

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**ESTUDIO TÉCNICO DE TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN
MATRICIAL COMO ALTERNATIVA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE UN
BLOQUE PRODUCTOR DE PETRÓLEO**

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

CRISTIAN GEOVANNY GUALANCAÑAY GUASHPA
cristian1992geovanny@hotmail.com

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

Quito, Enero 2017

DECLARACIÓN

Yo, Cristian Geovanny Gualancañay Guashpa declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

Cristian Geovanny Gualancañay
Guashpa

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el señor Cristian Geovanny Gualancañay Guashpa, bajo mi supervisión.

MSc. Franklin Vinicio Gómez.
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi Dios por haberme bendecido y permitido llegar hasta aquí, a mi mami, mi papi, mi hermana mi hermano y a toda mi familia que siempre me ha sabido apoyar en todo.

A la empresa SHAYA ECUADOR S.A. en especial a los ingenieros, Carlos Reyes y Byron Fun Sang muchas gracias por haberme dado la oportunidad de formar parte de su grupo de trabajo y sobre todo muchas gracias por la confianza depositada, el apoyo y consejos brindados durante el tiempo que estuve en la empresa.

A los ingenieros, Cristhian Tello, Yeniffer López, Rosario Fraga y David Flor muchas gracias por todo su apoyo, paciencia, enseñanzas y sobre todo por tomarse el tiempo y dedicación para ayudarme con el desarrollo de este proyecto, sin su ayuda esto no habría sido posible de todo corazón muchas gracias a todos.

Al ingeniero Franklin Gómez gracias por su ayuda y colaboración brindada durante la elaboración de este proyecto.

A mis amigos y compañeros de la Universidad Paul, Wilson, Xavier, Hugo, Felix, Germán, Fabrizio gracias muchachos por ese apoyo y sobre todo por su amistad.

DEDICATORIA

A Dios por bendecirme todos los días y darme esa fortaleza para jamás rendirme y seguir siempre adelante a pesar de toda circunstancia.

A mi madre Luz María, la cual me ha enseñado que la humildad, honestidad, el respeto y el trabajo duro son los valores más importantes que hay en la vida y que nunca debo rendirme hasta alcanzar mis sueños, mami muchas gracias por todo el apoyo de todo corazón este logro es por ti.

A toda mi familia a mi papi Jorge, a mi hermana Eva y a mi hermano Freddy, por ese apoyo incondicional y todos esos consejos dados a lo largo de mi vida, gracias a ustedes se logró este objetivo.

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA.....	V
CONTENIDO.....	VI
ÍNDICE DE FIGURAS	IX
ÍNDICE DE TABLAS	XI
ÍNDICE DE ANEXOS	XII
ÍNDICE DE ECUACIONES.....	XII
SIMBOLOGÍA.....	XIII
RESUMEN	XIV
PRESENTACIÓN	XVI
1. CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN	1
1.1. GENERALIDADES DEL ACTIVO	1
1.2. CAMPOS DEL ACTIVO	2
1.3. RESEÑA HISTÓRICA.....	3
1.4. GEOLOGÍA GENERAL DEL ACTIVO.....	3
1.4.1. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL.....	5
1.4.2. LITOLOGÍA	7
1.4.3. DESCRIPCIÓN PVT Y PETROFÍSICA DEL ACTIVO.....	8
1.5. CONDICIÓN ACTUAL DEL ACTIVO	8
1.5.1. ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS	8
1.5.2. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN Y DESAFÍOS ACTUALES	9
1.6. TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL HISTÓRICOS.....	10
2. CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO.....	13
2.1. ESTUDIO DEL DAÑO DE FORMACIÓN (SKIN)	13
2.1.1. DEFINICIÓN	13
2.1.2. ORIGEN DEL DAÑO	13
2.2. EFECTOS DEL DAÑO DE FORMACIÓN	16

2.2.1.	EFFECTO SOBRE EL PERFIL DE PRESIÓN	16
2.2.2.	EFFECTO DEL RADIO DE INVASIÓN	19
2.2.3.	EFFECTO SOBRE LA PERMEABILIDAD	20
2.3.	ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP).....	21
2.4.	MÉTODOS COMUNES PARA DETERMINAR EL (IP)	21
2.4.1.	MÉTODO DEL IP SOBRE LA PRESIÓN DE BURBUJA	21
2.4.2.	MÉTODO DEL IP BAJO LA PRESIÓN DE BURBUJA.	22
2.4.3.	ECUACIÓN DE VOGEL.....	22
2.4.4.	ECUACIÓN DE DARCY	23
2.5.	ANÁLISIS NODAL.....	25
2.5.1.	DEFINICIÓN	25
2.6.	ESTIMULACIÓN MATRICIAL	27
2.6.1.	DEFINICIÓN	27
2.7.	TIPOS DE ESTIMULACIÓN	27
2.7.1.	ESTIMULACIÓN MATRICIAL NO REACTIVA.....	28
2.7.2.	ESTIMULACIÓN MATRICIAL REACTIVA	28
2.8.	TIPOS DE TRATAMIENTOS QUÍMICOS	28
2.8.1.	FLUIDOS DE PRE FLUJO.....	28
2.8.2.	FLUIDOS PRINCIPALES.....	30
2.8.3.	FLUIDOS DE DESPLAZAMIENTO.....	30
2.9.	TECNOLOGÍAS UTILIZADAS	31
2.9.1.	OCA XP (ORGANIC CLAY ACID STIMULATION FLUID).....	31
2.9.2.	ONESTEP (SIMPLIFIED SANDSTON STIMULATION SYSTEM)...	32
2.9.3.	OIL SEEKER (HIGH-WATER-CUT ACIDIZING DIVERTER).....	32
2.9.4.	CLEAN SWEEP (SOLVENT SYSTEM FOR DAMAGE REMOVAL)...	33
2.10.	EVALUACIÓN DE FORMACIONES.....	34
2.10.1.	REGISTRO GAMMA RAY (GR).....	35
2.10.2.	REGISTRO DE POROSIDAD, PERMEABILIDAD Y VOLUMEN DE ARCILLA.....	36
2.10.3.	REGISTROS DE RESISTIVIDAD, SP Y SATURACIÓN DE AGUA INICIAL.....	38
3.	CAPÍTULO 3: METODOLOGÍA DE TRABAJO	40
3.1.	MATRIZ DE TRABAJO	40
3.2.	DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA DE TRABAJO.....	40

3.2.1.	ANÁLISIS PETROFÍSICO SEGÚN EL TIPO DE ROCA.....	41
3.2.2.	ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN	47
3.2.3.	ANÁLISIS NODAL	48
3.2.4.	ANÁLISIS MECÁNICO DEL POZO	49
3.2.5.	EVALUACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE TRABAJO	52
3.3.	POZOS PROPUESTOS PARA TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN	53
3.3.1.	POZO: COATÍ-054 (HOLLÍN SUPERIOR).....	53
3.3.2.	POZO: ORELLANA-096D (HOLLÍN SUPERIOR).....	57
3.3.3.	POZO ORELLANA-095 (T INFERIOR).....	61
3.3.4.	POZO: COCA-024 (T INFERIOR).....	66
3.3.5.	POZO ORELLANA-083 (T INFERIOR).....	71
3.4.	RESULTADOS FINALES.....	77
3.4.1.	PRODUCCIÓN ANTES Y DESPUÉS DE APLICAR LA METODOLOGÍA DE TRABAJO.....	77
3.4.2.	IMPACTO EN PRODUCCIÓN DE LOS TRABAJOS DE	
	ESTIMULACIÓN MATRICIAL.....	78
4.	CAPÍTULO 4: ANÁLISIS ECONÓMICO.....	82
4.1.	INDICADORES DE RENTABILIDAD	82
4.1.1.	VAN (VALOR ACTUAL NETO).....	82
4.1.2.	TIR (TASA INTERNA DE RETORNO).....	83
4.1.3.	PRI (PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN)	83
4.1.4.	RELACIÓN BENEFICIO-COSTO (B/C)	83
4.2.	ASUNCIONES ECONÓMICAS UTILIZADAS	84
4.2.1.	COSTOS POR TRABAJO DE ESTIMULACIÓN.....	84
4.2.2.	COSTO DE PRODUCCIÓN POR BARRIL	85
4.2.3.	PRECIO POR BARRIL DE PETRÓLEO	85
4.2.4.	DECLINACIONES Y PERFILES DE PRODUCCIÓN.....	85
4.2.5.	IMPUESTOS UTILIZADOS.....	85
4.2.6.	ANÁLISIS ECONÓMICO	86
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	90
5.1.	CONCLUSIONES	90
5.2.	RECOMENDACIONES	92
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	94
	ANEXOS	96

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1	UBICACIÓN DEL ACTIVO ORELLANA.....	1
FIGURA 1.2	CAMPOS DEL ACTIVO ORELLANA.....	2
FIGURA 1.3	MAPAS ESTRUCTURALES ACTIVO ORELLANA.....	6
FIGURA 1.4	HISTORIAL DEL PRODUCCIÓN ACTIVO ORELLANA.....	9
FIGURA 2.1	ORIGEN Y DESCRIPCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN.....	14
FIGURA 2.2	LOCALIZACIÓN DE LOS DIFERENTES TIPOS DE DAÑO	14
FIGURA 2.3	EFECTO DEL DAÑO DE FORMACIÓN SOBRE EL PERFIL PRESIÓN ..	16
FIGURA 2.4	INTERPRETACIÓN PRUEBA DE PRESIÓN BUILD'UP	17
FIGURA 2.5	EFECTO DEL RADIO DE INVASIÓN SOBRE EL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD DE UN POZO	19
FIGURA 2.6	CURVA IP SOBRE LA PRESIÓN DE BURBUJA	22
FIGURA 2.7	CURVA IPR OBTENIDA POR EL MÉTODO DE VOGEL	23
FIGURA 2.8	IPR SEGÚN ECUACIÓN DE DARCY.....	24
FIGURA 2.9	MODELO ANÁLISIS NODAL.....	25
FIGURA 2.10	COMPONENTES PRINCIPALES DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN..	26
FIGURA 2.11	PERFIL DE PRESIÓN EN TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN	27
FIGURA 2.12	REGISTROS E INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA INTERFAZ TECHLOG	35
FIGURA 2.13	CORRELACIÓN ESTRUCTURAL CON REGISTRO GAMMA RAY	35
FIGURA 2.14	EVALUACIÓN PETROFÍSICA ARENA HOLLÍN SUPERIOR	37
FIGURA 2.15	INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA ARENA	39
FIGURA 3.1	PARÁMETROS PARA SELECCIÓN DE POZOS	40
FIGURA 3.2	CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA ACTIVO ORELLANA.....	41
FIGURA 3.3	EJEMPLO: ANÁLISIS PETROFÍSICO POZO LOBO SUR-003.....	43
FIGURA 3.4	EJEMPLO: CORRELACIÓN ESTRUCTURAL POZO LOBO SUR-003 ARENA HOLLÍN SUPERIOR.....	45
FIGURA 3.5	COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE AGUA ARENA "HOLLÍN SUPERIOR" POZOS LOBO SUR.....	46
FIGURA 3.6	EJEMPLO: ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN POZO LOBO SUR-003	47
FIGURA 3.7	EJEMPLO ANÁLISIS NODAL POZO LOBO SUR-003	49
FIGURA 3.8	EJEMPLO: ANÁLISIS MECÁNICO POZO LOBO SUR-003	50
FIGURA 3.9	EJEMPLO: ANÁLISIS MECÁNICO REGISTRO DE CEMENTO POZO LOBO SUR-003 ARENA HOLLÍN SUPERIOR.....	51
FIGURA 3.10	ANÁLISIS PETROFÍSICO COATÍ-054 HOLLÍN SUPERIOR	53

FIGURA 3.11	CORRELACIÓN ESTRUCTURAL POZO COATI-054 ARENA HOLLÍN SUPERIOR.....	54
FIGURA 3.12	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO COATI-054.....	55
FIGURA 3.13	POTENCIAL DE PRODUCCIÓN ESTIMADO POZO COATÍ-054.....	56
FIGURA 3.14	ANÁLISIS PETROFÍSICO POZO ORELLANA-096D.....	57
FIGURA 3.15	CORRELACIÓN ESTRUCTURAL POZO ORELLANA-096D.....	58
FIGURA 3.16	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO ORELLANA-096	59
FIGURA 3.17	POTENCIAL DE PRODUCCIÓN ESTIMADO POZO ORELLANA-096	61
FIGURA 3.18	ANÁLISIS PETROFÍSICO POZO ORELLANA-095 “T INFERIOR”	62
FIGURA 3.19	CORRELACIÓN ESTRUCTURAL POZO ORELLANA-095 ARENA T INFERIOR	63
FIGURA 3.20	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO ORELLANA-095D	64
FIGURA 3.21	POTENCIAL DE PRODUCCIÓN POZO ORELLANA-095	66
FIGURA 3.22	ANÁLISIS PETROFÍSICO POZO COCA-024 ARENA T INFERIOR.....	67
FIGURA 3.23	CORRELACIÓN ESTRUCTURAL POZO COCA-024.....	68
FIGURA 3.24	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN COCA-024	69
FIGURA 3.25	POTENCIAL DE PRODUCCIÓN ESTIMADO POZO COCA-024	71
FIGURA 3.26	ANÁLISIS PETROFÍSICO POZO ORELLANA-083 ARENA T INFERIOR	72
FIGURA 3.27	CORRELACIÓN ESTRUCTURAL POZO ORELLANA-083 ARENA “T INFERIOR”	73
FIGURA 3.28	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN ORELLANA-083.....	74
FIGURA 3.29	POTENCIÁL DE PRODUCCIÓN ESTIMADO.....	76
FIGURA 3.30	PRODUCCIÓN ANTES Y DESPUÉS DE APLICAR LA METODOLOGÍA DE TRABAJO	77
FIGURA 3.31	IMPACTO EN PRODUCCIÓN DE LOS TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL	78
FIGURA 3.32	IMPACTO EN PRODUCCIÓN DE LOS TRABAJOS DE OPTIMIZACIÓN APLICANDO LA METODOLOGÍA	78
FIGURA 3.33	CURVAS IPR PRE Y POST TRABAJO DE ESTIMULACIÓN.....	79

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.1	POZOS PERTENECIENTES AL ACTIVO ORELLANA	8
TABLA 1.2	MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL UTILIZADOS EN EL ACTIVO ORELLANA.....	9
TABLA 1.3	TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL HISTÓRICOS PERIODO 2010-2015.....	11
TABLA 1.4	PRODUCCIÓN HISTÓRICA PRE Y POST TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL PERIODO 2010-2015.....	12
TABLA 2.1	TIPOS DE DAÑO DE FORMACIÓN	15
TABLA 2.2	CLASIFICACIÓN DE DAÑOS DE FORMACIÓN.....	19
TABLA 2.3	INDICADORES DE ZONAS DE PAGO	39
TABLA 3.1	PRODUCCIÓN POR TIPO DE ROCA (ROCK TYPE RT)	42
TABLA 3.2	EJEMPLO: PRODUCCIÓN EN FUNCIÓN DEL TIPO DE ROCA POZO LOBO SUR-003 ARENA “HOLLÍN SUPERIOR”	44
TABLA 3.3	RESUMEN DE PARÁMETROS PARA TRABAJO DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL POZO LOBO SUR-003.....	52
TABLA 3.4	RESUMEN DE PARÁMETROS PARA TRABAJO DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL POZO COATÍ-054	56
TABLA 3.5	RESUMEN DE PARÁMETROS PARA TRABAJO DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL POZO PRELLANA-096.....	60
TABLA 3.6	RESUMEN DE PARÁMETROS PARA TRABAJO DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL POZO ORELLANA-095	65
TABLA 3.7	RESUMEN DE PARÁMETROS PARA TRABAJO DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL POZO COCA-024.....	70
TABLA 3.8	RESUMEN DE PARÁMETROS PARA TRABAJO DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL POZO ORELLANA-095	75
TABLA 3.9	RESUMEN DE TRABAJO DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL ACTIVO ORELLANA.....	81
TABLA 4.1	CONDICIONES DE VIABILIDAD DEL VAN	83
TABLA 4.2	AFE TIPO PULLING SIMPLE + ESTIMULACIÓN + EVALUACIÓN	84
TABLA 4.3	PRODUCCIONES Y DECLINACIONES ESTIMADAS	86
TABLA 4.4	ANÁLISIS ECONÓMICO TOTAL DEL PROYECTO.....	87
TABLA 4.5	RESUMEN ANÁLISIS ECONÓMICO EN POZOS SELECCIONADOS	88

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO 1	ANÁLISIS PETROFÍSICO Y PVT ACTIVO ORELLANA	97
ANEXO 2	HISTORIAL DE PRESIONES ACTIVO ORELLANA.....	100
ANEXO 3	DIAGRAMAS MECÁNICOS POZOS SELECCIONADOS.....	103
ANEXO 4	REGISTROS DE CEMENTO POZOS SELECCIONADOS	110
ANEXO 5	REGISTROS MASTER LOG DE POZOS SELECCIONADOS	114
ANEXO 6	EJEMPLO ANÁLISIS HISTÓRICO DE TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN .	118
ANEXO 7	PERFILES DE PRODUCCIÓN Y CÁLCULO TOTAL DE EGRESOS EN LOS POZOS SELECCIONADOS	120
ANEXO 8	ANÁLISIS ECONÓMICO POZOS SELECCIONADOS	123
ANEXO 9	ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN: COMPORTAMIENTO DE AGUA EN LA CORRELACIÓN ESTRUCTURAL.....	130
ANEXO 10	ANÁLISIS CURVAS IPR PRE Y POST TRABAJO DE ESTIMULACIÓN...	134
ANEXO 11	ANÁLISIS PETROFÍSICO, PRODUCCIÓN Y CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA POR TIPOS DE ROCA	137
ANEXO 12	PRONÓSTICO DE RESERVAS POZOS SELECCIONADOS	141
ANEXO 13	ANÁLISIS MINERALÓGICO GENERAL ACTIVO ORELLANA.....	145
ANEXO 14	RESUMEN GENERAL TRABAOS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL.....	149
ANEXO 15	ANÁLISIS ECONÓMICO DESGLOSADO ACORDE A CENTRO DE COSTOS.....	151

ÍNDICE DE ECUACIONES

2.1	ECUACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN	18
2.2	ECUACIÓN DE HAWKINGS.....	18
2.3	ECUACIÓN IP SOBRE LA PRESIÓN DE BURBUJA.....	21
2.4	ECUACIÓN IP BAJO LA PRESIÓN DE BURBUJA.....	22
2.5	ECUACIÓN IPR DE VOGEL	23
2.6	ECUACIÓN IP DE DARCY	24
2.7	ECUACIÓN VOLUMEN DE ARCILLOSIDAD.....	36
2.8	ECUACIÓN POROSIDAD ABSOLUTA.....	36
2.9	ECUACIÓN POROSIDAD EFECTIVA	37
2.10	ECUACIÓN DE SIMMANDOUX.....	38
3.1	ECUACIÓN RADIO DE PETRÓLEO DRENADO	44
4.1	ECUACIÓN VALOR ACTUAL NETO (VAN).....	82
4.2	ECUACIÓN TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	83

4.2	ECUACIÓN DECLINACIÓN EXPONENCIAL.....	85
4.4	ECUACIÓN INGRESOS	86
4.5	ECUACIÓN EGRESOS	86
4.6	ECUACIÓN INGRESOS GRAVABLES	86

SIMBOLOGÍA

SIMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
API	Gravedad Especifica en grados API	
Bo	Factor Volumétrici del Petróleo	L^3
BAPD	Barriles de Agua por Día	L^3/t
BFPD	Barriles de Fluido por Día	L^3/t
BPPD	Barriles de Petróleo por Día	L^3/t
BSW	Porcentaje de Agua y Sedimentos	%
F	Grados Fahrenheit	T
Ft	Pies	L
H Neto	Espesor Neto de la Formación	L
Hz	Hertzios Unidad de Frecuencia	t^{-1}
ID	Diámetro Interno	L
K	Permeabilidad Efectiva	L^2
Lpg	Libras por Galón	M/L^3
MD	Profundidad Verdadera	ft
Np	Volumen de Petróleo acumulado	L^3
Pb	Presión de Burbuja	M/Lt^2
PIP	Presión De Fluido en el Intake	M/Lt^2
Pr	Presión de Yacimiento	M/Lt^2
PRI	Periodo de Recuperación de Inversión	t
Psi	Libra por pulgada cuadrada	M/Lt^2
PVT	Presión, Volumen y Temperatura	
Pwh	Presión de Cabeza	M/Lt^2
Pwf	Presión de Fondo Fluyente	M/Lt^2
Q	Caudal de Fluido	L^3/t
Rd	Radio de Petroleo Drenado	L
S	Daño de Formación (Skin)	
TIR	Tasa Interna de Retorno	%
TVD	Profundidad Vertical Verdadera	L
Vsh	Volumen de Arcilla	%
Uo	Viscosidad del Petróleo	M/Lt
WO	Work Over Trabajo de Reacondicionamiento	

RESUMEN

Este trabajo se basa en la condición actual que se encuentra el Activo Orellana-Bloque 61, el cual ha disminuido significativamente sus inversiones económicas y por ende sus operaciones también se han visto reducidas, por lo cual los nuevos trabajos de optimización propuestos en los pozos deben ser seleccionados de tal forma que se incremente las posibilidades de éxito del trabajo. Por ello se elaboró una metodología de trabajo, la cual se fundamenta en la relación directamente proporcional que existe entre las propiedades petrofísicas de la roca (Porosidad y Permeabilidad) y la capacidad que posee un yacimiento para producir fluidos.

Considerando lo anterior, se realizó una caracterización petrofísica de todos los yacimientos clasificándolos en función a sus tipos de roca. Esto ha permitido determinar y predecir de forma aproximada el potencial de producción de cada yacimiento y combinado con un análisis de producción es capaz identificar y caracterizar el daño de formación que está actuando sobre el yacimiento, permitiendo así seleccionar el mejor trabajo de optimización a realizarse en el yacimiento.

