177294	17787	159506	1554330
Octubre	9	80	2436	164177	16471	147706	150114	15060	135053	1689383
Noviembre	10	68	2083	140398	14086	126313	127101	12752	114349	1803733
Diciembre	11	59	1781	120063	12046	108018	107616	10797	96819	1900552
Enero	12	50	1523	102674	10301	92373	91118	9142	81976	1982528

Elaborado por: Jarrín, 2023

**Tabla 5.23** Análisis Económico con Caso Intermedio, Pozo Y-04

Tiempo, t	Período	Producción Diaria	Producción Mensual	Ingreso	Egreso	Flujo de Caja	Ingreso Total Actualizado	Egreso Total Actualizado	Flujo de Caja Actualizado	Sumatorio Neto de Caja Actualizado y Acumulado
[meses]	[meses]	[bppm]	[bppm]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]
Enero	0	327	9959		-900000	-900000			-900000	-900000
Febrero	1	280	8517	483143	57589	425554	478359	57019	421341	-478659
Marzo	2	239	7283	413166	49248	363918	405025	48277	356748	-121912
Abril	3	205	6228	353324	42115	311209	342933	40876	302057	180145
Mayo	4	175	5326	302150	36015	266135	290360	34610	255750	435895
Junio	5	150	4555	258387	30799	227588	245846	29304	216543	652438
Julio	6	128	3895	220963	26338	194625	208157	24812	183346	835783
Agosto	7	110	3331	188959	22523	166436	176246	21008	155238	991021
Septiembre	8	94	2848	161591	19261	142330	149227	17787	131439	1122460
Octubre	9	80	2436	138187	16471	121715	126350	15060	111289	1233750
Noviembre	10	68	2083	118172	14086	104086	106980	12752	94228	1327978
Diciembre	11	59	1781	101056	12046	89011	90579	10797	79782	1407760
Enero	12	50	1523	86420	10301	76119	76693	9142	67552	1475312

Elaborado por: Jarrín, 2023

**Tabla 5.24** Análisis Económico con Caso Pesimista, Pozo Y-04

Tiempo, t	Período	Producción Diaria	Producción Mensual	Ingreso	Egreso	Flujo de Caja	Ingreso Total Actualizado	Egreso Total Actualizado	Flujo de Caja Actualizado	Sumatorio Neto de Caja Actualizado y Acumulado
[meses]	[meses]	[bppm]	[bppm]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]
Enero	0	327	9959		-900000	-900000			-900000	-900000
Febrero	1	280	8517	397978	57589	340389	394037	57019	337019	-562981
Marzo	2	239	7283	340336	49248	291088	333630	48277	285352	-277629
Abril	3	205	6228	291042	42115	248928	282483	40876	241607	-36022
Mayo	4	175	5326	248889	36015	212874	239177	34610	204567	168545
Junio	5	150	4555	212840	30799	182042	202510	29304	173206	341751
Julio	6	128	3895	182013	26338	155675	171465	24812	146653	488404
Agosto	7	110	3331	155651	22523	133128	145178	21008	124170	612575
Septiembre	8	94	2848	133107	19261	113846	122922	17787	105135	717709
Octubre	9	80	2436	113828	16471	97357	104077	15060	89017	806726
Noviembre	10	68	2083	97341	14086	83256	88122	12752	75370	882097
Diciembre	11	59	1781	83243	12046	71197	74612	10797	63816	945913
Enero	12	50	1523	71186	10301	60885	63174	9142	54033	999945

Elaborado por: Jarrín, 2023

## ANEXO VI

### Pozo Y-05

#### Perforación

El pozo Y-05 inicia operaciones de perforación en el año 2021 y finaliza 12,5 días después de iniciada la perforación, se optimizaron los tiempos de perforación ya que el tiempo planeado fue de 15 días.

Se inicia el evento utilizando BHA direccional # 1 (broca tricónica) para perforar la sección de 16 in. desde 42 ft hasta 305 ft. Se cambia a broca (PDC) y se bajó con BHA # 2 y power drive hasta 4736 ft, se realizó drill out y perforó hasta 8311 ft con BHA # 3 la sección de 12 ¼ in. Se continuó con BHA # 4 con motor power pack hasta alcanzar 7879 ft. Se armó BHA # 5 con broca de 12 ¼ in y se llega hasta 8537 ft, se continuó con BHA # 6 hasta 8840 ft.

Finalmente se baja Liner de 7 in, 26 lb/ft, P-110, BTC-TXP hasta 8838 ft.

A continuación el detalle de la tubería de revestimiento.