Para este proyecto se han seleccionado los trabajos de Estimulación Matricial como una alternativa, debido a la eficiencia de estos trabajos para remover el daño de formación, lo cual permite mejorar de forma significativa los índices de productividad, permitiendo así optimizar la producción de la mayor cantidad de pozos existentes.

En este documento se presenta una aplicación de esta metodología, con lo cual se demuestra el beneficio tanto en producción como económico que generan los trabajos de Estimulación Matricial, cuando los pozos son seleccionados de manera correcta.

PALABRAS CLAVES: Optimización de Producción, Estimulación Matricial, Caracterización petrofísica, Tipos de Roca y Daño de Formación.

ABSTRACT

The Orellana field-Block 61 is located in The amazon region of Ecuador, It has a total of 374 drilled wells, which cover an area of 783 Km^2 .

This Project is based on the current condition of the Orellana field-Block 61, which has significantly reduced its economic investments and consequently its operations have also been reduced, For this reason the proposed new optimization works in the wells must be selected in such a way as to increase the chances of success of the work. For this reason, a working methodology has been elaborated, which is based on the directly proportional relationship between the petrophysical properties of the rock (Porosity and Permeability) and the capacity of a well to produce fluids.

Considering the above, a petrophysical characterization of the reservoirs has been created, in order to classify them according to their rock types. This has allowed to determine and predict the production potential of the different formations, when it is combined with a production analysis, it allows identify and characterize the formation damage, that is acting on the reservoir, allowing to select the best optimization work to be performed in the reservoir.

For this project the Matrix Stimulation works have been selected as an alternative, because these are efficient to remove the formation damage and allow to significantly improve the productivity indexes, allowing to optimize the production of the majority number of existing wells .

This paper puts forward an application of this methodology, which demonstrates the benefit in production and economics generated by the Stimulation jobs, when the wells are correctly selected.

KEY WORDS: Production Optimization, Matrix Stimulation, Petrophysical Characterization, Rock Types and Formation Damage.

PRESENTACIÓN

El presente trabajo de titulación describe el desarrollo de un proyecto para optimizar la producción de petróleo de los campos pertenecientes al Activo Orellana Bloque 61, utilizando para ello los trabajos de Estimulación Matricial como una alternativa.

La tendencia actual en los campos de petróleo está en optimizar la producción de la mayor cantidad de pozos ya existentes, con el objetivo de maximizar el factor de recobro de las reservas actuales, para ello los tratamientos de Estimulación Matricial han empezado a ocupar un papel fundamental en la optimización de producción de los pozos y evidenciando el panorama actual este tipo de trabajos irán incrementando su importancia con el tiempo.

Existen varias técnicas de Estimulación Matricial, las cuales se han desarrollado de manera significativa en los últimos años, se han elaborado métodos, materiales, químicos y equipos para estimular todo tipo de yacimientos y a cualquier profundidad.

Este trabajo comprende un estudio a fondo sobre las características del yacimiento como: petrofísica, mineralogía, presión actual del reservorio, análisis de reservas, caracterización y cuantificación del daño de formación. Todo esto con el objetivo de seleccionar los mejores pozos y tratamientos químicos para realzar un óptimo trabajo de Estimulación Matricial.

Entre los principales objetivos de este trabajo está: demostrar lo eficiente y económicos que son los trabajos de Estimulación Matricial y sobre todo como realizando una correcta selección de pozos en base a un análisis petrofísico de producción y mecánico se puede: incrementar las posibilidades de éxito durante la operación e incrementar los índices de productividad de los pozos de manera significativa.

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

1.1. GENERALIDADES DEL ACTIVO

El área en la cual se desarrolló el presente trabajo de investigación se denomina Activo Orellana. El cual se encuentra localizado en la República del Ecuador, provincia de Orellana en el cantón Francisco de Orellana, Parroquia Dayuma, 100 Km al sur de la frontera con Colombia y a unos 260 Km de la ciudad de Quito; con una extensión aproximada de 783 Km². (Román, 2011)

El Activo Orellana se encuentra localizado dentro de las siguientes coordenadas UTM¹: 0° 40' de latitud Sur y 76° 55' longitud Oeste, como se puede observar en la siguiente figura.

FIGURA 1.1 UBICACIÓN DEL ACTIVO ORELLANA



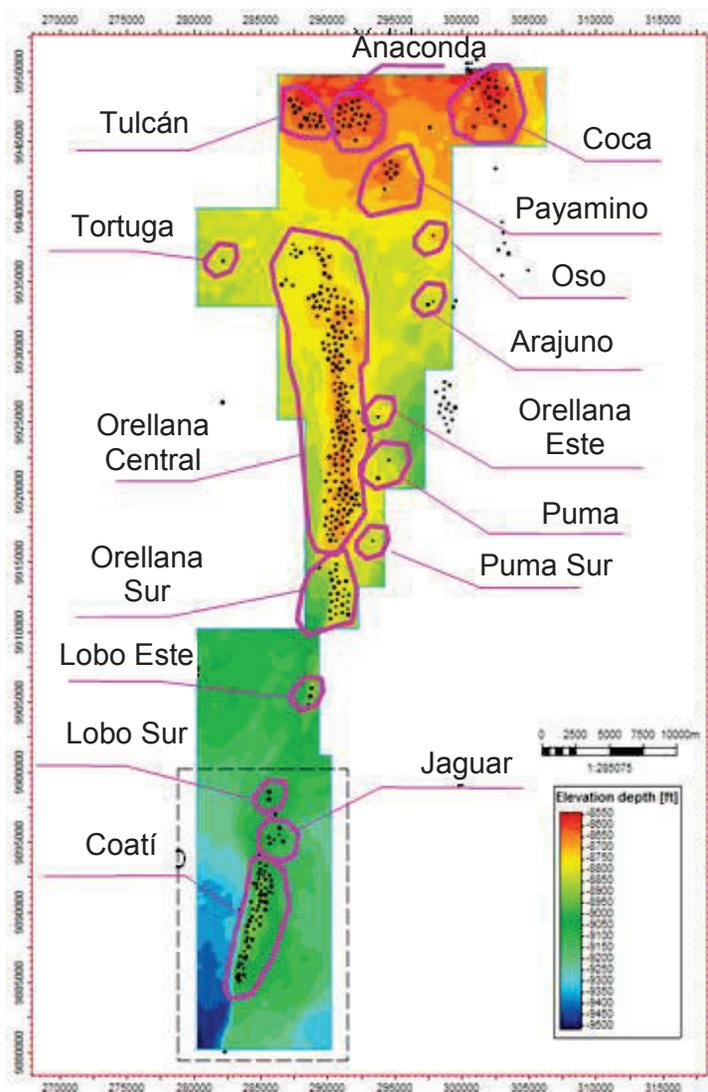
FUENTE: Mapas del Ecuador, 2011

¹UTM: (Universal Transverse Mercator). Es un sistema de coordenadas, el cual se basa en la proyección cartográfica transversa de Mercator.

1.2. CAMPOS DEL ACTIVO

Los campos que actualmente forman parte del activo Orellana se encuentran distribuidos en 3 zonas: Zona Norte, Zona Central y Zona Sur. El activo está conformado por 16 campos los cuales se distribuyen a lo largo de todo el bloque, tal como se muestra en la siguiente figura. (Shaya Ecuador S.A, 2016)

FIGURA 1.2 CAMPOS DEL ACTIVO ORELLANA



ZONA NORTE	Tulcán
	Anaconda
	Coca
	Payamino

ZONA CENTRAL	Orellana
	Orellana Sur
	Orellana Este
	Puma
	Puma Sur
	Lobo Este
	Tortuga
	Oso
	Arajuno

ZONA SUR	Coatí
	Jaguar
	Lobo Sur

FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

MODIFICADO POR: Cristian Gualancañay

1.3. RESEÑA HISTÓRICA

El Campo Orellana fue descubierto en el año 1970 por el consorcio CEPE-Texaco-Gulf, mediante la perforación del pozo exploratorio Orellana-01. El pozo atravesó la secuencia estratigráfica y alcanzó una producción de alrededor de 3 mil barriles de petróleo por día, de 31.1° API provenientes de la formación Hollín. Esto dio paso a la exploración, desarrollo y descubrimiento de nuevos campos productores de petróleo. Los campos descubiertos en ese entonces fueron: Coatí en 1972, Tulcán en 1973, Anaconda en 1980, Jaguar en 1983, Payamino en 1991, Puma en 1994, Armadillo en 1998 entre los más importantes. (House & Villacreses, 2010)

En el año 2011 el campo Orellana junto a otros 13 campos descubiertos hasta esa fecha fueron agrupados en un solo Bloque y nombrados como activo Orellana. Dos años más tarde el activo Orellana pasa a cargo de PETROAMAZONAS EP, con el cuál se dio inicio a una alta actividad de trabajos de perforación, exploración y descubrimiento de nuevos campos productores de petróleo como: Lobo, Tucán y Arajuno. (Petroamazonas, 2015)

Las actividades realizadas por Petroamazonas EP permitieron que el activo Orellana alcance un pico de producción de más de 74 mil barriles de petróleo por día en el mes de marzo de 2015. A finales del mismo año el campo cierra con una producción de alrededor de 66 mil barriles de petróleo por día, mostrando una evidente declinación en producción. (Petroamazonas, 2015).

En diciembre del año 2015 la empresa SHAYA ECUADOR S.A. se hace cargo junto a la empresa PETROAMAZONAS EP del desarrollo del activo Orellana, lo cual marca un hito importante en la vida productiva del Activo.

1.4. GEOLOGÍA GENERAL DEL ACTIVO

La Cuenca Oriente del Ecuador se encuentra dividida en tres corredores²: Occidental (Sistema Sub andino), Oriental (Capirón-Tiputini) y Central (Sacha-Shushufindi) en este último se encuentran localizadas las mayores acumulaciones de petróleo descubiertas hasta la fecha en el Ecuador.

² **Corredor:** Son zonas, entornos o localizaciones que, por sus características geológicas intrínsecas pueden ser útiles para algún estudio (Producción de Hidrocarburos).

El Activo Orellana forma parte del corredor Central Sacha-Shushufindi. (Baby, Rivadeneira, & Barragan, 2006)

El activo Orellana posee 2 reservorios³ principales los cuales se encuentran localizados en la Formación Hollín y Napo y un reservorio secundario localizado en la formación Tena de la Cuenca Oriente.

La formación Napo presenta 2 arenas productoras U y T, las cuales se caracterizan por poseer buenas propiedades petrofísicas, buena continuidad lateral y espesor de arena a lo largo de todo el campo tal como se muestra en las propiedades petrofísicas del Anexo 1. Los mecanismos de producción dominantes en esta formación son la expansión por gas en solución y acuíferos poco activos, debido a lo cual su presión declina rápidamente como se puede observar en el Anexo 2.

La formación Hollín es otro yacimiento importante en el activo, tiene 2 arenas productoras Hollín inferior y Hollín Superior, dichas formaciones están caracterizadas por tener buenas propiedades PVT (Ver Anexo 1), el mecanismo de producción dominante en esta formación es el empuje hidráulico, el cual es generado por un acuífero activo. Este empuje hidráulico le permite tener una declinación en presión casi nula a excepción de ciertas zonas que no se encuentran conectadas este efecto puede ser observado en el Anexo 2.

Finalmente la formación Basal Tena es un yacimiento poco común en el activo Orellana el cual no posee continuidad de arena a lo largo de todo el campo. La formación Basal Tena posee un espesor relativamente pequeño. Un ejemplo de ello es que en la actualidad existen únicamente 8 pozos produciendo de este reservorio. La mayoría de estos pozos están ubicados en el campo Tulcán al norte del Activo. El mecanismo de producción dominante en este reservorio es; la expansión de roca, fluido y gas en solución por lo que no tiene un buen soporte que ayude a mantener la presión en el yacimiento (Ver Anexo 2).

³**Reservorio:** Es una acumulación natural de hidrocarburos en el subsuelo el cual se encuentra atrapado en rocas porosas (roca almacén) y rocas sello

1.4.1. Geología estructural

El activo Orellana está conformado por 16 campos los cuales se encuentran agrupados en 3 zonas así se tiene:

1.4.1.1. *Orellana Central*

Está conformada por los campos Orellana Central, Orellana Este, Orellana Sur, Puma, Puma Sur, Arajuno, Oso y Tortuga los cuales están sobre una misma estructura. Un Anticlinal⁴ de 23 por 4 Km, alongado en dirección norte-sur y se encuentra limitado al sur por una barrera estratigráfica. Las principales fallas⁵ presentes en Orellana Central presentan una dirección Norte-Sur con una longitud mayor a 100 Km. (Baby, et all, 2006)

1.4.1.2. *Orellana Norte*

Está conformada por los campos Tulcán, Anaconda, Payamino y Coca los cuales forman parte del corredor Sacha Shushufindi. La estructura de este campo constituye un anticlinal asimétrico con una tendencia preferencial Oeste-Este y un eje secundario en dirección Sur-Este en la que se encuentra el alto Payamino, la estructura de estos campos es considerada una anomalía estructural en la cuenca, ya que la mayoría de estructuras productoras y no productoras tienen dirección Andina. Las principales fallas son Inversas con rumbo Norte-Sur. (Andrade, 2009)

1.4.1.3. *Orellana Sur*

Está conformada por los campos Lobo Este, Lobo Sur, Coatí y Jaguar los cuales están localizados sobre un plegamiento largo y estrecho en dirección Norte-Sur, alineada con las fallas del Basamento⁶. (Molina & Sanchez, 2006)

En la figura 1.3 se muestran algunas estructuras pertenecientes a campos del activo Orellana.

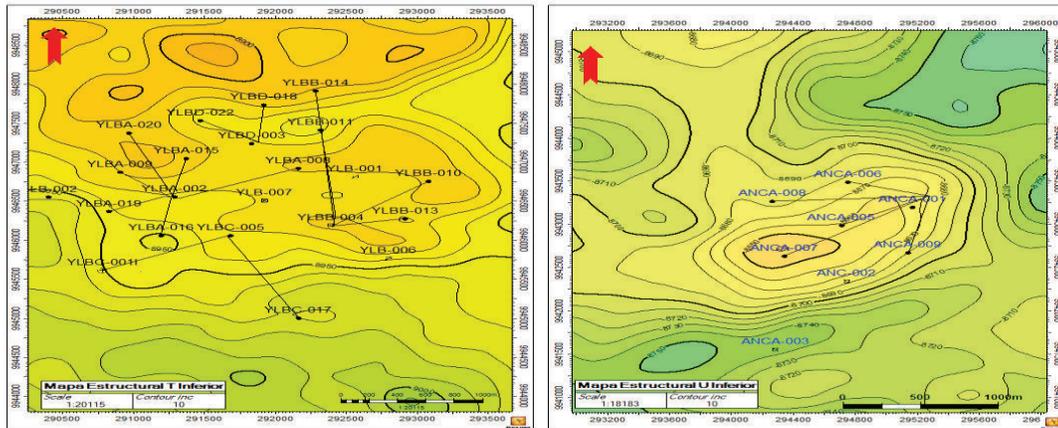
⁴ **Anticlinal:** Estructura que tiene una curvatura convexa hacia arriba cuyos estratos más antiguos se encuentran en su núcleo.

⁵ **Fallas:** Es una fractura en la corteza terrestre a lo largo de la cual se mueven los bloques rocosos que son separados por ella.

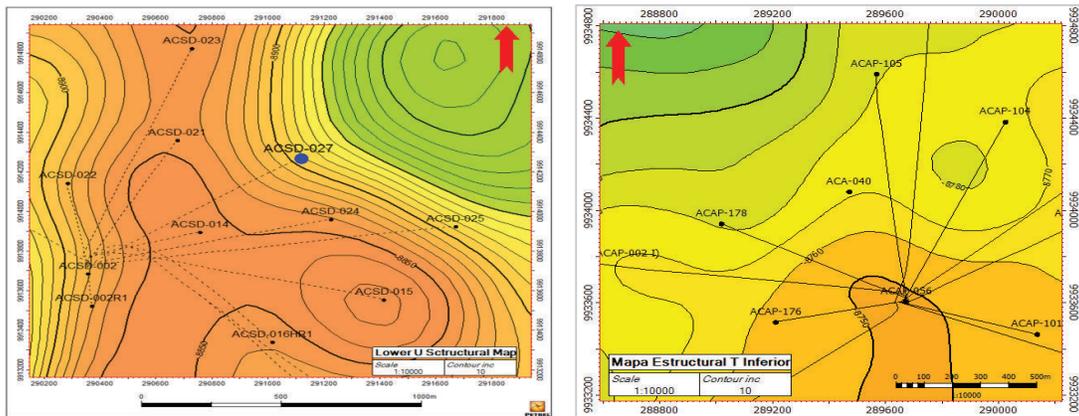
⁶ **Basamento:** Capa de roca por debajo de la cual no se espera que existan yacimientos de hidrocarburos económicos.

FIGURA 1.3 MAPAS ESTRUCTURALES ACTIVO ORELLANA

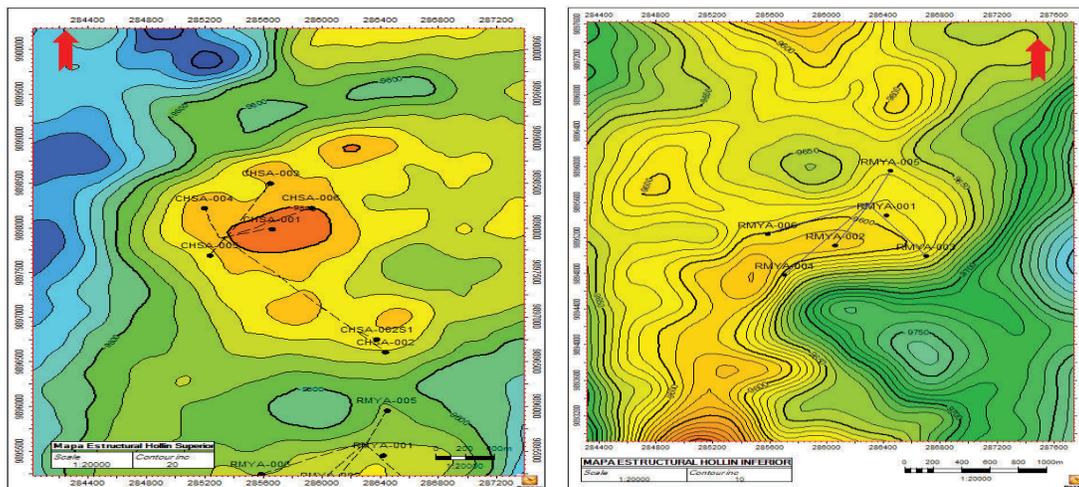
ZONA NORTE



ZONA CENTRAL



ZONA SUR



FUENTE: Shaya Ecuador S.A., 2016

1.4.2. Litología

Las principales formaciones productoras de Hidrocarburos en el activo Orellana son las formaciones Napo, Hollín y en ciertos campos la formación Tena, las cuales se caracterizan por tener la siguiente mineralogía.

1.4.2.1. *Hollín Inferior*

Arenisca de cuarzo⁷, con pocas intercalaciones de arcilla de grano fino a grueso con poco contenido de glauconita⁸.

1.4.2.2. *Hollín Superior*

Arenisca cuarzosa de grano fino, con cierto porcentaje de glauconita y alto contenido de material calcáreo⁹, el espesor promedio neto es de 17 ft y una porosidad promedio de 14 %.

1.4.2.3. *Arenisca T*

Arenisca cuarzosa limpia de grano fino, con esporádicas capas de arcillas¹⁰ algunas de sus poros se encuentran rellenas de caolinita¹¹ e illita¹² con una porosidad promedio de 15%.

1.4.2.4. *Arenisca U*

Arenisca cuarzosa limpia y bien desarrollada presenta laminas lutíticas carbonáceas¹³ y limolitas¹⁴ en estratos delgados y con una porosidad promedio de 15%.

⁷ **Cuarzo:** Mineral abundante formador de rocas, compuesto de silicio y oxígeno (SiO₂)

⁸ **Glauconita:** Mineral silíceo verde que se encuentra en las rocas sedimentarias y se forma en las plataformas continentales.

⁹ **Calcareo:** Mineral que contiene Calcio.

¹⁰ **Arcilla:** Grupo de minerales de silicatos de aluminio acuosos, formadores de rocas, de estructura laminar, que pueden formarse por la alteración de los minerales de silicatos.

¹¹ **Caolinita:** Una arcilla común de dos capas que no se hincha cuando se expone al agua.

¹² **Illita:** Minerales de arcilla, formados durante la alteración de los minerales de silicatos.

¹³ **Carbonaceo:** Mineral o sustancia rica en carbono.

¹⁴ **Limolitas:** Roca sedimentaria que tiene un tamaño de grano en el rango de limo más fino que la arenisca y más grueso que arcillas.

1.4.2.5. *Basal Tena*

Arenisca cuarzosa redondeada de grano grueso a medio con una porosidad entre 12 a 17%. (Baby, et all, 2006)

1.4.3. DESCRIPCIÓN PVT Y PETROFÍSICA DEL ACTIVO

Para la caracterización de los fluidos y roca del Activo Orellana se analizaron diferentes muestras de arenas de cada uno de los reservorios. Los resultados promedios de; saturación de agua, porosidad efectiva, espesor neto de arena y propiedades PVT de los fluidos se encuentran en el Anexo 1, dichos valores han sido validados en el estudio de actualización de reservas realizado en diciembre del año 2015.

1.5. CONDICIÓN ACTUAL DEL ACTIVO

Toda la información presente en este capítulo fue recopilada de Ingeniería de producción SHAYA ECUADOR S.A. y se encuentra actualizada hasta el mes de Julio de 2016.

1.5.1. ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS

El activo Orellana desde su descubrimiento hasta la actualidad presenta un total de 374 pozos perforados, los cuales se encuentran clasificados de la siguiente manera:

TABLA 1.1 POZOS PERTENECIENTES AL ACTIVO ORELLANA

ESTADOS DE POZOS	NÚMERO
Nº pozos en producción efectiva	226
Nº pozos cerrados	108
Nº pozos en espera de intervención	19
Nº pozos en intervención	7
Nº pozos re-inyectores	8
Nº pozos en perforación	3
Nº pozos inyectores	6
TOTAL	374

FUENTE: Shaya Ecuador S.A., 2016

En la siguiente tabla se puede observar los métodos de levantamiento artificial utilizados en pozos productores del Activo Orellana.

TABLA 1.2 MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL UTILIZADOS EN EL ACTIVO ORELLANA

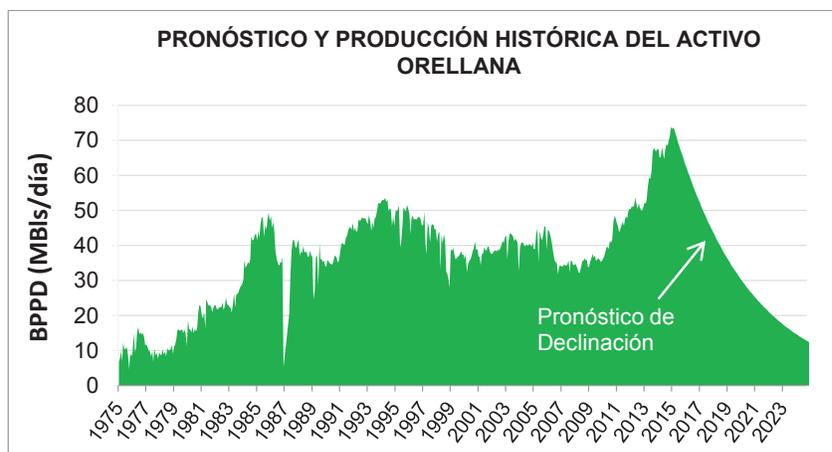
TIPO DE LEVANTAMIENTO	N° POZOS	%
N° pozos con bombeo eléctrico	206	91,2
N° pozos con bombeo hidráulico	10	4,4
N° pozos con bombeo mecánico	8	3,5
N° pozos flujo natural	2	0,9
TOTAL	226	100%

FUENTE: Shaya Ecuador S.A., 2016

1.5.2. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN Y DESAFÍOS ACTUALES

El Activo Orellana es uno de los campos más productivos de la república del Ecuador, empezó su producción en el año 1970 a partir de dicha fecha se da inicio una campaña extensa para explorar y desarrollar el campo. Esto le permitió al Activo alcanzar un pico de producción de 74.614 barriles de petróleo por día en el mes de marzo del año 2015 tal como se puede observar en la figura 1.4. (Petroamazonas, 2015)

FIGURA 1.4 HISTORIAL DE LA PRODUCCIÓN DEL ACTIVO ORELLANA



FUENTE: Shaya Ecuador S.A., 2016

ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

A mediados del año 2015 se evidencia una caída constante en producción. Esta declinación está asociada a la falta de actividades realizadas en el activo durante dicho año. Todo esto se da como consecuencia de la caída en la economía del petróleo, la cual no permite realizar actividades a gran escala en los campos pertenecientes al Activo Orellana.

El pronóstico de producción realizado en el Activo Orellana determinó que, de no detener esta declinación la producción del Activo caería hasta alcanzar una producción estimada de 20 mil barriles de petróleo por día a finales del año 2021, lo cual puede ser apreciado en la figura 1.4.

Desde este punto de vista se hace evidente la necesidad de incrementar las actividades en el Activo de manera urgente, pero con las condiciones actuales de oferta, demanda y precios del petróleo no se puede realizar mucha inversión económica en los campos (Perforación de nuevos pozos, trabajos de recuperación mejorada entre otros). Por lo cual es necesario buscar alternativas económicas que permitan reducir esta declinación o por lo menos mantener la producción de los campos hasta que los precios del petróleo empiecen a mejorar en un futuro próximo.

Una de las alternativas más económicas que se tiene es la optimización de los pozos productores existentes, a través de trabajos de reacondicionamiento y una buena alternativa son los trabajos de estimulación matricial de lo cual se habla con mayor detalle en el capítulo dos.

1.6. TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL HISTÓRICOS

En esta parte del capítulo se analizaron de forma rápida algunos trabajos de Estimulación Matricial realizados en el Activo Orellana durante el periodo 2010-2015 en todos los reservorios. Esto con el fin de determinar el impacto que estos trabajos han tenido sobre la producción del campo y sobre todo determinar la eficiencia histórica de este tipo de intervenciones.

En la siguiente tabla se muestra un resumen de los pozos analizados en los cuales se realizó algún trabajo de estimulación matricial durante dicho período.

**TABLA 1.3 TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL HISTÓRICOS
PERÍODO 2010-2015**

POZOS	RESUMEN DE EVENTOS	ARENA	AÑO
ORLN-070UI	Estimulación matricial con HCL 5% en la arena U inferior, re disparar U inferior, evaluar y bajar equipo BES.	UI	2010 Mayo
ORLN-049TS	Estimulación matricial a la arena T superior.	TS	2013 Septiembre
ORLN-052TI	Recuperar equipo BES, estimular intervalo abierto en Ti inferior.	TI	2013 Junio
PYMN-01BT	Estimulación matricial a la arena Basal Tena.	BT	2013 Agosto
PYMN-05HS	Re disparar arena H superior, realizar estimulación ácida con HCL 10%, evaluar y bajar equipo BES.	HS	2014 Diciembre
PYMN-06HS	Estimulación matricial a la arena H superior, evaluar y bajar equipo BES.	HS	2015 Octubre
CTI-025HS	Recuperar equipo BES, realizar estimulación matricial en Hs y bajar equipo BES.	HS	2011 Noviembre
CTI-015UI	Recuperar equipo BES, realizar estimulación matricial en Ui y bajar equipo BES.	UI	2015 Enero
CTI-054	Recuperar equipo BES, estimular Hs, WO suspendido pozo se queda evaluando con unidad MTU.	HS	2015 Agosto

FUENTE: Shaya Ecuador S.A., 2016

ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

Con el objetivo de comprender de mejor manera el beneficio que ofrecen los trabajos de Estimulación Matricial, es importante analizar la producción antes y después de cada intervención, con el fin de determinar los incrementales de producción que se obtuvieron después de cada trabajo de Estimulación Matricial realizado (Ver tabla 1.4) y con esto tener un antecedente para empezar a realizar el estudio de los trabajos de estimulación.

TABLA 1.4 PRODUCCIÓN HISTÓRICA PRE Y POST TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL PERIODO 2010-2015

POZO	PRODUCCIÓN ANTES DE LA INTERVENCIÓN			PRODUCCIÓN DESPUÉS DE LA INTERVENCIÓN			
	BFPD	BPPD	BSW	BFPD	BPPD	BSW	Δ BPPD
ORLN-070UI	404,0	396,0	2,0	206.9	203.0	1.9	-193.1
ORLN-049TS	90,0	81,0	10,0	520.0	104.0	80.0	23.0
ORLN-052TI	106,0	74,0	30,0	223.0	156.0	30.0	82.0
PYMN-01BT	232,0	218,0	6,0	194.0	182.4	6.0	-35.7
PYMN-05HS	0,0	0,0	0,0	180.0	93.6	48.0	93.6
PYMN-06HS	173,0	131,0	24,0	0.0	0.0	0.0	-131.5
CTI-025HS	724,0	145,0	80,0	758.0	151.6	80.0	6.8
CTI-015UI	121,0	85,0	30,0	173.0	169.5	2.0	84.8
CTI-054	89,0	71,0	20,0	648.0	453.6	30.0	382.4

FUENTE: Shaya Ecuador S.A., 2016

ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

De los trabajos de estimulación históricos analizados se determinó que: en el 33,3%, los pozos no recuperaron su potencial inicial (ORLN -070UI, PYMN-01BT y PYMN-06HS) y en el 66,7% restante los pozos no presentan incrementos en producción considerables.

En base al análisis anterior se decidió elaborar una metodología que permita mejorar el porcentaje de éxito de los trabajos de Estimulación Matricial, la cual se basa en una selección óptima de los mejores pozos para este tipo de trabajos.

En el Anexo 6 se puede encontrar un ejemplo de los pozos analizados anteriormente (COATÍ-025 arena Hollín superior) aplicando la metodología propuesta en este trabajo, con esto se pudo determinar si los pozos estimulados en el periodo 2010-2015 fueron o no buenos candidatos para trabajos de Estimulación Matricial.

La metodología de trabajo es explicada con mayor detalle en el capítulo tres.

CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO

2.1. ESTUDIO DEL DAÑO DE FORMACIÓN (SKIN)

Para empezar a realizar el estudio sobre los trabajos de estimulación matricial es importante tener claro ciertos conceptos. Los cuales permitan conocer sobre; ¿Qué es?, ¿Cómo se comporta?, ¿Qué propiedades afecta? pero sobre todo ¿Cómo se puede reducir el efecto del daño de formación?

2.1.1. DEFINICIÓN

El daño de formación puede ser definido como cualquier factor interno o externo al yacimiento que genere una disminución en el potencial real de producción de un pozo, sea este inyector o productor. Dicho de otra manera es cualquier restricción parcial o total que distorsione las líneas de flujo desde el yacimiento hasta el pozo. (Freire, Chuiza, & Miranda, 2011)

El daño de formación se caracteriza por generar una alteración negativa en las propiedades originales de la roca productora de hidrocarburos (porosidad y permeabilidad). Esta alteración se manifiesta de forma más agresiva en zonas aledañas al pozo, a este efecto se lo denomina piel (skin). Este puede tener desde pocos milímetros hasta varios centímetros de profundidad, La permeabilidad y la porosidad de la zona dañada, se denotan como k (skin) y Φ (skin) respectivamente. El daño de formación, como se mencionó anteriormente, reduce la producción de hidrocarburos, dicho efecto no es posible de evitar, por lo tanto debe ser minimizado, prevenido o reducido. Para ello los trabajos de estimulación son una buena alternativa. (Carrión, 2000)

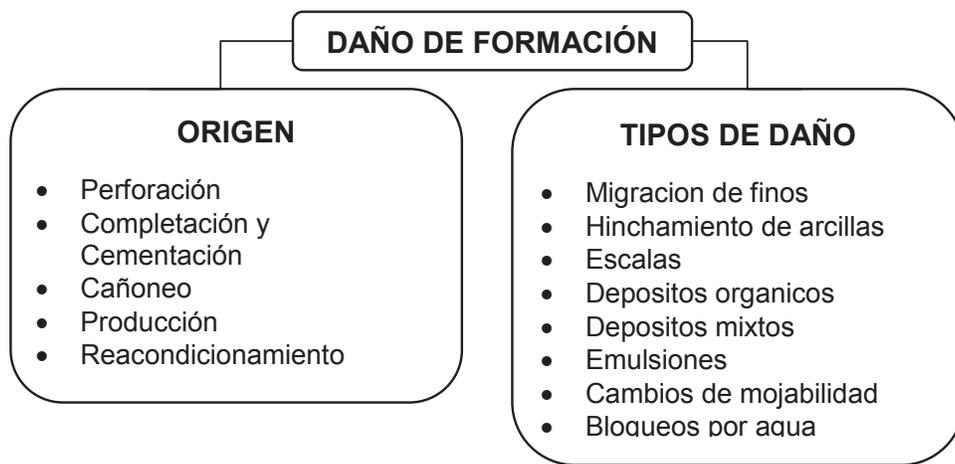
2.1.2. ORIGEN DEL DAÑO

Generalmente el daño de formación se da como resultado de la exposición de la formación con fluidos incompatibles a la misma, estos fluidos o sólidos con los que tiene contacto el reservorio tienden a obstruir el trayecto de flujo de la formación porosa. (Larry, 2009)

En algunos casos el contacto de fluidos incompatibles con la formación tiende a desestabilizar ciertos minerales que forman parte de la roca. Un ejemplo de ello son

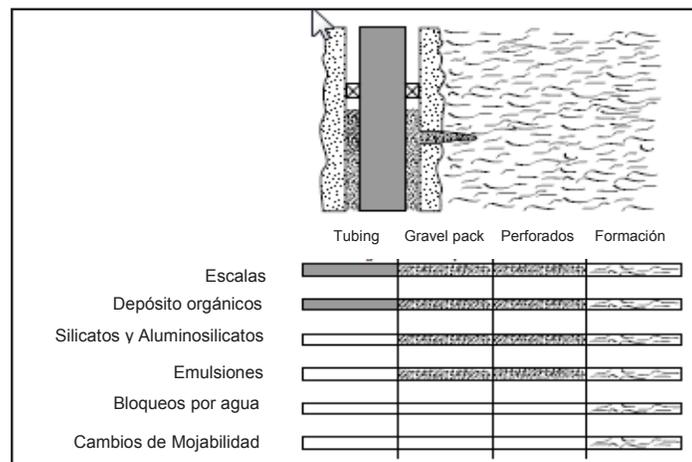
las arcillas, las cuales reaccionan de forma agresiva taponando el volumen poral y reduciendo de manera significativa la permeabilidad efectiva de la formación. El daño de formación generalmente se origina durante los trabajos de: perforación, Completación y reacondicionamiento. En la figura 2.1 y 2.2 se muestran los tipos y descripción de los daños de formación más comunes que se encuentran en formaciones productoras de hidrocarburos; así como la localización de los diferentes tipos de daño de formación. (Schlumberger, 2015)

FIGURA 2.1 ORIGEN Y DESCRIPCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN



FUENTE: Schlumberger, 2001

FIGURA 2.2 LOCALIZACIÓN DE LOS DIFERENTES TIPOS DE DAÑO



FUENTE: Schlumberger, 2001

TABLA 2.1 TIPOS DE DAÑO DE FORMACIÓN

MIGRACIÓN DE FINOS	Se produce cuando ciertas partículas (Arcillas) presentes en la formación son transportadas por el movimiento del fluido hacia las gargantas porales cercanas al pozo, generando un taponamiento de los poros. Las arcillas como la caolinita e illita son las que comúnmente generan este efecto.
HINCHAMIENTO DE ARCILLAS	Es generado por intercambio iónico entre las arcillas y los fluidos inyectados a la formación o a una disminución en la salinidad por debajo de la concentración de sal crítica. La arcilla que presenta este efecto es la Esméctica la cual puede aumentar su volumen hasta un 600% si entra en contacto con fluidos no compatibles.
ESCALAS	Son productos químicos solubles en agua, que se precipitan al producirse una variación de temperatura o presión. Las escalas más comunes generadas en la industria del petróleo son, el Carbonato de Calcio (CaCO3), Sulfato de Calcio (CaSO4) y Sulfato de Bario (BaSO4).
DEPÓSITOS ORGÁNICOS	Son hidrocarburos pesados los cuales se precipitan al producirse una variación en la presión o la temperatura del yacimiento, los principales depósitos orgánico son, parafinas (depósitos sólidos con 16 a 60 átomos de carbono) y asfaltenos (compuestos aromáticos y naffénicos con cierto porcentaje de nitrógeno, azufre y moléculas de oxígeno).
DEPÓSITOS MIXTOS	Es una mezcla entre depósitos orgánicos e inorgánicos, o bien una mezcla de escalas, finos o arcillas con hidrocarburos pesados. Este daño está asociado al incremento en la producción de agua.
EMULSIONES	Es una mezcla de dos o más fluidos inmiscibles (incluido el gas) cuyas propiedades como la viscosidad se incrementan significativamente, estas generan una restricción al flujo que eventualmente genera daño. Normalmente se forman durante la invasión del filtrado del lodo de perforación u otro tipo de fluido usado para realizar cualquier tipo de trabajo en el pozo.
CAMBIOS DE MOJABILIDAD	Es generado por los aditivos utilizados en la perforación u otros fluidos, los cuales pueden generar cambios en la mojabilidad natural de la formación y como consecuencia cambios en la permeabilidad relativa de la formación, reduciendo la producción de petróleo e incrementando la de agua.
BLOQUEOS POR AGUA	Es causado por un incremento en la saturación de agua cercana pozo y debido a la movilidad que presentan tanto el agua como el petróleo es posible que el petróleo no pueda ser capaz de desplazar el agua, generando un taponamiento en las cercanías del pozo.

FUENTE: Schlumberger, 2001

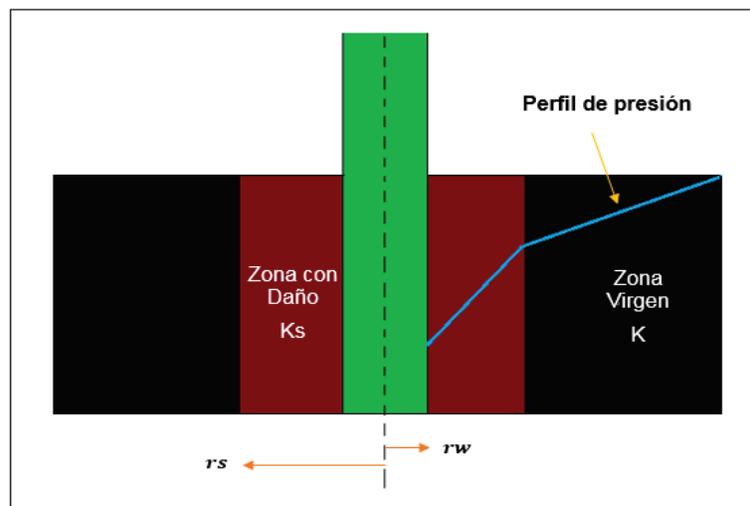
2.2. EFECTOS DEL DAÑO DE FORMACIÓN

Una vez comprendido la definición de daño de formación es importante conocer, cuál es el efecto de este fenómeno y el porqué de su importancia.

2.2.1. EFECTO SOBRE EL PERFIL DE PRESIÓN

En la figura 2.3 se puede observar como el daño de formación afecta a la caída de presión natural del yacimiento a medida que se acerca a la zona alterada o con daño de formación. (Islas, 1991)

FIGURA 2.3 EFECTO DEL DAÑO DE FORMACIÓN SOBRE EL PERFIL PRESIÓN



FUENTE: Islas, 1991

El daño de formación (S) es un factor adimensional, cuyo valor cuantifica el nivel de daño producido en la formación. Este puede ser determinado de forma indirecta a través de interpretaciones de pruebas de presión. Se ha demostrado que la respuesta de presión que genera el yacimiento ante diferentes cambios en la tasa de producción, refleja las propiedades y geometría las cuales se encuentran actuando sobre el yacimiento. Considerando este análisis se han desarrollado las Pruebas de Presión. (Freire, 2011)

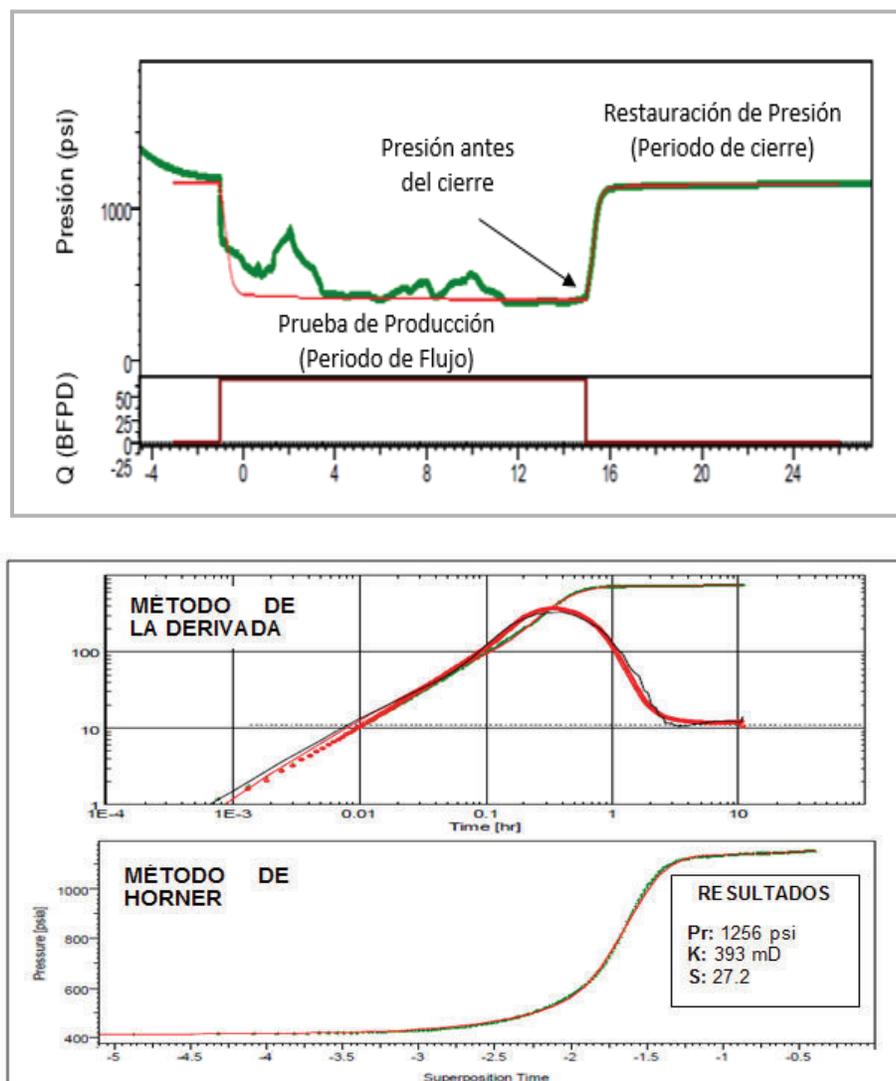
Existen diferentes tipos de prueba de presión, pero el alcance de este trabajo se basa únicamente en las pruebas de Restauración de Presión (Pressure Buildup Test).