**Tabla 5.25** Detalle de las Tuberías de Revestimiento para pozo Y-05

Y-05				
Nombre	Base MD (ft)	OD (in)	Grado	Peso (lb/ft)
<i>Casing Conductor</i>	42	20	K-55	94
<i>Casing Superficial</i>	4736	13 3/8	K-55	54,5 / 68
<i>Casing Intermedio</i>	8547	9 5/8	N-80	47
<i>Liner</i>	8838	7	P-110	26

**Fuente:** (EMPRESA PRESTADORA DE SERVICIOS "T", 2022)

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

#### Completación

El pozo Y-05 inicia operaciones de completación en el año 2021 y finaliza 5,3 días después.

Se bajó BHA # 1 de limpieza hasta el tope de cemento a 8737 ft, para luego bombear píldoras de limpieza y consecuentemente fluido de control de 8,4 ppg, después se saca BHA # 1.

Se decide bajar herramienta para evaluación de cemento USIT-CBL-VDL-GR-CCL desde superficie hasta fondo 8732 ft, con presión de 600 psi en el intervalo de 8732 ft a 8300 ft y sin presión de 8732 ft a 8300 ft.

Se usó cañones de 4 5/8 in (Penetración: 17,88 in / diámetro de hoyo: 0,33 in). Se bajó la sarta de disparo y se dispara en el intervalo 8600 ft – 8621 ft (21 ft) 5 disparos por pie, fase: 72 grados. La segunda corrida de disparos se realiza en el intervalo de 8554 ft a 8572 ft (18 ft). La tercera corrida de disparos se realiza en el intervalo de 8554 ft a 8572 ft (18 ft). Por último se arma y baja BHA de producción en tubing de 3 ½ in L-80, 9,3#, EU hasta 7794 ft sobre equipo BES.

A continuación el detalle de los intervalos disparados (activos).

**Tabla 5.26** Detalle de los Intervalos Disparados (Activos) para el Pozo Y-05

<b>Y-05</b>		
<b>Formación</b>	<b>Arena Hollín</b>	<b>Arena Hollín</b>
<i>Tope MD (ft)</i>	8554	8600
<i>Base MD (ft)</i>	8572	8621
<i>Tope TVD (ft)</i>	7557,15	7601,92
<i>Base TVD (ft)</i>	7574,66	7622,36
<i>Longitud (ft)</i>	18	21
<i>Densidad (DPP)</i>	10	5
<i>Cargas</i>	Max Force 390	Max Force 390
<i>Fase</i>	72	72
<i>Penetración</i>	1,48	1,48
<i>Diámetro Disparo</i>	0,33	0,33

**Fuente:** (EMPRESA PRESTADORA DE SERVICIOS “T”, 2022)

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

### **Operaciones sin Torre de Reacondicionamiento**

No cuenta con intervenciones.

### **Workover**

No cuenta con intervenciones.

### **Análisis Económico**

Las Tablas 5.27, 5.28 y 5.29 muestran los cálculos realizados para determinar los índices financieros en que se basa el análisis económico.

**Tabla 5.27** Análisis Económico con Caso Optimista, Pozo Y-05

Tiempo, t	Período	Producción Diaria	Producción Mensual	Ingreso	Egreso	Flujo de Caja	Ingreso Total Actualizado	Egreso Total Actualizado	Flujo de Caja Actualizado	Sumatorio Neto de Caja Actualizado y Acumulado
[meses]	[meses]	[bppm]	[bppm]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]
Enero	0	170	5179		\$(1.200.000)	\$(1.200.000)			\$(1.200.000)	\$(1.200.000)
Febrero	1	155	4718	318003	31904	286099	314855	31588	283267	-916733
Marzo	2	141	4298	289719	29066	260652	284010	28494	255516	-661217
Abril	3	129	3916	263950	26481	237469	256187	25702	230485	-430732
Mayo	4	117	3568	240473	24126	216347	231090	23184	207905	-222827
Junio	5	107	3251	219084	21980	197104	208451	20913	187538	-35290
Julio	6	97	2961	199598	20025	179573	188030	18864	169166	133876
Agosto	7	89	2698	181844	18244	163601	169610	17016	152593	286469
Septiembre	8	81	2458	165670	16621	149049	152994	15349	137644	424114
Octubre	9	74	2239	150935	15143	135792	138006	13846	124160	548274
Noviembre	10	67	2040	137510	13796	123714	124486	12489	111997	660271
Diciembre	11	61	1859	125279	12569	112710	112291	11266	101025	761296
Enero	12	56	1693	114136	11451	102685	101290	10162	91128	852424