2.2.1.1. Prueba de Restauración de Presión (Pressure Buildup Test)

Esta prueba requiere que el pozo produzca a una tasa estabilizada (Flujo radial) durante cierto tiempo denominado período de flujo, con el objetivo de lograr una distribución homogénea en la presión antes del cierre. (Valencia, 2008)

Al cerrar el pozo se mide la presión de fondo ($P_{wf} @ Dt = 0$) y se empieza a medir en función del tiempo de cierre. Existen varios métodos para interpretar estas curvas tal como se muestra en la siguiente figura. (Valencia, 2008)

FIGURA 2.4 INTERPRETACIÓN PRUEBA DE PRESIÓN BUILD'UP



FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

El daño de formación puede ser calculado mediante la prueba de restauración de presión y aplicando la siguiente expresión:

$$S = \frac{K * h * \Delta P_s}{144.2 * Q * \beta * \mu} \quad (2.1)$$

Donde

K = Permeabilidad Efectiva de la formación (**mD**)

h = Espesor neto de la formación (**ft**)

Q = Tasa de Producción Estabilizada (**BFPD**)

β = Factor Volumétrico del Petróleo (**Bls/BF**)

μ = Viscosidad del Petróleo (**cp**)

ΔPs = Caída de presión en la zona alterada (**psi**).

Una forma teórica de estimar el daño de formación es mediante la relación de permeabilidades y radio de invasión, para ello se puede utilizar la ecuación de Hawkings.

$$S = \left(\frac{K}{K_s} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right) \quad (2.2)$$

Donde

K: Permeabilidad de la zona virgen (**mD**)

Ks: Permeabilidad de la zona con daño de formación (**mD**)

rs: Radio de invasión (**ft**)

rw: Radio del pozo (**ft**)

Basándose en la ecuación anterior se puede definir lo siguiente:

- a) Si $K_s < K, S > 0$, el pozo presenta daño de formación.
- b) Si $K_s = K, S = 0$, el pozo no tiene daño de formación
- c) Si $K_s > K, S < 0$, el pozo esta estimulado

En la tabla 2.2 se muestran los valores de daño de formación que afectan a los yacimientos.

TABLA 2.2 CLASIFICACIÓN DE DAÑOS DE FORMACIÓN

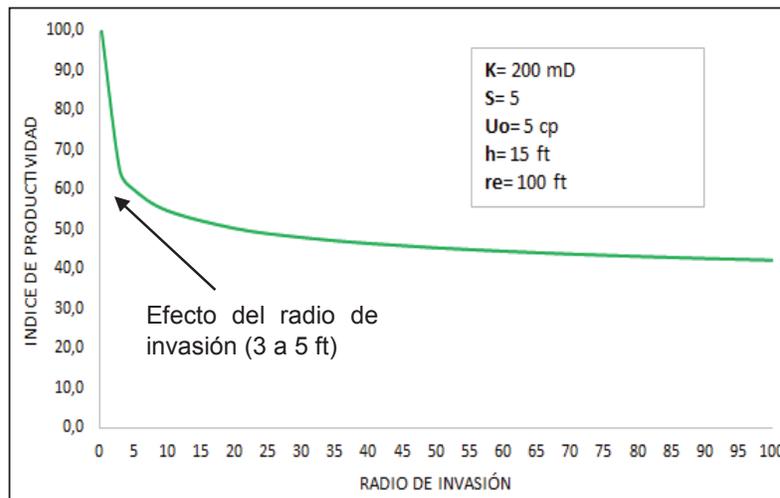
CONDICIÓN DEL POZO	VALOR DEL DAÑO DE FORMACIÓN
Altamente Dañado	$S > 10$
Dañado	$S > 0$
Sin daño	$S = 0$
Estimulado	$-1 < S < -2$
Fracturado	$-3 < S < -4$
Masivamente fracturado	$S < -5$

FUENTE: Islas, 1991

2.2.2. EFECTO DEL RADIO DE INVASIÓN

Otra forma de ver el efecto que produce el daño de formación sobre el Índice de productividad es, relacionarlo con el radio de invasión del fluido utilizado durante la perforación y la ecuación de Darcy, tal como se puede observar en la figura 2.5. (Schlumberger, 2016)

FIGURA 2.5 EFECTO DEL RADIO DE INVASIÓN SOBRE EL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD DE UN POZO



FUENTE: Schlumberger, 2016

ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

En la figura 2.5 se puede observar de manera clara como se ve afectado el Índice de productividad a medida que el radio de invasión (Zona asociada al daño de formación) aumenta. La curva muestra que a una distancia aproximada de 3 a 5

pies de radio de invasión, es donde se genera la mayor pérdida en productividad (30 al 40% de productividad). (Schlumberger, 2016)

El objetivo de la estimulación matricial se basa en lo mostrado en el figura 2.5 y es remover el daño de formación generado en los 5 primeros pies invadidos y de esa forma incrementar la productividad del pozo. Si el radio de invasión es mucho mayor a 5 ft se debe optar por otro tipo de estimulación como el fracturamiento hidráulico. (Schlumberger, 2016)

2.2.3. EFECTO SOBRE LA PERMEABILIDAD

Utilizando los datos de la figura 2.5 y asumiendo un radio de invasión de 3 ft y un r_w de 0.3 ft y aplicando la ecuación de Hawkins vista anteriormente, se puede observar como el daño de formación altera las propiedades naturales de la roca en este caso la permeabilidad.

$$S = \left(\frac{K}{K_s} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right)$$

$$\frac{K}{K_s} = \frac{S}{\ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right)} + 1$$

$$\frac{200}{K_s} = \frac{5}{\ln \left(\frac{3}{0,3} \right)} + 1$$

$$K_s = 63 \text{ mD}$$

Con esto se concluye que la permeabilidad se ve reducida en un 60% en los primeros 3 ft de la formación, he aquí la importancia de reducir el efecto que genera el daño de formación en la cercanías del pozo.

Por lo visto anteriormente, se puede comprobar de forma teórica como el daño de formación altera tanto: el perfil de presión, índice de productividad y las propiedades naturales de la roca.

Por lo tanto se evidencia lo importante que es combatir este fenómeno y para ello los trabajos de estimulación matricial son una buena alternativa.

2.3. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP)

El índice de productividad es una medida del potencial que posee un pozo o de su capacidad para entregar fluido a superficie. En ingeniería de producción este índice es de mucha importancia ya que permite tomar decisiones y optimizar la producción de un pozo en función a este valor. (Silvian, 2000)

2.4. MÉTODOS COMUNES PARA DETERMINAR EL (IP)

En la actualidad existe una gran variedad de métodos que permiten determinar el IP y el comportamiento de afluencia de un pozo (Curva IPR), pero este estudio solo se basa en tres métodos, los cuales son los más utilizados en la industria del petróleo y se describen a continuación.

2.4.1. MÉTODO DEL IP SOBRE LA PRESIÓN DE BURBUJA¹⁵

Es el método más utilizado y sencillo que se tiene para determinar el potencial real de un pozo. Para lo cual solo es necesaria una prueba de producción estabilizada del pozo la cual represente el potencial del mismo y aplicar la siguiente ecuación. (Silvian, 2000)

$$IP = \frac{Q}{P_r - P_{wf}} \left[\frac{BFPD}{psi} \right] \quad (2.3)$$

Donde

Q = Tasa de Producción Estabilizada (***BFPD***)

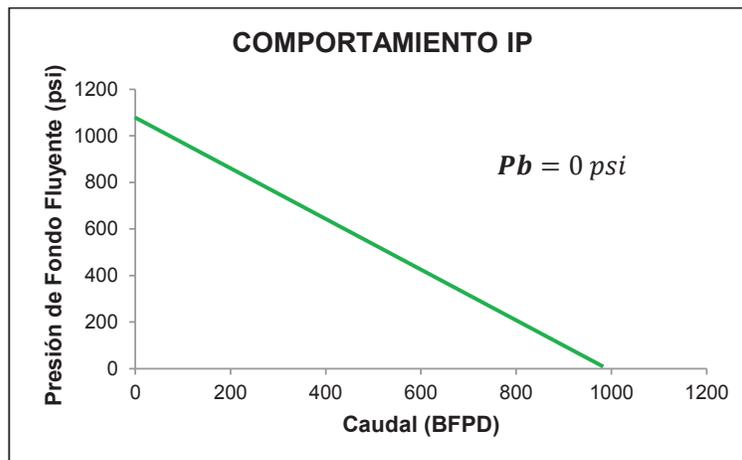
P_r = Presión del reservorio (***psi***).

P_{wf} = Presión de fondo fluyente en el pozo (***psi***)

Este método es el primer intento que se tuvo para construir una curva IPR, para lo cual se asume que el comportamiento de la curva es lineal. Esto se da únicamente cuando la presión de trabajo está sobre la presión de burbuja. Es decir se tiene flujo monofásico (Yacimiento Sub saturado¹⁶) como se puede observar en la figura 2.6.

¹⁵ **Presión de burbuja:** Presión a las cuales se libera la primera burbuja del gas en solución presente en el petróleo.

¹⁶ **Yacimiento Sub saturado:** Estado de un yacimiento en el cual el gas se encuentra aun disuelto en el petróleo por lo cual la fase líquida.

FIGURA 2.6 CURVA IP SOBRE LA PRESIÓN DE BURBUJA

FUENTE: Silvan, 2000

2.4.2. MÉTODO DEL IP BAJO LA PRESIÓN DE BURBUJA.

Otro método muy utilizado para determinar el IP cuando se trabaja bajo la presión de burbuja es el método de Vogel cuya ecuación corregida por Paton y Goland se muestra a continuación. (Richard, 2007)

$$IP = \frac{Q}{P_r - P_b + \frac{P_b}{1,8} \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right]} \left[\frac{BFPD}{psi} \right] \quad (2.4)$$

Donde

Q = Tasa de Producción Estabilizada (**BFPD**) @

Pr = Presión del reservorio (**psi**).

Pwf = Presión de Fondo Fluyente en el Pozo (**psi**)

Pb = Presión de burbuja (**psi**)

2.4.3. ECUACIÓN DE VOGEL

Es el método más utilizado para determinar la curva IPR de un pozo cuando la presión a la que se trabaja es menor a la presión de Burbuja (Yacimientos Saturados¹⁷).

¹⁷ **Yacimientos Saturados:** Estado de un yacimiento en el cual el gas disuelto se ha liberado en el petróleo por lo cual existen 2 fases (líquido+gas)

Este método se basó en un estudio estadístico que permitió obtener la siguiente ecuación. (Richard, 2007)

$$\frac{Q}{Q_{\max}} = 1 - 0,2 \frac{P_{wf}}{P_r} - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \quad (2.5)$$

Donde

Q = Tasa de Producción Estabilizada (**BFPD**) @ $P_{wf} = P_{wf \text{ test}}$

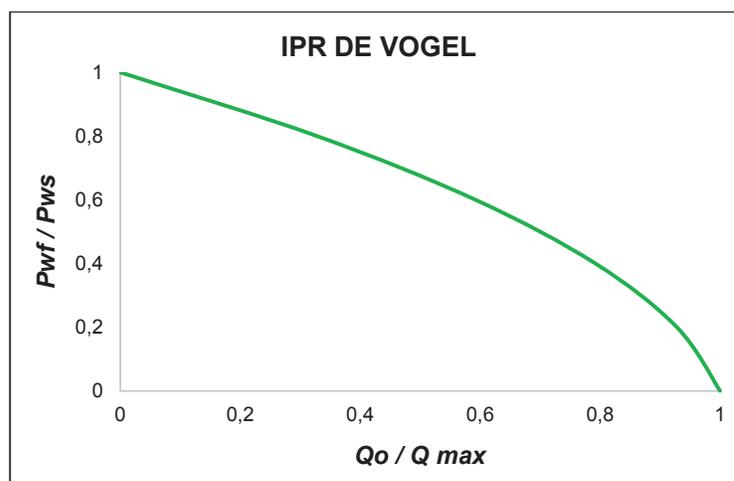
Q_{max} = Tasa de Producción Máxima (**BFPD**) @ $P_{wf} = 0$

P_r = Presión del reservorio (**psi**).

P_{wf} = Presión de Fondo Fluyente en el Pozo (**psi**)

El único inconveniente con este método es no considerar parámetros PVT y la existencia de daño de formación.

FIGURA 2.7 CURVA IPR OBTENIDA POR EL MÉTODO DE VOGEL



FUENTE: Richard, 2007

2.4.4. ECUACIÓN DE DARCY

Finalmente se tiene uno de los métodos más importantes para este estudio, la ecuación de Darcy para estado pseudo continuo¹⁸. Este método permite determinar

¹⁸ **Estado Pseudo-continuo:** Se genera cuando la producción de un pozo se da por expansión del fluido, el caudal en el fondo del pozo se mantiene constante y la caída de presión en el yacimiento varía de forma constante en el tiempo.

el índice de productividad (IP) de un pozo y al mismo tiempo relacionarlo con un daño de formación asociado, así se tiene la siguiente ecuación. (Velasquez, 2014)

$$IP = \frac{Q}{P_r - P_{wf}} = \frac{7,08 * 10^{-3} * K * h}{u * Bo \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S \right)} \left[\frac{BFPD}{psi} \right] \quad (2.6)$$

Donde

Q = Tasa de Producción Estabilizada (**BFPD**)

P_r = Presión del reservorio (**psi**).

P_{wf} = Presión de Fondo Fluyente en el Pozo (**psi**)

K = Permeabilidad de la formación (**mD**)

h = Espesor neto de la formación (**ft**)

u = Viscosidad del fluido a una presión P (**cp**)

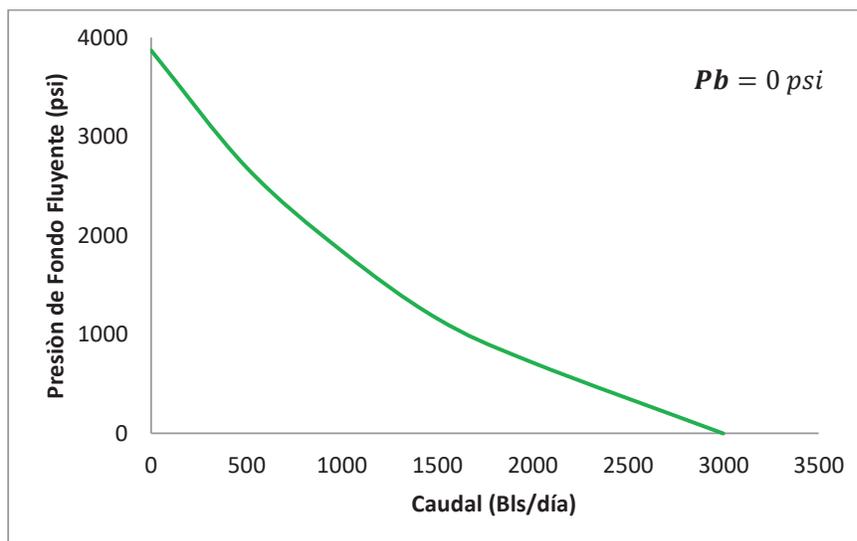
r_e = Radio de drenaje (**ft**)

r_w = Radio de pozo (**ft**)

S = Daño de formación

En la figura 2.8 se puede observar la curva IPR obtenida utilizando la ecuación de Darcy vista anteriormente.

FIGURA 2.8 IPR SEGÚN ECUACIÓN DE DARCY



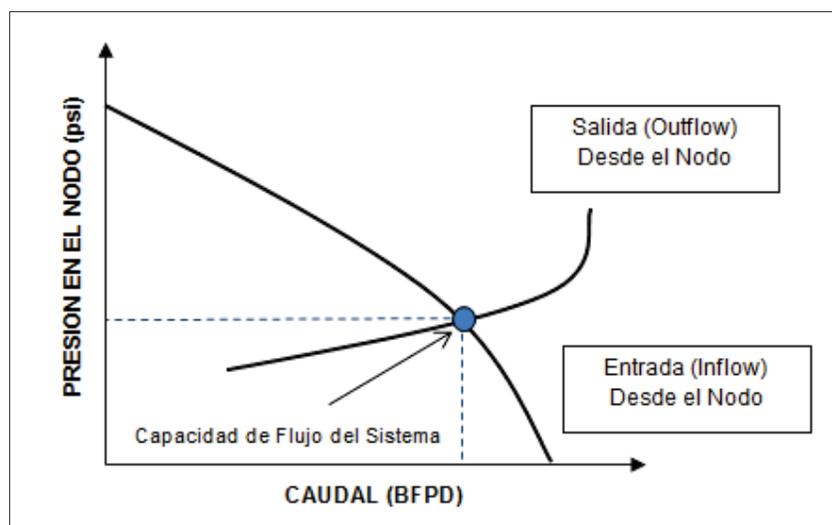
FUENTE: Velásquez, 2014

2.5. ANÁLISIS NODAL

2.5.1. DEFINICIÓN

Es una herramienta analítica utilizada para determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos. El sistema está conformado básicamente por el comportamiento o aporte de fluidos desde el yacimiento (curva de oferta o inflow) y la curva de levantamiento de fluidos (Curva de demanda u outflow). (Maggiolo, 2005)

FIGURA 2.9 MODELO ANÁLISIS NODAL



FUENTE: Maggiolo, 2005

MODIFICADO POR: Cristian Gualancañay

La intersección de estas dos curvas (Inflow y Outflow) representa la condición actual de operación del pozo en estudio.

Las ecuaciones matemáticas utilizadas para el cálculo de las curvas inflow se basan generalmente en modelos de índice de productividad, como los vistos anteriormente, mientras que la curva de outflow puede ser calculada con las correlaciones de Hagerdon & Brown, Beggs & Brill, Duns & Ros entre otras. (Maggiolo, 2005)

Este análisis es importante ya que permite examinar cualquier cambio generado en algún componentes del sistema, para ello se puede calcular nuevamente la presión en el nodo vs el caudal, usando las nuevas características del componente que fue

cambiado, para este proyecto se analizan las curvas de inflow (IPR) para lo cual se utiliza la ecuación de Darcy e IP vistas anteriormente, con el objetivo de determinar un factor de daño (S) que se ajuste a la condición actual del pozo. (Maggiolo, 2005)

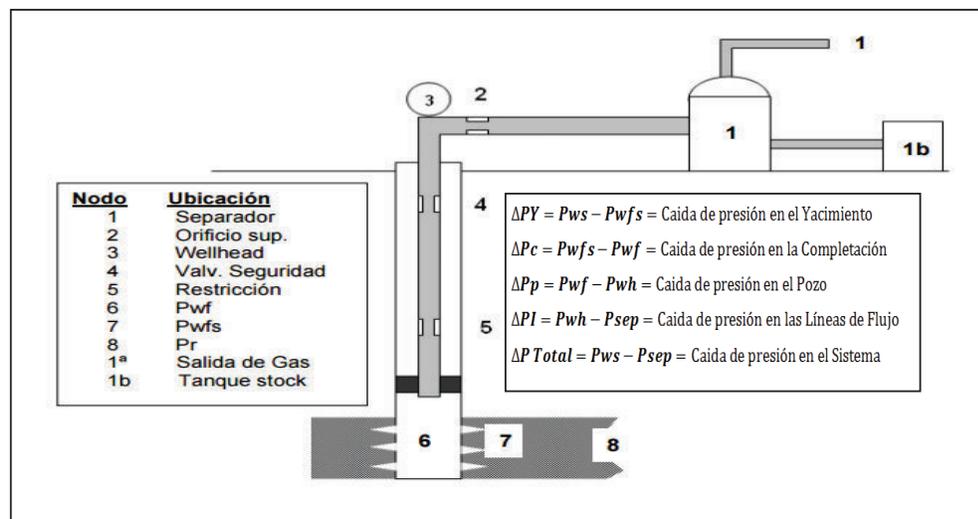
$$IP = \frac{Q}{P_r - P_{wf}} = \frac{7,08 * 10^{-3} * K * h}{u * B_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S \right)} \quad \left[\frac{BFPD}{psi} \right]$$

El análisis nodal es utilizado para realizar una serie de aplicaciones entre las que se tienen:

1. Evaluación de estimulación de pozos.
2. Análisis de problemas en restricciones.
3. Diseño de sistemas de levantamiento artificial.
4. Predecir los efectos de la depletación de reservorios.
5. Selección de diámetros de tuberías de producción.
6. Selección de líneas de producción.

En la figura 2.10 se pueden observar los principales componentes de un sistema de producción de petróleo; así como los principales nodos y sus respectivas caídas de presión. (Maggiolo, 2005)

FIGURA 2.10 COMPONENTES PRINCIPALES DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN



FUENTE: Maggiolo, 2005

MODIFICADO POR: Cristian Gualancañay

2.6. ESTIMULACIÓN MATRICIAL

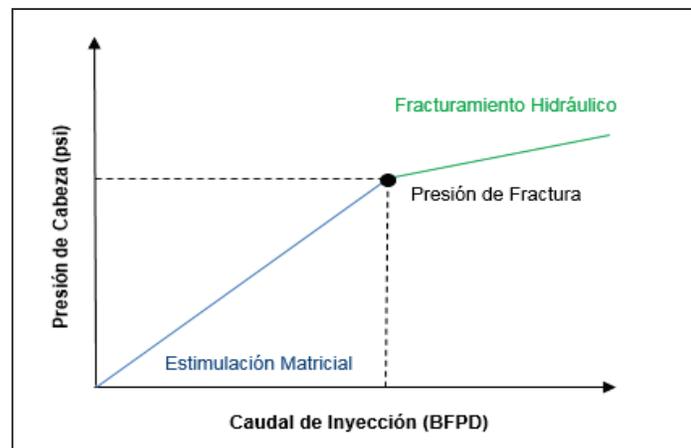
2.6.1. DEFINICIÓN

Es el proceso por el cual se restaura o se crea un sistema de canales en la roca productora de un yacimiento, los cuales mejoran el flujo de fluidos de la formación hacia el pozo o de este a la formación. (Islas, 1991)

El objetivo de cualquier trabajo de estimulación es incrementar la producción de hidrocarburos en caso de pozos productores e incrementar la inyectividad en pozos re/inyectores. (Islas, 1991)

La estimulación matricial se caracteriza por utilizar presiones de inyección menores a la presión de fractura de la formación.

FIGURA 2.11 PERFIL DE PRESIÓN EN TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN



FUENTE: Islas, 1991

MODIFICADO POR: Cristian Gualancañay

2.7. TIPOS DE ESTIMULACIÓN

Existen tres formas de estimulación las cuales pueden ser aplicadas en los yacimientos productores de hidrocarburos estas son:

- Cañoneos y re cañoneos
- Estimulación matricial (Reactiva y no reactiva)
- Fracturamiento hidráulico

El alcance de este proyecto se basará únicamente en analizar los trabajos de estimulación matricial.

2.7.1. ESTIMULACIÓN MATRICIAL NO REACTIVA

Este tipo de estimulaciones se caracterizan porque, el tratamiento utilizado no reacciona químicamente con los materiales o sólidos presentes en la roca.

Este tipo de estimulación es utilizada principalmente para remover daños debido a: Bloqueos por Agua, aceite, emulsiones, depósitos orgánicos y escalas. (Schechter, 2010)

2.7.2. ESTIMULACIÓN MATRICIAL REACTIVA

La estimulación matricial reactiva o ácida consiste en la inyección de soluciones químicas a la formación. Estas soluciones reaccionan con la matriz de la roca disolviendo materiales extraños a la formación y parte de la propia matriz. (Schechter, 2010)

El objetivo principal de esta estimulación es remover: el daño de formación ocasionado por las perforaciones en las vecindades del pozo y el daño sobre la permeabilidad, cuyo efecto es generado en los 5 primeros pies del yacimiento. En formaciones de alta productividad, la estimulación matricial reactiva puede ser utilizada para estimular la productividad natural del pozo. (Gómez, Hernández, Marco, & Shadya, 2012)

2.8. TIPOS DE TRATAMIENTOS QUÍMICOS

En esta parte del capítulo se realiza una descripción breve de los principales tratamiento químicos utilizados en los trabajos de Estimulación Matricial en formaciones silíceas (Areniscas).

Los tratamientos químicos utilizados generalmente se dividen en:

- Fluidos de Pre flujo
- Fluidos principales
- Fluidos de desplazamiento

2.8.1. FLUIDOS DE PRE FLUJO

Es el primer fluido bombeado hacia la formación; es utilizado para hacer frente a múltiples mecanismos de daño y preparar la superficie del yacimiento para los principales fluidos del tratamiento. (Schlumberger, 2001)

En formaciones silíceas (Areniscas), los fluidos de preflujo tienen dos propósitos:

1. Desplazar ciertos minerales presentes en la formación como, K, Na, Ca, Fe lejos del pozo (+/- 5 pies), los cuales puedan generar reacciones secundarias con el ácido a utilizarse. (Schlumberger, 2001)
2. Para disolver la mayor cantidad de material calcáreo (Calcio) que sea posible, antes de la inyección del ácido HF con el fin de minimizar la precipitación de fluoruro de calcio. (Schlumberger, 2001)

Los preflujos son mezclas de productos químicos entre los que se tienen: solventes aromáticos, solventes mutuos y surfactantes¹⁹, tales que garanticen la mínima tensión interfacial y no alteren la mojabilidad y otras propiedades de la roca.

Los tratamientos de preflujo comúnmente utilizados en los trabajos de estimulación matricial en areniscas son:

1. **Cloruro De Amonio (2% NH₄Cl)**: Es una salmuera la cual se emplea para, desplazar los diferentes sistemas reactivos, también se lo utiliza como espaciador y controlador temporal de arcillas. Este compuesto generalmente se lo mezcla con diferentes químicos como solventes para evitar reacciones entre el HF y ciertos minerales presentes en la formación. (Schlumberger, 2015)
2. **Solvente Mutuo 10% U066**: Es un surfactante no-iónico el cual es soluble en ácido, petróleo y agua, es utilizado como: agente humectante, reductor de tensión superficial e interfacial, demulsificante, antiemulsificante y para eliminar las películas de aceite y depósitos de parafina presentes en el yacimiento. (Schlumberger, 2015)
3. **Dispersante X220**: Es un surfactante el cual facilita remoción de depósitos orgánicos presentes en el yacimiento. (Schlumberger, 2015)
4. **Antiemulsión W054**: Es un aditivo químico capaz de modificar la tensión superficial de la fase dispersa y de esa forma evitar la formación de emulsiones dentro del yacimiento. (Schlumberger, 2015)

¹⁹**Surfactante**: Es una sustancia química que se adhiere preferentemente en una interfaz, disminuyendo la tensión superficial o la tensión interfacial entre los fluidos o entre un fluido y un sólido.

2.8.2. FLUIDOS PRINCIPALES

Es el fluido inyectado para eliminar el daño de formación, en formaciones silíceas se utiliza una mezcla de ácido fluorhídrico (HF) con un ácido ya sea orgánico (Ácido Clorhídrico) o inorgánico (Ácido Acético ó Fórmico). Esto con el objetivo de mantener el PH bajo cuando el ácido se gaste y de esta forma ayudar a la prevención de formación de precipitados. (Schlumberger, 2015)

Los fluidos más utilizados en esta etapa son:

- 1. Ácido Fluorhídrico (HF):** Es el único ácido que permite la disolución de minerales silíceos como las arcillas, los feldspatos, el cuarzo. Este ácido es utilizado debido a su bajo costo. (Schlumberger, 2015)
- 2. Ácido Acético 10% (L400) (CH₃COOH):** Es un ácido débil utilizado para remover cualquier depósito orgánico e incrustación calcárea presente en la formación. Generalmente es combinado con el HF o HCl para controlar el PH y evitar la formación de reacciones secundarias con el HF o HCl, los cuales pueden generar precipitados, también es usado en tratamientos de larga duración ya que permite controlar el PH. (Schlumberger, 2015)
- 3. Iron Control (L041):** Es un químico necesario en los tratamientos de estimulación en los que se utilizan ácidos. Este químico tiene como objetivo controlar la precipitación de compuestos de hierro generados partir del ácido ya gastado, el cual se disuelve y se precipita como (Fe³⁺) hidróxido férrico.
- 4. Inhibidores de Corrosión (A272):** Es un químico que reduce la corrosión generada por los ácidos en la tubería del pozo. Este químico se adhiere a las paredes de la tubería formando una película protectora y reduciendo así la velocidad de reacción del ácido con el acero. (Schlumberger, 2015)

2.8.3. FLUIDOS DE DESPLAZAMIENTO

El sobredesplazamiento es una parte importante en el tratamiento ácido y tiene la finalidad de:

- Desplazar el ácido sin reaccionar en la formación.
- Desplazar los productos de la reacción lejos del pozo (5 pies de la formación)

Completado el periodo de postflujo, todos los fluidos deben ser recuperados. Esto con el objetivo de eliminar la mayor cantidad de precipitados que aún no se hayan adherido a la matriz, el fluido comunmente utilizado en formaciones silícicas es el cloruro de Amonio.

2.9. TECNOLOGÍAS UTILIZADAS

2.9.1. OCA XP (Organic Clay Acid Stimulation Fluid)

Resumen:

Es un ácido basado en la generación de ácido Fluorhídrico mediante ciertas reacciones químicas que se dan entre: el ácido fluobórico²⁰ (HBF₄) y el agua (H₂O). Está diseñado para tratamientos ácidos en areniscas, las cuales presenten alto contenido de arcillas (> 30%) y ciertos minerales sensibles al HCl, como la zeolita²¹ y clorita²², no es recomendable su aplicación en formaciones con alto contenido de hierro y minerales calcáreos. (Schlumberger, 2015)

Características:

- Permite remover el daño generado por la desestabilización y migración de las arcillas presentes en la formación.
- Minimiza las reacciones secundarias que pueden generar precipitados en la formación.
- Previene la migración de finos insolubles después de los tratamiento ácidos.

Aplicaciones:

- Puede ser utilizado en un rango de temperatura de 80 a 350 °F
- Se puede usar en formaciones Silícicas con alto contenido de arcilla.

²⁰ **Ácido fluobórico:** Es un ácido que no propicia la formación de precipitados, es una mezcla ácida que genera más ácido fluorhídrico a medida que se va consumiendo el mismo.

²¹ **Zeolita:** Son minerales aluminosilicatos, los cuales se caracterizan por su capacidad de hidratarse y deshidratarse reversiblemente.

²² **Clorita:** Es un grupo de silicatos hidratados entre los que se destacan el Hierro, Magnesio, y Aluminio.

2.9.2. OneSTEP (Simplified Sandston Stimulation System)

Resumen:

Es un Sistema de estimulación simplificado y utilizado para estimular areniscas. Se basa en la generación de HF, puede ser aplicado en formaciones con un contenido de carbonatos mayores al 5 %. (Schlumberger, 2015)

Características:

- No requiere de fluidos de pre y post flujo, sino que solo va a existir un único conjunto de estos.
- Minimiza los riesgos asociados con precipitaciones secundarias y terciarias que se puedan generar con ciertos minerales presentes en la formación como: la Clorita y Zeolita.
- Remueve el daño generado por los fluidos de perforación, desestabilización y migración de arcillas, carbonatos y otros Aluminosilicatos.
- Previene la formación de daños causados por la precipitación de salmueras generados después de los trabajos de Reacondicionamiento.
- Reducción de tiempo y costos durante las operaciones.

Aplicaciones:

- Puede ser utilizado en un rango de temperatura de 80 a 350 °F
- Puede ser utilizado en formaciones con mineralogías complejas las que pueden incluir arcillas, carbonatos o una mezcla de ambos.

2.9.3. OIL SEEKER (High-Water-Cut Acidizing Diverter)

Resumen:

Es un divergente²³ el cual es utilizado en los tratamientos de estimulación matricial, cuyo objetivo es: realizar estimulaciones en zonas selectivas, evitar zonas con alto corte de agua y generar una distribución homogénea del tratamiento.

23 Divergente: Agente químico utilizado en tratamientos de estimulación, para asegurar una inyección uniforme del tratamiento en el área que se va a tratar. Este funciona mediante la creación de un efecto de bloqueo temporario, el cual se limpia con seguridad después del tratamiento. Esto permite mejorar la productividad en todo el intervalo tratado, incrementando el porcentaje de éxito del trabajo.

Características:

- Permite taponar zonas con alto corte de agua durante el tratamiento.
- Permite seleccionar los intervalos que se desean estimular.
- Provee una distribución homogénea del tratamiento a lo largo del intervalo.
- Mejora la zona de cobertura del tratamiento y por ende el éxito del trabajo de estimulación.

Aplicaciones:

- Puede ser utilizado en temperaturas entre 75 a 250°F
- Pozos con altos cortes de agua
- En estimulaciones de areniscas, carbonatos y pozos con condensados de gas
- Pozos que presenten zonas ladronas (Alta permeabilidad) o zonas de baja permeabilidad.

2.9.4. CLEAN SWEEP (Solvent System for Damage Removal)**Resumen:**

Es un sistema de fluidos (Surfactantes) diseñado para remover una serie de daños comunes presentes en yacimientos de petróleo los cuales incluyen: Emulsiones, cambios de mojabilidad, bloqueos por agua, depósitos mixtos, escalas y depósitos orgánicos (Parafinas, y Asfáltenos). (Schlumberger, 2015)

El sistema CLEAN SWEEP puede ser:

- I Base Xileno (Pozos de Petróleo)
- II Base Tolueno (Pozos de condensado de gas)
- III Base Alcohol (Pozos de Gas)

Usos:

- Puede remover o romper emulsiones
- Puede disolver parafinas y asfáltenos
- Puede disolver carbonatos de calcio, escalas, mezclas orgánicas / depósitos de carbonato.

Aplicaciones:

- Puede ser utilizado en temperaturas mayores a 400°F

El éxito de la estimulación dependerá mucho de: el tipo de tratamiento que se utilice, las características del reservorio, la eficiencia que se tenga en la operación y sobre todo en la identificación del candidato. También es importante la identificación, cuantificación y caracterización del daño de formación para realizar una correcta selección del tratamiento químico a utilizarse. (Schlumberger, 2016)

2.10. EVALUACIÓN DE FORMACIONES

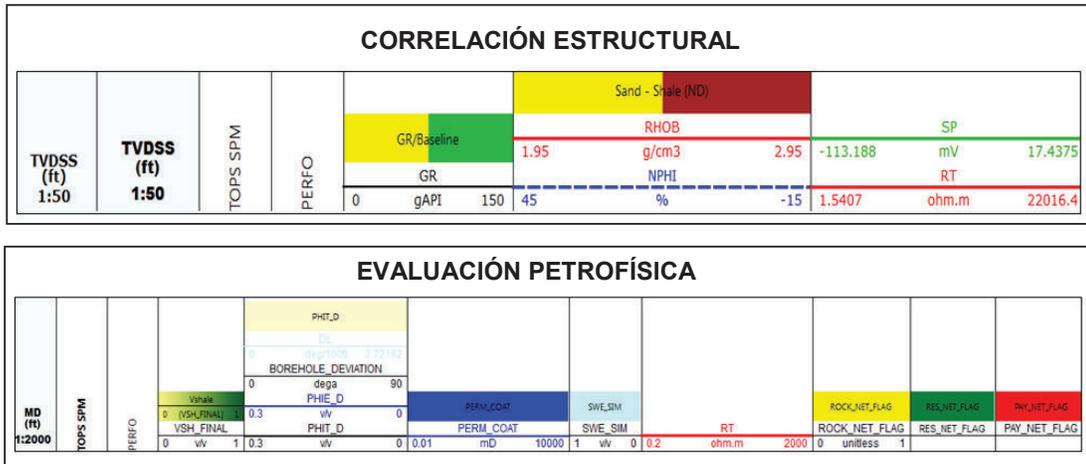
Los registros de pozo constituyen, una herramienta imprescindible para la evaluación de formaciones. A partir de la medición de diferentes propiedades físicas, se determinan los parámetros necesarios para evaluar las propiedades petrofísicas de la formación.

Esto permite realizar una selección eficiente de pozos para trabajos de optimización, ya que la producción de un yacimiento esta en función a su petrofísica (Permeabilidad y porosidad). Además la evaluación petrofísica puede ser utilizada para estimar de manera cualitativa el daño de formación, como se demuestra en el análisis petrofísico desarrollado en el capítulo 3. (Pérez & Kiser, 2008)

En la figura 2.12 se muestran los principales registros de pozos utilizados para la evaluación petrofísica a utilizarse en este proyecto. Estos registros son utilizado en el capítulo 3 para la identificación y selección de pozos candidatos a trabajos de Estimulación Matricial.

Para el desarrollo de este trabajo se utilizaron los registros de evaluación petrofísica y correlación estructural, los cuales se describen a continuación.

FIGURA 2.12 REGISTROS E INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA INTERFAZ TECHLOG

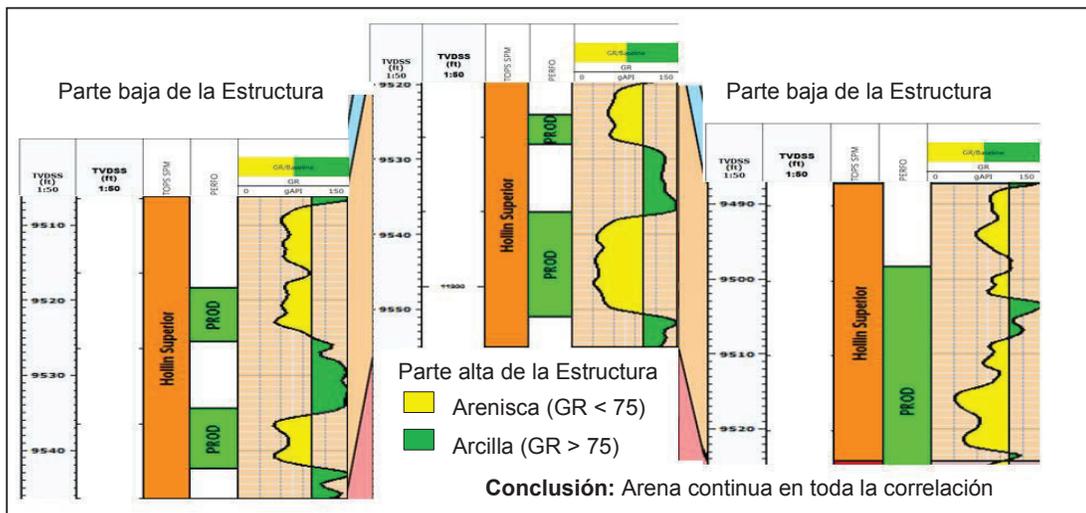


FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

2.10.1. REGISTRO GAMMA RAY (GR)

Mide la radioactividad natural de las rocas. En formaciones sedimentarias, el registro refleja el contenido de arcilla ya que los elementos radiactivos (Thorio, Potasio y Uranio) tienden a concentrarse en formaciones arcillosas. Las formaciones limpias generalmente tienen valores bajos de radioactividad, utilizando este registro se puede realizar correlaciones estructurales y determinar la continuidad lateral y el espesor de una arena (Ver figura 2.13). (García, 2015)

FIGURA 2.13 CORRELACIÓN ESTRUCTURAL CON REGISTRO GAMMA RAY



FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

2.10.2. REGISTRO DE POROSIDAD, PERMEABILIDAD Y VOLUMEN DE ARCILLA

En la evaluación petrofísica también existe otros registros útiles, los cuales son calculados a partir de los registros eléctricos (Ver figura 2.14), entre los más utilizados se tienen:

V. Shale: también llamado volumen de arcilla, es el porcentaje de arcilla presente en el yacimiento, mientras menor sea este valor mejor es la calidad de roca. Este valor puede ser determinado en función del registro GR. (Blanco & Augusto, 2003)

$$V. Sh = \frac{GRr - GRI}{GRa - GRI} \quad (2.7)$$

Donde

GRr = Valor de GR en el punto a calcular (**API**)

GRa = Valor de GR en la zona limpia sin arcilla (**API**)

GRI = Valor de GR en la zona arcillosa (**API**)

Porosidad absoluta (PHIT): Es aquella porosidad que considera el volumen poroso de la roca estén o no los poros interconectado entre si. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y no tener conductividad de fluidos debido a la carencia de interconexión poral (lutitas), esta puede ser calculada en función de los registros de densidad y neutrónico. (Blanco & Augusto, 2003)

$$DPHI = \frac{\delta m - \delta r}{\delta m - \delta f} \quad PHIT = \frac{NPHI + DPHI}{2} \quad (2.8)$$

Donde

DPHI = Porosidad obtenida por el registro de Densidad

δm = Densidad de la matriz (**g/cm^3**)

δr = Densidad de la zona a calcular (**g/cm^3**)

δf = Densidad del fluido que satura los poros de la roca (**g/cm^3**)

NPHI = Porosidad obtenida directamente del registro Neutrónico

Porosidad efectiva (PHIE): Es el volumen de poros conectados en una unidad de volumen de roca, generalmente se la obtiene utilizando la siguiente expresión.

$$PHIE = (PHIT - (V_{shale} * PHISh)) \quad (2.9)$$

Donde

$PHIT$ = Porosidad Absoluta (%)

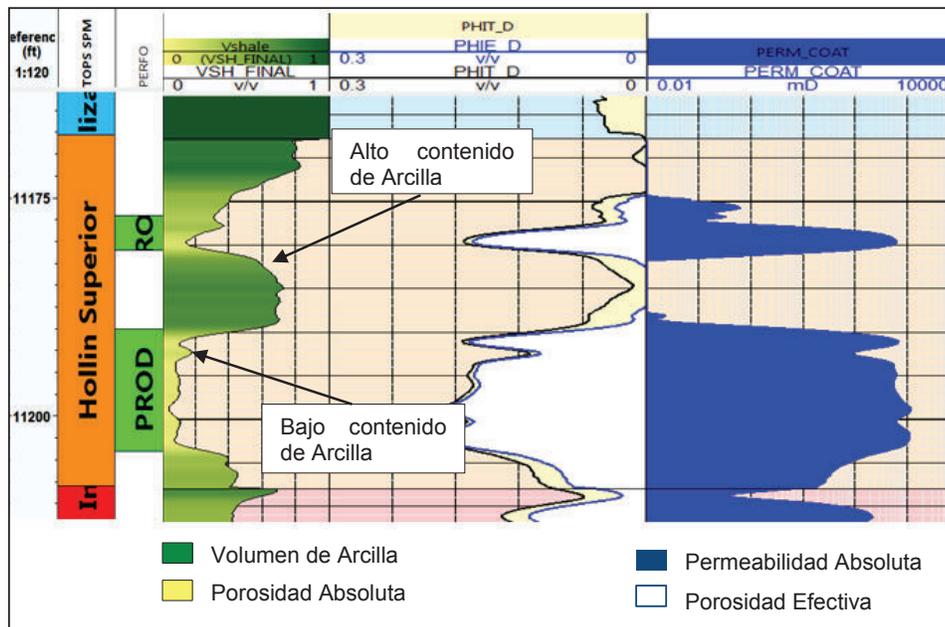
V_{Shale} = Volumen de arcilla (%)

$PHISh$ = Porosidad de arcilla (%)

Permeabilidad absoluta: Se define como la capacidad que tiene una roca para permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados, cuando el medio poroso se encuentra completamente saturado por un solo fluido.

Esta es una propiedad directamente proporcional a la porosidad en formaciones de areniscas, en la figura 2,14 se muestra el registro de V_{shale} , porosidad absoluta, porosidad efectiva y permeabilidad absoluta obtenidas en función de los registros eléctricos de cada pozo y las ecuaciones vistas anteriormente. (Blanco & Augusto, 2003)

FIGURA 2.14 EVALUACIÓN PETROFÍSICA ARENA HOLLÍN SUPERIOR



FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

2.10.3. REGISTROS DE RESISTIVIDAD, SP Y SATURACIÓN DE AGUA INICIAL

Registro de Resistividad: Mide la resistividad real de la formación y siendo el hidrocarburo muy resistente al paso de corriente, permite determinar zonas de petróleo, zonas de agua y contactos Agua-Petróleo. (Naranjo, 2004)

Registro SP: Es un registro que mide los fenómenos físicos naturales que ocurren en las rocas in situ, registra el potencial eléctrico (voltaje) producido por la interacción del agua de formación, el fluido de perforación y ciertos minerales (lutitas y arcillas), con lo cual permite diferenciar rocas potencialmente productoras (porosas y permeables) calizas, dolomitas y areniscas de arcillas y lutitas. (Naranjo, 2004)

Saturación de Agua Inicial: Se define como la fracción o porcentaje de volumen ocupado por un fluido (Agua) a las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentren los poros del yacimiento, la saturación de agua inicial puede ser calculada con la siguiente expresión. (Naranjo, 2004)

$$S_{wi} = \left(\frac{0.4 * R_w}{PHIE^2} \right) * \left[\sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 + \frac{5 * PHIE^2}{R_t * R_w}} - \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) \right] \quad (2.10)$$

Donde:

R_w = Resistividad del agua de formación (***ohm.m***)

$PHIE$ = Porosidad Efectiva

R_t = Resistividad en la zona a calcular (***ohm.m***)

V_{sh} = Volumen de arcilla

R_{sh} = Resistividad de la arcilla (***ohm.m***)

Finalmente todos los resultados obtenidos anteriormente pueden ser utilizados para: realizar la respectiva interpretación petrofísica para cada pozo y determinar principalmente las zonas de pago que se encuentran dentro del yacimiento, para ello se utilizan los siguientes criterios (Ver tabla 2,3).