Elaborado por: Jarrín, 2023

**Tabla 5.28** Análisis Económico con Caso Intermedio, Pozo Y-05

Tiempo, t	Período	Producción Diaria	Producción Mensual	Ingreso	Egreso	Flujo de Caja	Ingreso Total Actualizado	Egreso Total Actualizado	Flujo de Caja Actualizado	Sumatorio Neto de Caja Actualizado y Acumulado
Enero	0	170	5179		\$ (1.200.000)	\$ (1.200.000)			\$ (1.200.000)	\$ (1.200.000)
Febrero	1	155	4718	267661	31904	235757	265011	31588	233422	-966578
Marzo	2	141	4298	243854	29066	214787	239049	28494	210555	-756023
Abril	3	129	3916	222164	26481	195683	215630	25702	189928	-566095
Mayo	4	117	3568	202404	24126	178278	194506	23184	171322	-394773
Junio	5	107	3251	184401	21980	162421	175451	20913	154538	-240235
Julio	6	97	2961	168000	20025	147975	158263	18864	139399	-100836
Agosto	7	89	2698	153057	18244	134813	142759	17016	125743	24907
Septiembre	8	81	2458	139443	16621	122822	128774	15349	113424	138331
Octubre	9	74	2239	127041	15143	111898	116158	13846	102313	240644
Noviembre	10	67	2040	115741	13796	101945	104779	12489	92290	332933
Diciembre	11	61	1859	105446	12569	92878	94514	11266	83248	416182
Enero	12	56	1693	96068	11451	84617	85255	10162	75093	491275

Elaborado por: Jarrín, 2023

**Tabla 5.29** Análisis Económico con Caso Pesimista, Pozo Y-05

Tiempo, t	Período	Producción Diaria	Producción Mensual	Ingreso	Egreso	Flujo de Caja	Ingreso Total Actualizado	Egreso Total Actualizado	Flujo de Caja Actualizado	Sumatorio Neto de Caja Actualizado y Acumulado
	0	170	5179		\$ (1.200.000)	\$ (1.200.000)			\$ (1.200.000)	\$ (1.200.000)
Enero	1	155	4718	220479	31904	188575	218296	31588	186708	-1013292
Febrero	2	141	4298	200869	29066	171802	196911	28494	168417	-844875
Marzo	3	129	3916	183003	26481	156521	177620	25702	151918	-692957
Abril	4	117	3568	166725	24126	142600	160220	23184	137035	-555921
Mayo	5	107	3251	151896	21980	129916	144524	20913	123611	-432311
Junio	6	97	2961	138386	20025	118361	130366	18864	111501	-320809
Julio	7	89	2698	126077	18244	107833	117594	17016	100578	-220231
Agosto	8	81	2458	114863	16621	98242	106074	15349	90725	-129507
Septiembre	9	74	2239	104647	15143	89504	95683	13846	81837	-47670
Octubre	10	67	2040	95339	13796	81543	86309	12489	73820	26150
Noviembre	11	61	1859	86859	12569	74290	77854	11266	66588	92738
Diciembre	12	56	1693	79133	11451	67682	70227	10162	60065	152803

Elaborado por: Jarrín, 2023

## ANEXO VII

### Pozo Y-06

#### Perforación Y-06

La perforación del Pozo Y-06 se lleva a cabo en el año 1998, siendo planificado como pozo de tipo vertical.

A continuación el detalle de la tubería de revestimiento.

**Tabla 5.30** Detalle de las Tuberías de Revestimiento para pozo Y-06

Y-06				
Nombre	Base MD (ft)	OD (in)	Grado	Peso (lb/ft)
<i>Casing Conductor</i>	36	16	K-55	68
<i>Casing Superficial</i>	2000	10 3/4	K-55	45,5
<i>Casing Intermedio</i>	8904	7	N-80	26

**Fuente:** (EMPRESA OPERADORA T, 2022)

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

#### Completación Y-06

Inicialmente se completó disparando en dos arenas Hollín Mareal y Hollín Principal, en los siguientes intervalos: de 7588 a 7600 ft MD y de 7610 a 7650 ft MD.

#### Operaciones sin Taladro de Reacondicionamiento Y-06

El Pozo Y-06 cuenta con un trabajo sin Taladro de Reacondicionamiento que se realizó utilizando Slickline.

**Tabla 5.31** Detalle del Intervalo Disparado (Activo) para el Pozo Y-06

Y-06	
Formación	Arena Hollín
<i>Tope MD (ft)</i>	7588
<i>Base MD (ft)</i>	7600
<i>Tope TVD (ft)</i>	7588
<i>Base TVD (ft)</i>	7600
<i>Longitud (ft)</i>	12
<i>Densidad (DPP)</i>	12

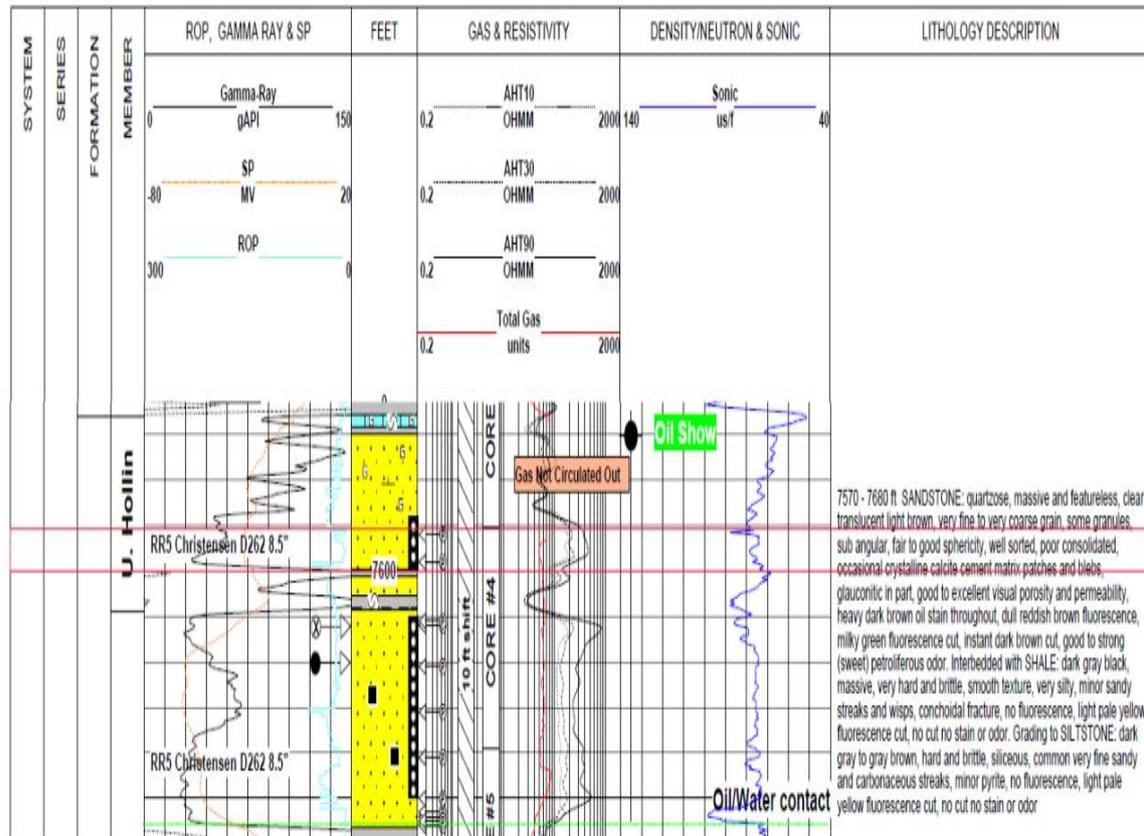
**Fuente:** (EMPRESA OPERADORA T, 2022)

**Elaborado por:** Jarrín, 2023

#### Workover Y-06

El pozo Y-06 al tener un tipo de completación simple y no poseer Y-tool requiere de trabajos de reacondicionamiento cuando se va a hacer algún mantenimiento o cambio a los equipos de Bombeo Electrosumergible.





**Figura 5.17** Registro Mudlogging del Pozo Y-06

**Fuente:** (Empresa Operadora T, 2022)

**Modificado por:** Jarrín, 2023

### Análisis Pruebas de Presión

El pozo cuenta con la realización de una Prueba de Incremento de Presión (BUP) de la cuál se estimaron los siguientes parámetros:

Presión de Reservorio Inicial: alrededor de 3300 psi.

Presión de Reservorio:

**3039 psia @ profundidad del sensor (7503' MD / -6188' TVDSS)**

**3087 psia @ Datum (-6300' TVDSS)**

**Skin:** pozo estimulado (s=-3,88)

**Permeabilidad efectiva:**  $k_{e0} = 211$  mD

### Análisis Económico

Las Tablas 5.31, 5.32 y 5.33 muestran los cálculos realizados para determinar los índices financieros en que se basa el análisis económico.