TABLA 2.3 INDICADORES DE ZONAS DE PAGO ACTIVO ORELLANA

FACIE (EVALUACIÓN PETROFÍSICA)	CRITERIO (CUT-OFF)
■ ROCA	Vshale<47%
■ RESERVORIO	Vshale<47%; PHIE>7%
■ PAGO	Vshale<47%; PHIE>7%; Swi<40

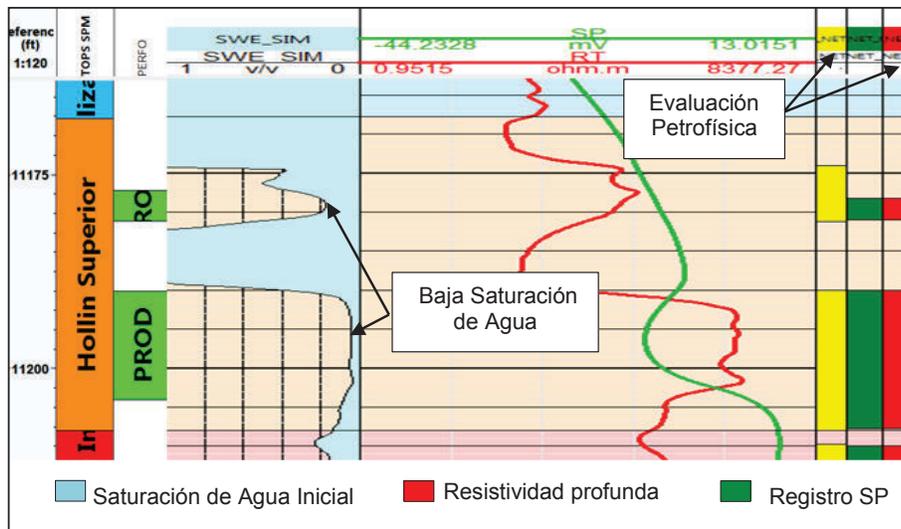
FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

Finalmente los indicadores vistos en la tabla anterior permiten determinar las zonas de: roca, reservorio y pago los cual se puede observar en la interpretación petrofísica mostrada en la figura 2,15.

Para el desarrollo de este proyecto se utiliza el programa TECHLOG para la respectiva interpretación petrofísica de cada pozo.

FIGURA 2.15 INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA ARENA HOLLÍN SUPERIOR



FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

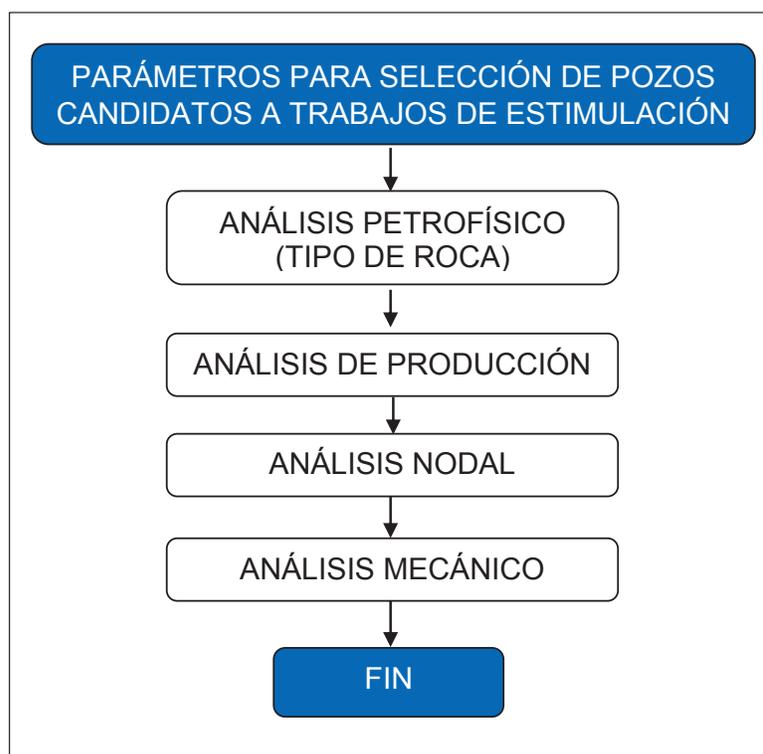
CAPÍTULO 3: METODOLOGÍA DE TRABAJO

3.1. MATRIZ DE TRABAJO

En la figura 3.1 se describe la metodología de trabajo creada y aplicada en el proyecto SHAYA ECUADOR S.A, para la identificación de oportunidades de optimización de producción.

El objetivo fundamental de esta matriz es ayudar a seleccionar los mejores pozos para trabajos de optimización, mediante propuestas técnicas de Estimulación Matricial.

FIGURA 3.1 PARÁMETROS PARA SELECCIÓN DE POZOS



FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

3.2. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA DE TRABAJO

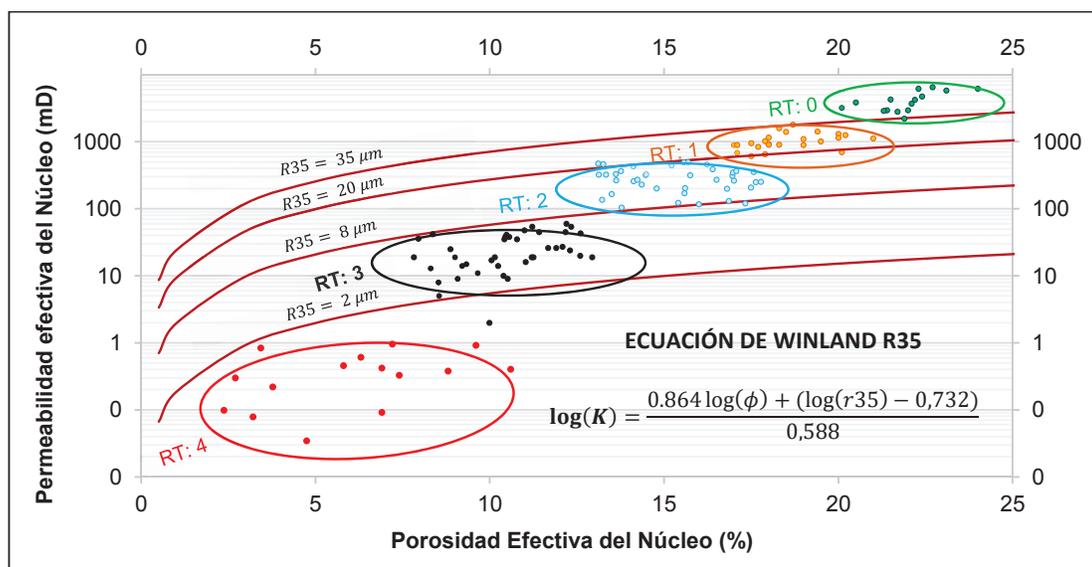
Para determinar si un pozo es o no un buen candidato para realizar cualquier trabajo de optimización, es importante seguir cada una de las siguientes etapas de la metodología de trabajo, las cuales se describen a continuación.

3.2.1. ANÁLISIS PETROFÍSICO SEGÚN EL TIPO DE ROCA

Las propiedades petrofísicas de la roca como: la porosidad y permeabilidad son indicativos directos del potencial real que tiene un yacimiento y estos permiten determinar su potencial de producción de forma aproximada.

Para estimar el potencial de un yacimiento primero se debe realizar una caracterización petrofísica de todos los yacimientos, para ello se puede utilizar la permeabilidad y la porosidad efectiva de todos los núcleos disponibles y con la ecuación de Winland R35²⁴ se puede determinar los radios de poro que mejor se adapten a las rocas presentes en el yacimiento, esto permite conocer los diferentes tipos de roca depositadas en la formación (Ver Figura 3.2).

FIGURA 3.2 CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA ACTIVO ORELLANA



FUENTE: Naranjo & Laforneur, 2015

Una vez determinado los diferentes tipos de roca en función a la distribución de los radio de poro, lo siguiente es asignarles un valor a cada grupo, así se tienen rocas tipo (RT) 0, 1, 2, 3, 4; siendo 0 las rocas de mejor calidad y 4 las rocas de menor calidad petrofísica (Ver figura 3.2).

Es importante recordar que las propiedades petrofísicas como: la porosidad y la permeabilidad son directamente proporcionales a la producción, por lo cual es

²⁴ **R35:** Radio de poro saturado con 35% de Mercurio, unidad de medida micrones (μm).

normal que yacimientos con buen tipo de roca (Propiedades Petrofísicas) presenten una buena producción y de la misma forma, yacimientos con pobres propiedades petrofísicas es normal que la producción no sea tan buena.

Por lo dicho anteriormente es posible determinar una producción estimada en función al tipo de roca. Para ello es necesario analizar la producción de cada grupo de rocas de manera individual y dividir la producción de cada roca para su respectivo espesor neto²⁵ (Ver Anexo 11). Esto con el objetivo de obtener una producción por pie, la cual permita realizar una comparación efectiva con otras formaciones homólogas.

Este análisis permite obtener un promedio de producción de todas las muestras analizadas y de esta forma determinar un valor de producción por pie aproximado para cualquier tipo de roca (Ver tabla 3.1).

TABLA 3.1 PRODUCCIÓN POR TIPO DE ROCA (ROCK TYPE RT)

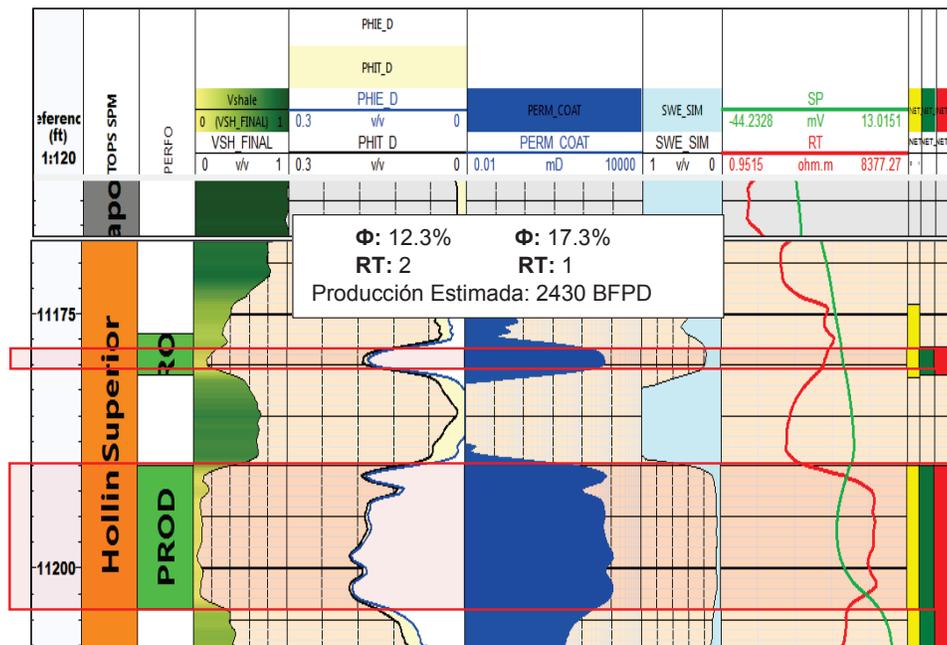
TIPOS DE ROCA (ROCK TYPES RT)				
RT	K (mD)	Φ (%)	Producción por pie máximo (BFPD /ft)	Producción por pie promedio (BFPD /ft)
0	K>2000	>20	>170	>170
1	700<K<2000	>17	170	163
2	300<K<700	>15	135	58
	100<K<300	>12		
3	5<K<70	>7	48	28
4	0,01<K<5	>1	No produce	No produce

FUENTE: Naranjo & Laforneur, 2015

Para el desarrollo de este trabajo la caracterización petrofísica es uno de los factores más importantes para la selección de pozos candidatos a trabajos de optimización. Para ello se utiliza los pronósticos de producción otorgados por la petrofísica y al compararla con la producción real del pozo, se puede inferir de manera cualitativa un posible daño de formación. A continuación se muestra un ejemplo de cómo se identifica y determina la producción en función al tipo de roca (Rock Type).

²⁵ **Espesor Neto:** Intervalo en TVD de la formación, la cual aporta considerablemente al flujo.

FIGURA 3.3 EJEMPLO: ANÁLISIS PETROFÍSICO POZO LOBO SUR-003



FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

Nota: Los diferentes tipos de roca se pueden identificar en función de una sola variable como la porosidad efectiva ya que la permeabilidad es directamente proporcional a la porosidad en formaciones de areniscas, por lo cual solo es necesario conocer la porosidad o permeabilidad efectiva de la roca que se desee analizar.

Para la identificación del tipo de roca se utiliza la evaluación petrofísica desarrollada en el programa TECHLOG o cualquier registro eléctrico convencional que esté disponible. En el pozo analizado se tienen 2 zonas de pago claramente definidas en la arena Hollín Superior tal como se observa en la Figura 3.3:

- Intervalo superior (11177'-11181' MD @ 5 DPP) en esta zona se determinó una porosidad promedio 12,3%, a lo cual le corresponde un RT de 2
- Intervalo inferior (11190'-11204' MD @ 10 DPP) de muy buenas propiedades de roca, en la cual se estimó una porosidad promedio de 17.3%, a lo cual le corresponde un RT de 1,

Utilizando la tabla 3.1 como referencia y la porosidad efectiva calculada para cada intervalo se obtuvo una producción estimada de 2430 BFPD, la cual indica el

potencial de producción del pozo analizado en función a su petrofísica, dicho cálculo se puede observar con mayor detalle en la tabla 3.2

TABLA 3.2 EJEMPLO: PRODUCCIÓN EN FUNCIÓN DEL TIPO DE ROCA
POZO LOBO SUR-003 ARENA “HOLLÍN SUPERIOR”

Φ (%)	RT (Tipo de Roca)	Producción Por Pie (BFPD/ft)	Espesor Neto (ft)	Producción Estimada (BFPD)
12,3	2	≈60	2	120
17,3	1	≈165	14	2310
			TOTAL	2430

ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

3.2.1.1. *Correlación Estructural*

Es un análisis que se realiza con pozos vecinos que atraviesen la misma capa productora (ver figura 3.4), con el fin de determinar: (García, 2015)

- Si el pozo forma parte o no de una determinada estructura (Continuidad)
- Realizar comparaciones de producción entre pozos de la misma área, determinado posibles daños de formación.
- Ubicación del pozo en la estructura, continuidad lateral y espesor de arena.
- Producción y comportamiento de pozos vecinos en el tiempo.
- Interferencia entre pozos de la misma área en función al radio de petróleo drenado.

El radio de petróleo drenado rd (m) se encuentra en función del Volumen de petróleo acumulado (N_p). Este análisis junto con un análisis de reserva se desarrolla (Ver Anexo 12) con el objetivo de determinar interferencias entre pozos y asegurarse que el pozo analizado tenga aun las suficientes reservas para drenar, para ello se utiliza la siguiente expresión.

$$rd = \sqrt{\frac{0,5211 * N_p}{\pi * h_{neto} * \phi}} \quad (3.1)$$

Donde:

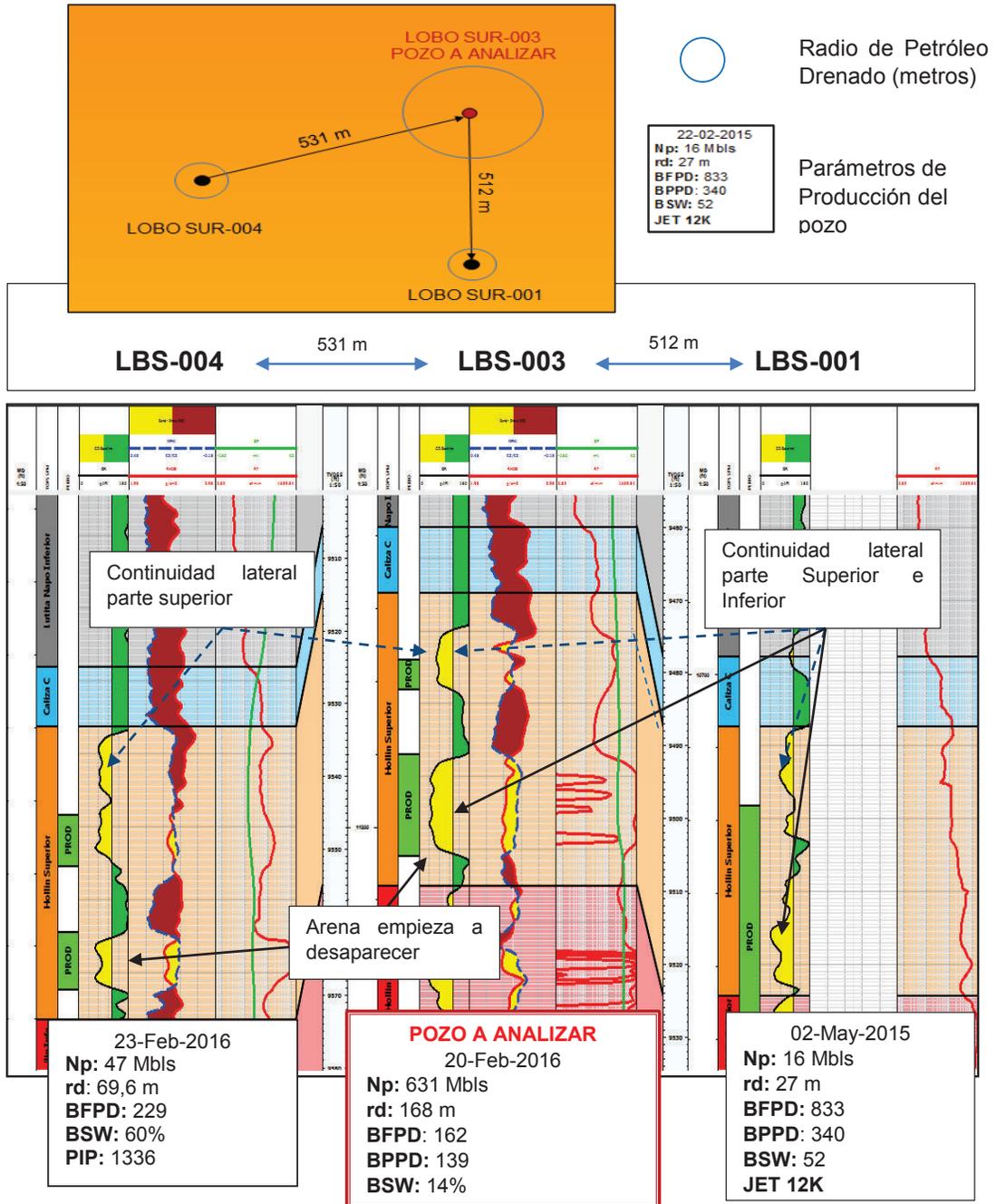
N_p = Volumen de petróleo Acumulado (bls)

h_{neto} = Espesor de la formación (Intervalo disparado en TVD) (ft)

Φ = Porosidad efectiva de la formación (%)

A continuación se muestra un ejemplo de este tipo de análisis.

**FIGURA 3.4 EJEMPLO: CORRELACIÓN ESTRUCTURAL POZO LOBO SUR-003
ARENA HOLLÍN SUPERIOR**

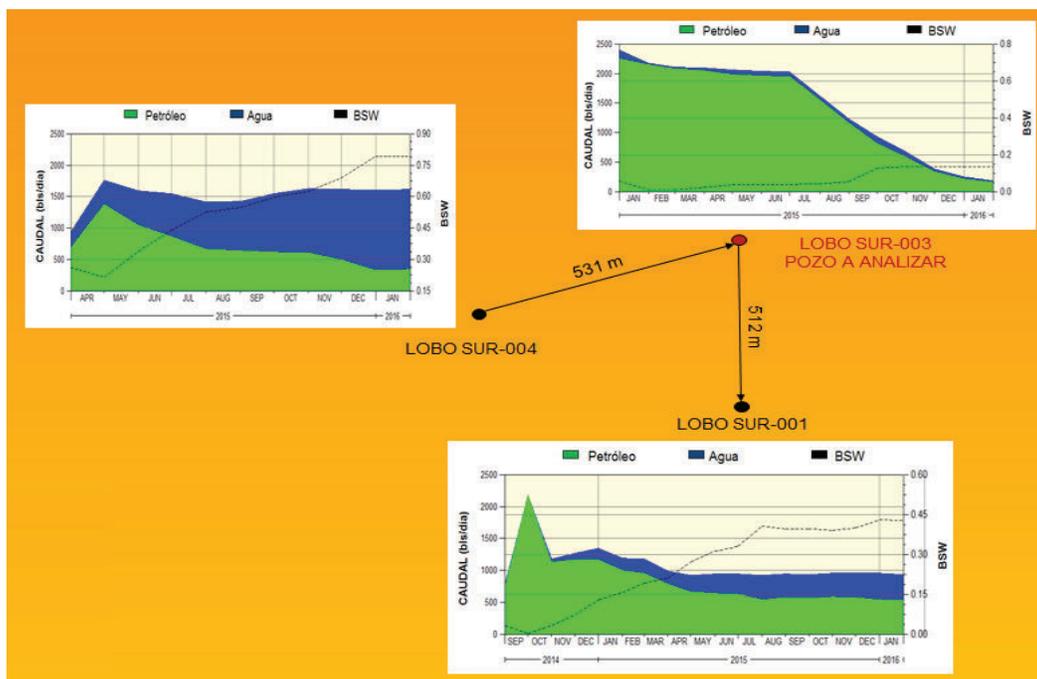


FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016
ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

El yacimiento Hollín Superior tiene 2 cuerpos de arena, los cuales presentan continuidad durante toda la correlación, pero la calidad en arena disminuye a medida que se aleja del pozo analizado (Ver Registro GR Figura 3.4). El pozo analizado muestra un desempeño en producción menor que sus pozos vecinos, los cuales tienen una producción actual de 1600 y 833 BFPD con rocas de menor calidad, lo cual infiere un posible daño de formación sobre el yacimiento, cuya última producción reportada fue de 162 BFPD y acorde a su petrofísica (RT) tiene un potencial de al menos 2430 BFPD, con lo cual se asume un posible daño de formación actuando sobre el yacimiento.

Finalmente el comportamiento de producción de fluidos de los pozos productores de la misma área (Ver figura 3.5), indica que los pozos en esta zona tienden a declinar producción e incrementar su BSW con el tiempo, lo cual es importante considerar para el desarrollo futuro del pozo, el cual aún posee un BSW del 14%.

FIGURA 3.5 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE AGUA ARENA “HOLLÍN SUPERIOR” POZOS LOBO SUR



FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016
ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

3.2.2. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN

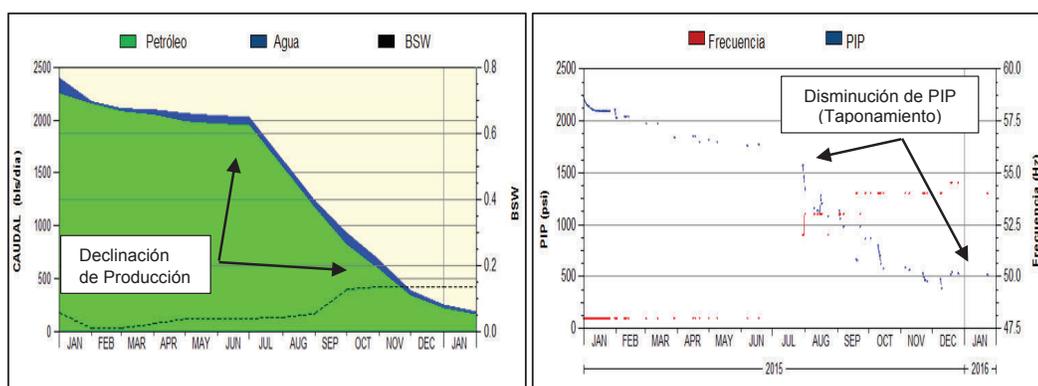
El comportamiento que ha tenido un pozo durante toda su vida de producción es un aspecto bastante relevante, parámetros como producción de fluido, petróleo, agua, comportamiento del equipo de levantamiento artificial y BSW deben ser analizados cuidadosamente con el único fin de caracterizar el daño de formación.

El objetivo de este análisis es identificar caídas de producción de fluido (no de petróleo), pues el índice de productividad del pozo está relacionado al aporte total del pozo, pero más importante aún es asociar las declinaciones en producción a algún evento ocurrido en el pozo y de esta forma lograr caracterizar el daño de formación y determinar el mejor tratamiento químico para combatirlo.

Se recomienda seleccionar pozos que tengan un corte de agua menor al 70 % ya que los trabajos de Estimulación Matricial en muchos casos tienen la desventaja de, incrementar rápidamente el corte de agua. Motivo por el cual pozos con alta producción de agua son poco atractivos desde un punto de vista económico.

También se debe utilizar el análisis petrofísico visto anteriormente para identificar de manera cualitativa un posible daño de formación, comparando el perfil de producción del pozo con la producción estimada según su tipo de roca (RT) para finalmente caracterizar el daño de formación, el cual está afectando al yacimiento.

FIGURA 3.6 EJEMPLO: ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN POZO LOBO SUR-003



FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

El perfil de producción del pozo (figura 3.6) muestra que esta ha ido disminuyendo de forma continua hasta alcanzar una producción final de 162 BFPD, acorde a su

tipo de roca (RT) este yacimiento tiene un potencial de 2430 BFPD, lo cual es verídico ya que al inicio de su producción el pozo produjo alrededor de 2400 BFPD con lo cual se da por validado la producción estimada en el tabla 3.2.

3.2.2.1. Caracterización del Daño de Formación y selección del tratamiento

Para el ejemplo que se esta analizando se determinó que la caída en producción no está relacionada a ninguna intervención previa realizada en el pozo, ya que este no registra trabajos de Intervención previos. Este daño es generado por migración de finos (Arcillas), las cuales han taponado progresivamente la formación, este efecto se puede comprobar con el comportamiento de PIP²⁶ del equipo BES mostrado en la figura 3.6.

En función a este daño (migración de Finos) y características de la formación (Registro Master Log) ver Anexo 5 se determinó que el mejor tratamiento químico a utilizarse en esta formación es: OCA XP ya que permite eliminar daños generados por migración de finos y desestabilización de arcillas y el Ácido Acético para eliminar cualquier incrustación calcarea y depósitos orgánicos que pueden estar presentes en la formación.

3.2.3. ANÁLISIS NODAL

Para este análisis se utilizó la ecuación de Darcy y la definición de IP vistas anteriormente.

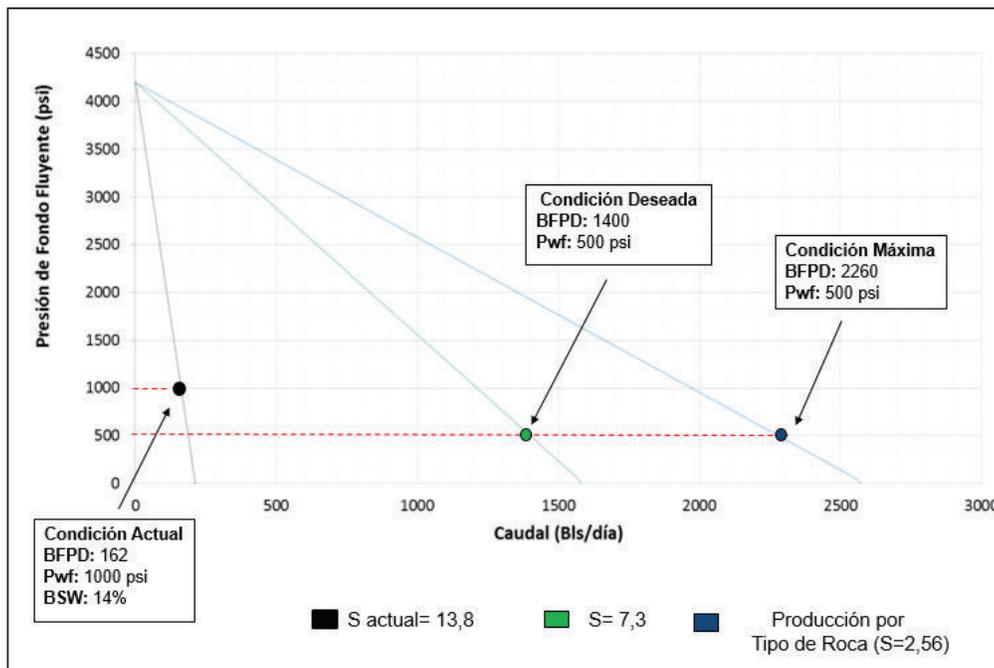
Usando dicha expresión se puede determinar un factor de daño S ajustado a las condiciones actuales de producción y de operación del sistema de levantamiento artificial utilizado. Posteriormente se realiza un análisis de sensibilidad, para determinar los incrementales de producción que se pueden obtener al remover diferentes porcentajes de daño de formación.

Nota: Es importante tomar en cuenta que los valores otorgados por la simulación estén acorde tanto a la petrofísica como al historial real de producción del pozo.

²⁶ **PIP: (Pump Intake Pressure)** Presión a la profundidad de asentamiento del Intake o separador de gas.

Generalmente se hacen 3 corridas de simulación, S actual, S reducido al 50% y S reducido a un porcentaje mínimo hasta alcanzar la producción estimada por el tipo de roca (Condición máxima), tal como se muestra en la figura 3.7.

FIGURA 3.7 EJEMPLO ANÁLISIS NODAL POZO LOBO SUR-003



ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

3.2.4. ANÁLISIS MECÁNICO DEL POZO

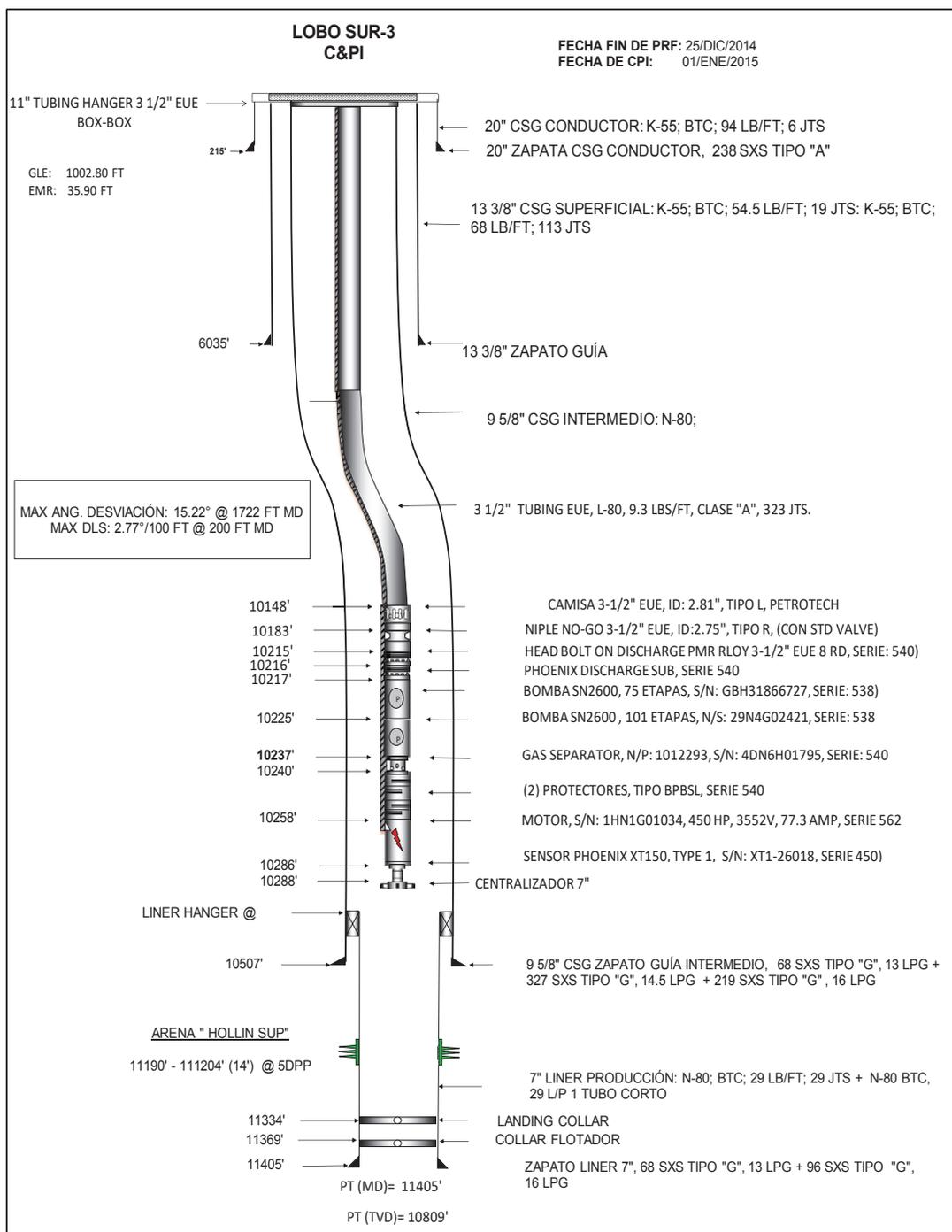
Este es uno de los factores más críticos que se debe analizar al momento de seleccionar pozos para futuros trabajos de optimización.

Las condiciones mecánicas del pozo como: el diagrama mecánico y el registro de cemento pueden ser decisivas al momento de seleccionar pozos para trabajos de reacondicionamiento y determinarán la complejidad de la operación.

No se recomienda hacer trabajos de estimulación en pozos que tengan:

- Colapsos de tubería.
- Trabajos de pesca complejas.
- Completaciones que presenten empaques cercanos a la zona de interés, los cuales estén aislando posibles zonas de agua (Ver Anexo 3).
- Pozos con malas condiciones de cemento (Ver Anexo 4)

FIGURA 3.8 EJEMPLO: ANÁLISIS MECÁNICO POZO LOBO SUR-003

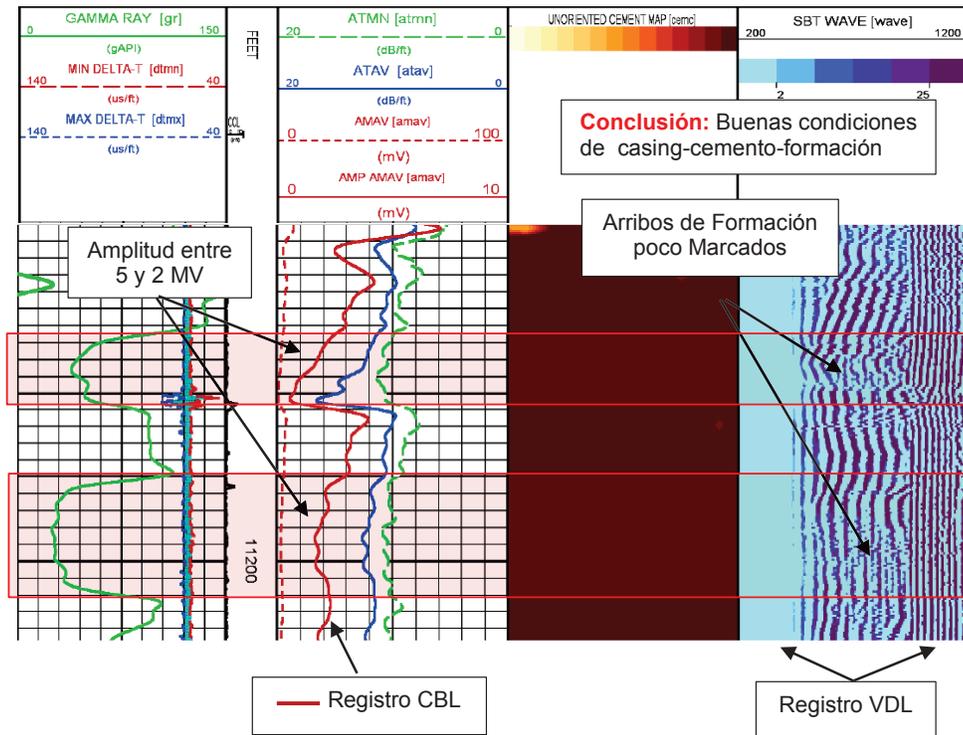


FUENTE: Shaya Ecuador S.A., 2016

El diagrama mecánico del pozo que se está analizando muestra que el pozo tiene: un equipo BES SN2600 (176 Etapas) para producir de la arena Hollín superior (11190'-11204' ft-MD), una tubería de producción de 3 1/2 EUE L-80 (323 Juntas)

clase A y no posee tapones que estén aislando otras zonas, con lo cual se concluye que el pozo no presenta inconvenientes que pongan en riesgo el trabajo que se pretende realizar.

FIGURA 3.9 EJEMPLO: ANÁLISIS MECÁNICO REGISTRO DE CEMENTO POZO LOBO SUR-003 ARENA HOLLÍN SUPERIOR



FUENTE: Shaya Ecuador S.A., 2016

Para determinar la calidad de un registro de cemento (Figura 3.9) es importante analizar el comportamiento del registro CBL²⁷ el cual debe presentar variaciones de amplitud menores a 7 mV, mientras que el registro VDL²⁸ debe mostrar arribos de formación débiles o poco marcados tal como se puede observar en la figura 3.9.

Por todo el análisis desarrollado anteriormente se concluye que el pozo es buen candidato para un trabajo de estimulación matricial y del cual se espera una producción de al menos 2430 BFPD (+/- 2 mil barriles de producción incremental).

²⁷ **CBL:** (Cement Bound Log) registro que mide la amplitud de ondas de sonido que llega a través de la tubería, generalmente es medida en mili voltios (Glosario Sib).

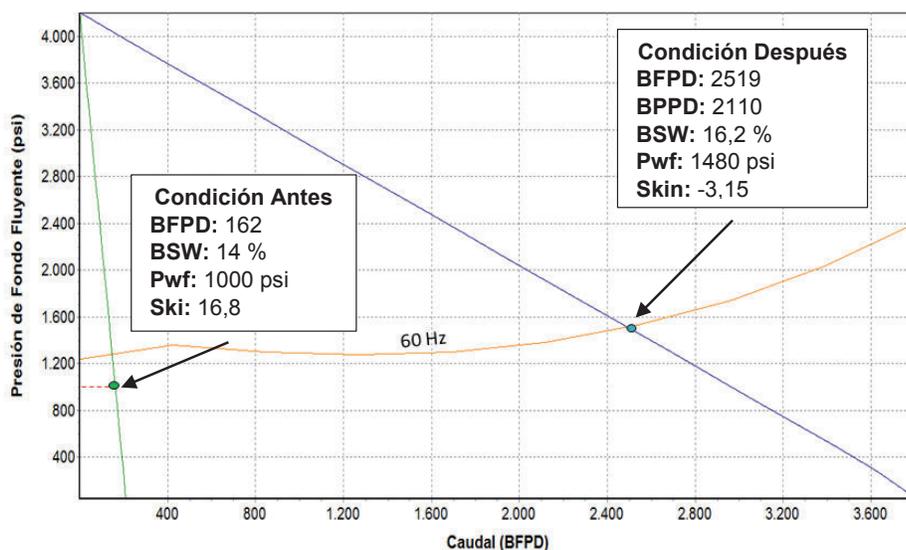
²⁸ **VDL:** (Variation Density Log) es una imagen del tren de onda completo de la señal en el receptor a 5 pies, se mide en micro segundos (Glosario Sib).

3.2.5. EVALUACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE TRABAJO

TABLA 3.3 RESUMEN DE PARÁMETROS PARA TRABAJO DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL POZO LOBO SUR-003

ANÁLISIS NODAL		PVT		DISEÑO DE EQUIPO BES	
Equipo	SN2600	P. Burbuja (psi)	90	Q deseado	2500
Q (BFPD)	162	T° Yacim. (°F)	219	Q @ 1 año	2000
Pwf (psi)	1000	Uo (cp)	2,2	Equipo	SN3600
Pr (psi)	4200	API	32,3	N° Etapas	71+71
BSW (%)	14	GOR (scf/STB)	23	Prof. Intake MD-ft	10789
K (mD)	190	GE. Gas	1,065	P. Head (psi)	205
H neto (ft)	16	GE. Agua	1,03	Hz	60

TRATAMIENTO QUÍMICO
ÁCIDO ACÉTICO 10% + OCA XP



ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

La producción del pozo después del tratamiento de Estimulación llegó hasta los 2519 BFPD (Ver figura 3.10) y siendo el pronóstico de producción obtenido por el análisis petrofísico de 2430 BFPD se puede decir que, el pronóstico de producción obtenido por el tipo de roca permite: estimar la producción que posee un yacimiento y agilizar la selección de pozos para este tipo de intervenciones.

3.3. POZOS PROPUESTOS PARA TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN

En esta parte del capítulo se analizan varios casos de pozos seleccionados para trabajos de Estimulación Matricial, así como los resultados que se pueden obtener después del trabajo de Estimulación Matricial.

3.3.1. POZO: COATÍ-054 (HOLLÍN SUPERIOR)

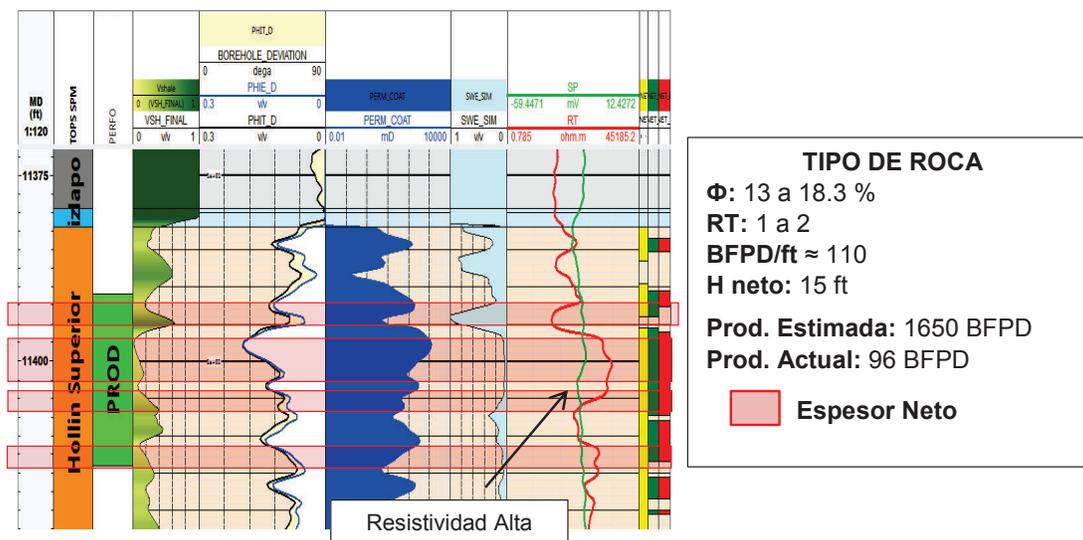
Desafío: Realizar una Estimulación matricial en un pozo con antecedentes de Estimulación Matricial poco favorable.