**Tabla 5.32** Análisis Económico con Caso Optimista, Pozo Y-06

Tiempo, t	Período	Producción Diaria	Producción Mensual	Ingreso	Egreso	Flujo de Caja	Ingreso Total Actualizado	Egreso Total Actualizado	Flujo de Caja Actualizado	Sumatorio Neto de Caja Actualizado y Acumulado [USD]
[meses]	[meses]	[bppm]	[bppm]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]
Enero	0	83	2525		-800000	-800000			-800000	-800000
Febrero	1	82	2487	167617	16816	150801	165958	16650	149308	-650692
Marzo	2	81	2450	165116	16565	148550	161863	16239	145623	-505069
Abril	3	79	2413	162652	16318	146333	157868	15838	142030	-363039
Mayo	4	78	2377	160224	16075	144150	153972	15448	138525	-224514
Junio	5	77	2342	157833	15835	141998	150173	15066	135107	-89407
Julio	6	76	2307	155478	15599	139879	146467	14695	131772	42365
Agosto	7	75	2272	153157	15366	137792	142853	14332	128521	170886
Septiembre	8	74	2238	150872	15136	135735	139327	13978	125349	296235
Octubre	9	72	2205	148620	14911	133709	135889	13633	122256	418491
Noviembre	10	71	2172	146402	14688	131714	132536	13297	119239	537730
Diciembre	11	70	2140	144217	14469	129748	129265	12969	116296	654026
Enero	12	69	2108	142065	14253	127812	126075	12649	113427	767453

Elaborado por: Jarrín, 2023

**Tabla 5.33** Análisis Económico con Caso Intermedio, Pozo Y-06

Tiempo, t	Período	Producción Diaria	Producción Mensual	Ingreso	Egreso	Flujo de Caja	Ingreso Total Actualizado	Egreso Total Actualizado	Flujo de Caja Actualizado	Sumatorio Neto de Caja Actualizado y Acumulado [USD]
[meses]	[meses]	[bppm]	[bppm]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]
Enero	0	83	2525		-800000	-800000			-800000	-800000
Febrero	1	82	2487	141082	16816	124266	139685	16650	123035	-676965
Marzo	2	81	2450	138977	16565	122411	136238	16239	119999	-556965
Abril	3	79	2413	136903	16318	120584	132876	15838	117038	-439927
Mayo	4	78	2377	134859	16075	118785	129597	15448	114150	-325778
Junio	5	77	2342	132847	15835	117012	126399	15066	111333	-214445
Julio	6	76	2307	130864	15599	115266	123280	14695	108585	-105859
Agosto	7	75	2272	128911	15366	113545	120238	14332	105906	47
Septiembre	8	74	2238	126987	15136	111851	117271	13978	103292	103339
Octubre	9	72	2205	125092	14911	110182	114377	13633	100743	204082
Noviembre	10	71	2172	123225	14688	108537	111554	13297	98257	302340
Diciembre	11	70	2140	121386	14469	106917	108801	12969	95833	398172
Enero	12	69	2108	119575	14253	105322	106116	12649	93468	491640

Elaborado por: Jarrín, 2023

**Tabla 5.34** Análisis Económico con Caso Pesimista, Pozo Y-06

Tiempo, t	Período	Producción Diaria	Producción Mensual	Ingreso	Egreso	Flujo de Caja	Ingreso Total Actualizado	Egreso Total Actualizado	Flujo de Caja Actualizado	Sumatorio Neto de Caja Actualizado y Acumulado [USD]
[meses]	[meses]	[bppm]	[bppm]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD]
Enero	0	83	2525		-800000	-800000			-800000	-800000
Febrero	1	82	2487	116213	16816	99397	115063	16650	98413	-701587
Marzo	2	81	2450	114479	16565	97913	112223	16239	95984	-605603
Abril	3	79	2413	112770	16318	96452	109454	15838	93615	-511988
Mayo	4	78	2377	111087	16075	95013	106753	15448	91305	-420683
Junio	5	77	2342	109429	15835	93595	104118	15066	89052	-331631
Julio	6	76	2307	107796	15599	92198	101549	14695	86854	-244776
Agosto	7	75	2272	106188	15366	90822	99043	14332	84711	-160065
Septiembre	8	74	2238	104603	15136	89466	96599	13978	82621	-77444
Octubre	9	72	2205	103042	14911	88131	94215	13633	80582	3137
Noviembre	10	71	2172	101504	14688	86816	91890	13297	78593	81731
Diciembre	11	70	2140	99989	14469	85520	89623	12969	76654	158385
Enero	12	69	2108	98497	14253	84244	87411	12649	74762	233147

Elaborado por: Jarrín, 2023