3.3.1.1. Historial de Intervención

El pozo COATI-054 es un pozo direccional tipo J perforado y completado el 5 de mayo de 2015, para producir de la arena Hollín Superior 11391' - 11414' (23 ft-MD) @ 5 DPP, con un equipo eléctrico D1150N. En noviembre de 2015 el pozo entra a trabajo de reacondicionamiento con el objetivo de realizar una estimulación matricial con Ácido Acético. El trabajo de Estimulación fue poco favorable (Pozo no recupera su potencial inicial). Finalmente se decidió suspender el trabajo de reacondicionamiento y dejar el pozo evaluando con unidad MTU²⁹.

3.3.1.2. Análisis petrofísico

FIGURA 3.10 ANÁLISIS PETROFÍSICO COATÍ-054 HOLLÍN SUPERIOR



FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

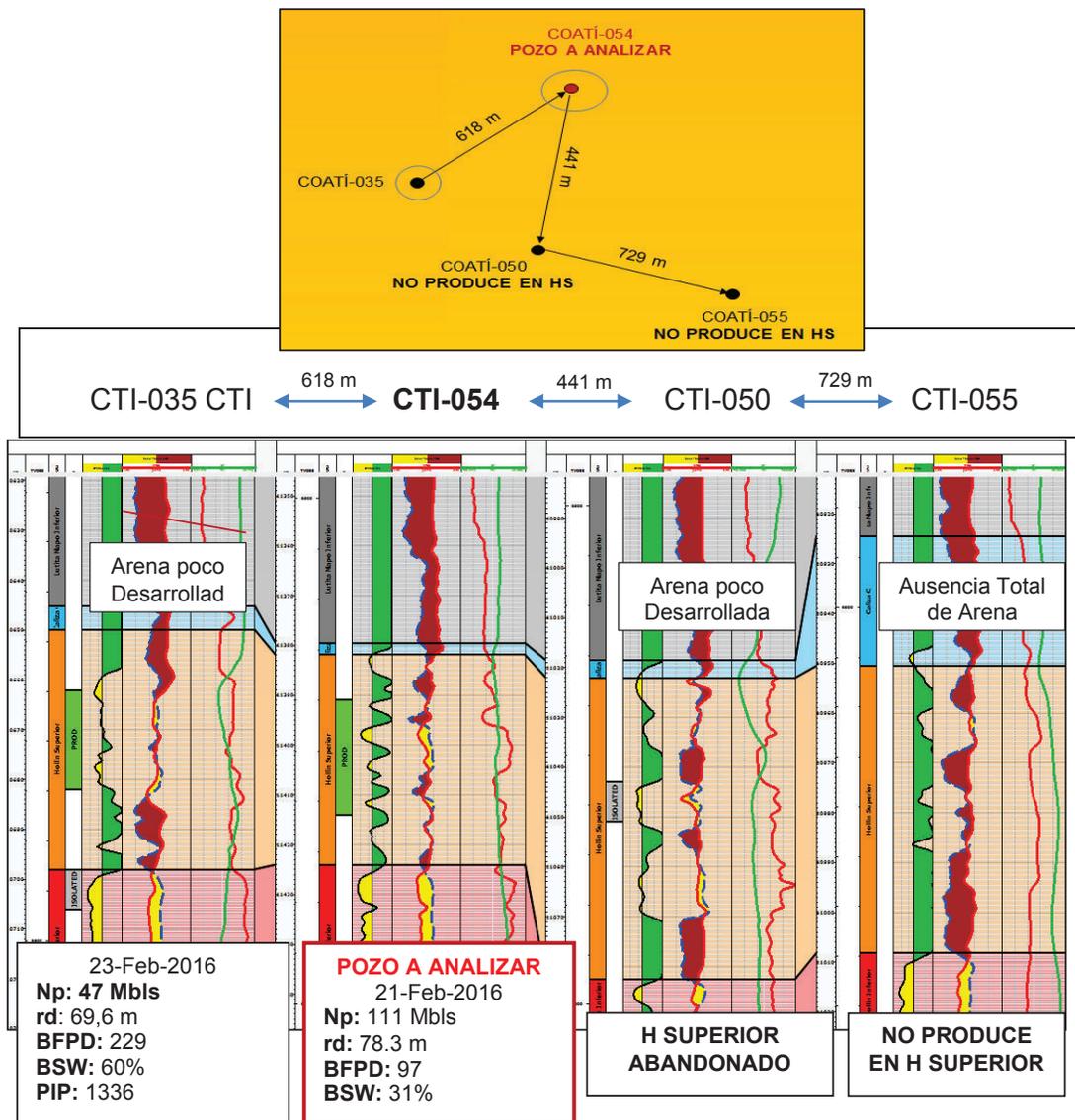
ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

²⁹ **MTU:** (Mobile Test Unit). Es una unidad de prueba de producción de pozos, la cual utiliza un sistema de bombeo hidráulico.

La arenisca Hollín Superior muestra un intervalo principal (11391' - 11414' ft-MD) de 15 pies de espesor neto en TVD. Una resistividad de 30-300 ohm.m (Alta saturación de petróleo) y una porosidad efectiva de 13 a 18.3% con un tipo de roca entre 1 y 2. Para este yacimiento se estima un potencial de producción de al menos 1650 BFPD y siendo la última producción reportada de 97 BFPD es evidente un posible daño de formación el cual está actuando sobre el yacimiento.

3.3.1.3. *Correlación Estructural*

FIGURA 3.11 CORRELACIÓN ESTRUCTURAL POZO COATI-054 ARENA HOLLÍN SUPERIOR

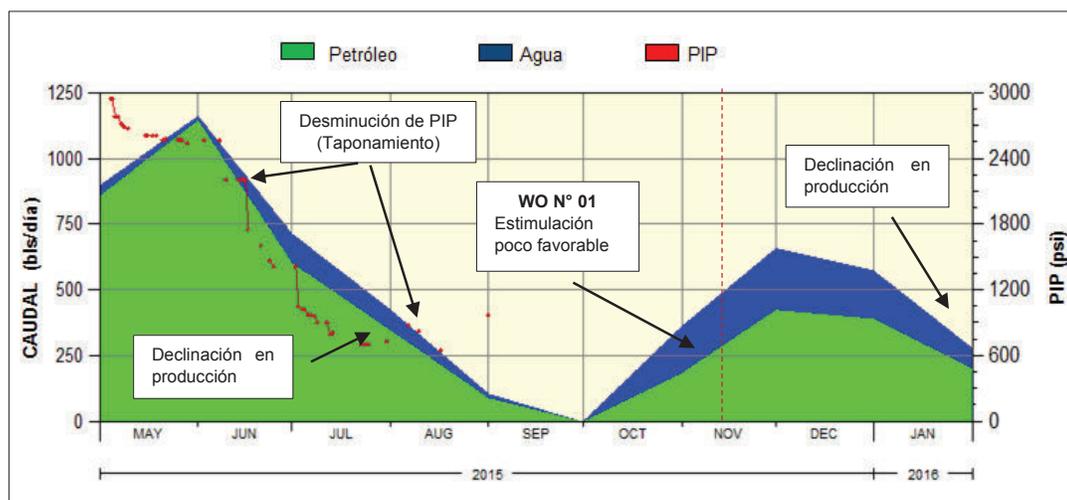


FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016
ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

La arena Hollín Superior presenta una continuidad hacia los pozos COATÍ 035 y 050 y total ausencia de arena hacia el pozo CTI-055. Además el pozo analizado tiene un radio drenado de petróleo de 78 metros, por lo cual el pozo presenta una buena oportunidad para drenar una gran cantidad de reservas presentes en la arena “Hollín Superior” hacia los pozos COATÍ 035 y 050.

3.3.1.4. *Análisis de producción*

FIGURA 3.12 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO COATI-054



FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

El historial de producción del pozo presentado en la figura 3.13 muestra dos declinaciones, la primera un mes después de su completamiento inicial y la segunda después del trabajo de estimulación realizado en el trabajo de reacondicionamiento N° 01. Estas declinaciones muestran el comportamiento natural del pozo, el cual tiende a taponarse rápidamente luego de entrar en producción esto acorde al comportamiento de la PIP (Figura 3.13). Además el yacimiento tiende a incrementar su BSW después de cada trabajo de reacondicionamiento.

3.3.1.5. *Caracterización del Daño y selección del tratamiento*

Este daño de formación está asociado a la migración de finos (Arcillas) ya que en su composición presenta matriz glauconita (Ver Anexo 5), una arcilla capaz de migrar y depositarse en las cercanías del pozo generando una declinación de producción (ver figura 3.13). Este daño está asociado a la propia producción del

pozo, si este comportamiento se mantiene hay una gran probabilidad de que la formación vuelva a taponarse después del trabajo de estimulación matricial y que su BSW aumente considerablemente. El tratamiento químico a utilizarse en esta formación es: OCA XP para remover el daño generado por la desestabilización y migración de las arcillas y Ácido Acético para remover cualquier incrustación y depósito orgánico presentes en el yacimiento.

3.3.1.6. Análisis Nodal y de sensibilidad del Skin

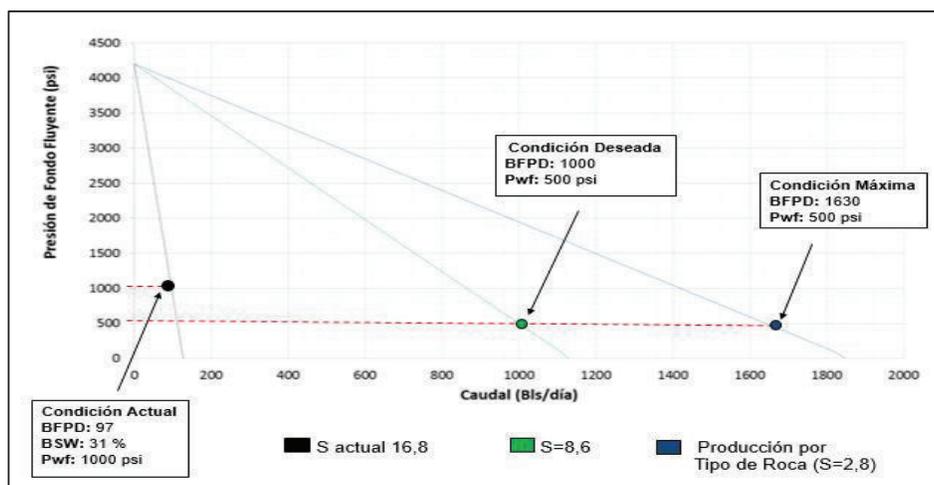
TABLA 3.4 RESUMEN DE PARÁMETROS PARA TRABAJO DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL POZO COATÍ-054

ANÁLISIS NODAL		PVT: COATI-004		DISEÑO DE EQUIPO BES	
Equipo	JET D6	P. Burbuja (psi)	135	Q deseado	1700
Q (BFPD)	97	T° Yacim. (°F)	230	Q @ 1 año	1000
Pwf (psi)	1000	Uo (cp)	2,46	Equipo	SN3600
Pr (psi)	4200	API	32,2	N° Etapas	71+71+71
BSW (%)	31	GOR (scf/STB)	18	Prof. Intake MD-ft	10921
K (mD)	150	GE. Gas	0,75	P. Head (psi)	150
H neto (ft)	14	GE. Agua	1,03	Hz	54,4

TRATAMIENTO QUÍMICO	ÁCIDO ACÉTICO 10% + OCA XP
---------------------	----------------------------

ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

FIGURA 3.13 POTENCIAL DE PRODUCCIÓN ESTIMADO POZO COATÍ-054



ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

El resultado post trabajo de estimulación (Ver anexo 10) determinó que: el pozo

mejoró su potencial alcanzando una producción de 2360 BFPD con un BSW de 45% y un IP 0.653 BFPD/psi mejorando incluso más que la producción estimada por el tipo de roca (1650 BFPD). También se observó un incremento en el BSW de 31% a 45% por lo que se recomienda no incrementar frecuencia al equipo y matenerse en el rango de 50 a 54.5 Hz para evitar el incremento del BSW (Ver Anexo 10).

3.3.2. POZO: ORELLANA-096D (HOLLÍN SUPERIOR)

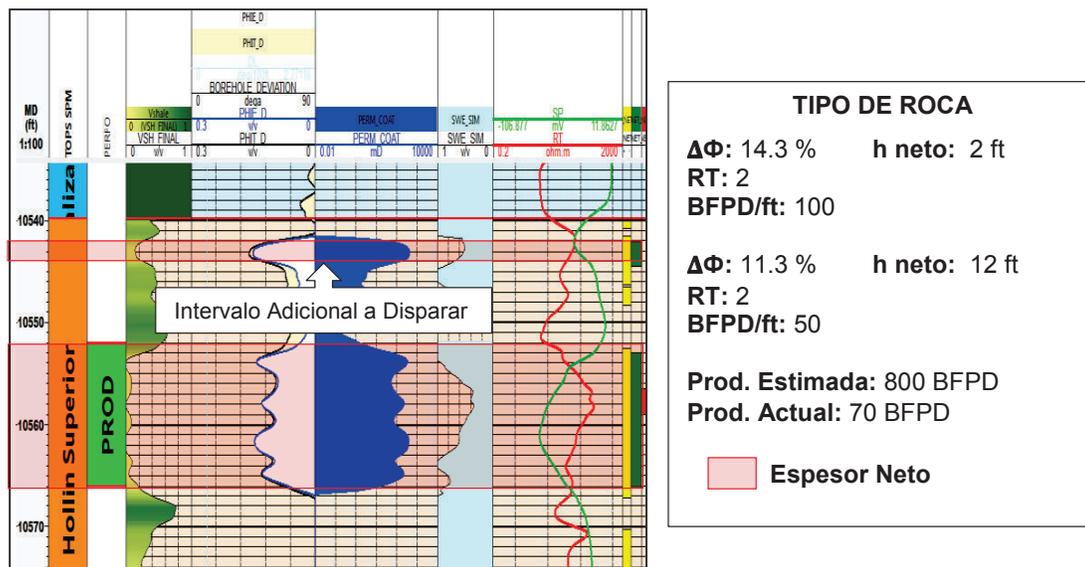
Desafío: Realizar un trabajo de Estimulación Matricial en un pozo fracturado.

3.3.2.1. *Historial de Intervención*

El pozo ORELLANA-96D, es un pozo direccional perforado y completado en Diciembre de 2010 para producir de la arena Hollín Superior: 10552' - 10566' @ 5 DPP. En el trabajo de reacondicionamiento N° 4 ejecutado en Noviembre de 2013 se realizó un trabajo de fracturamiento hidráulico a la arena Hollín Superior, con lo cual se alcanzó una producción de alrededor de 1000 BFPD.

3.3.2.2. *Análisis petrofísico*

FIGURA 3.14 ANÁLISIS PETROFÍSICO POZO ORELLANA-096D



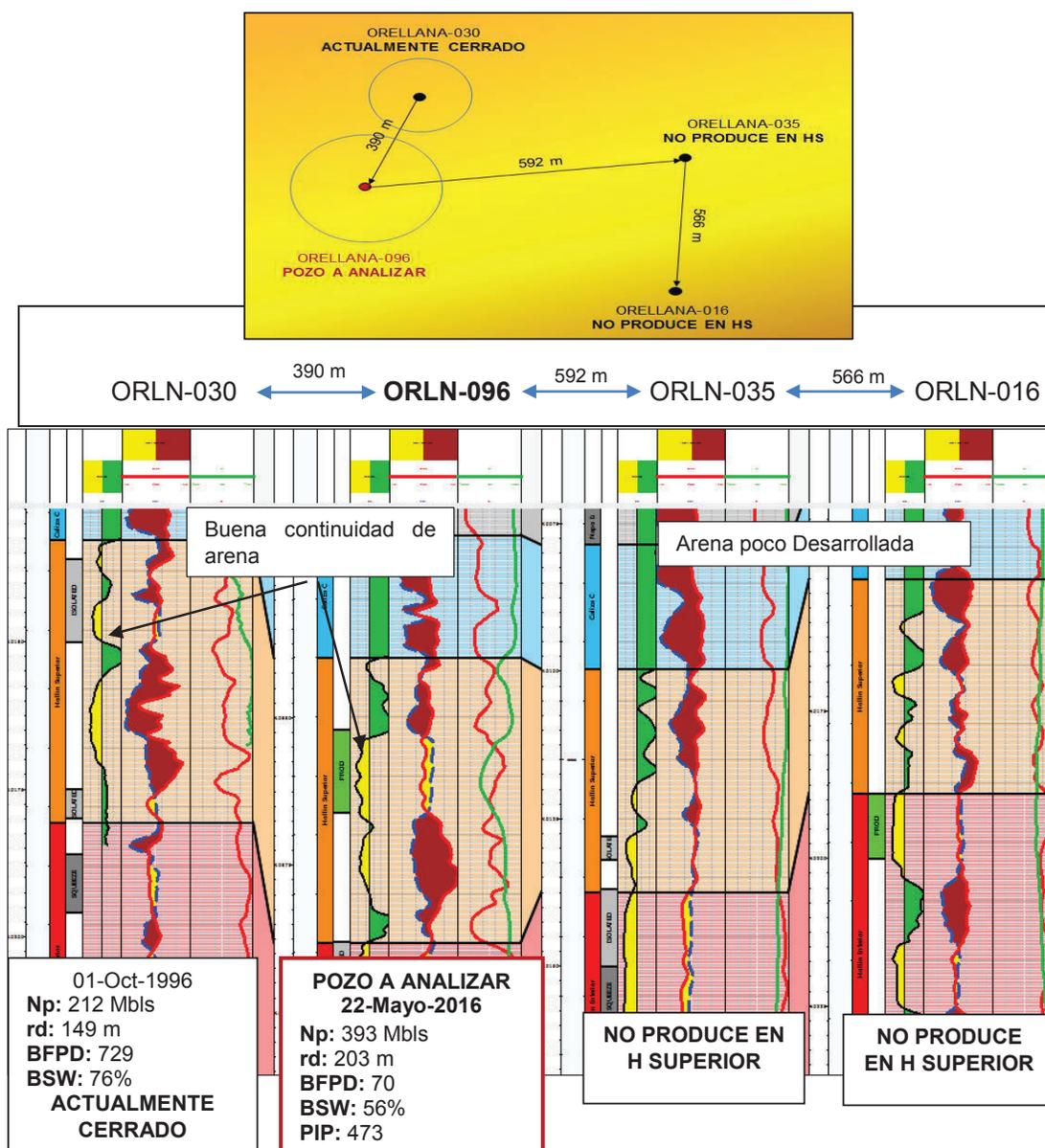
FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

La arena Hollín Superior presenta un pequeño cuerpo en la parte superior (10542'-10545' MD-ft) con un espesor neto de aproximadamente 2 pies con una porosidad

de 14,3%, y una resistividad de 180 ohm.m. El cual se pretende abrir y poner en producción aprovechando el trabajo de Estimulación Matricial que se plantea realizar en el pozo. El potencial estimado del yacimiento incluido el nuevo intervalo es de 800 BFPD y siendo la producción actual de 70 BFPD es evidente la existencia de un daño de formación, el cual está actuando sobre el yacimiento.

3.3.2.3. Correlación Estructural

FIGURA 3.15 CORRELACIÓN ESTRUCTURAL POZO ORELLANA-096D

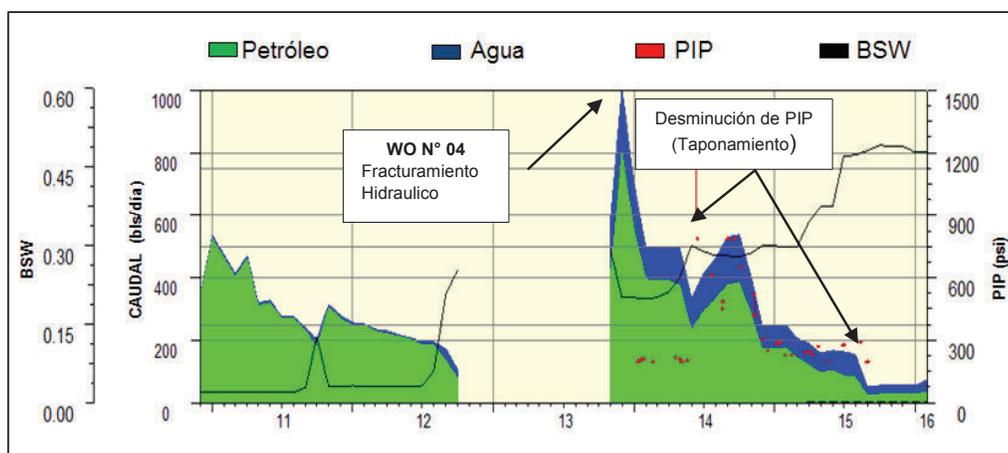


FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016
ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

La arena Hollín superior presenta continuidad en toda la correlación estructural, pero la calidad y espesor de roca disminuye a medida que se aleja del pozo analizado, actualmente no tiene pozos que produzcan en la misma área. Acorde a los radios de drenaje el pozo no tiene muchas oportunidades de drenar reservas hacia el pozo ORLN-030 sin embargo, al tener continuidad en toda la correlación presenta una buena oportunidad de continuar drenando la mayor cantidad de reservas provenientes de la arena Hollín Superior hacia el pozo ORLN-035.

3.3.2.4. *Análisis de producción*

FIGURA 3.16 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO ORELLANA-096



FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

El historial de producción del pozo (Figura 3.17) muestra un pico de producción de más de 1000 BFPD, esto está asociado al trabajo de fracturamiento hidráulico realizado en el pozo, después de poco tiempo la producción empieza a declinar drásticamente hasta alcanzar una producción final de 70 BFPD de igual manera el BSW ha ido aumentando a medida que la producción ha ido disminuyendo.

Esta declinación se da por un taponamiento progresivo de la formación, esto se da como consecuencia de la producción de arena proveniente de la fractura (Propante³⁰ o apuntalante) realizada en el Trabajo de Reacondicionamiento N° 04, lo cual se puede comprobar con el comportamiento de PIP del equipo BES post trabajo de fracturamiento hidráulico (Ver figura 3.17).

³⁰ **Propante:** Arena utilizada para mantener abiertas las fracturas después de un trabajo de fracturamiento hidráulico.

3.3.2.5. Caracterización del daño y selección del tratamiento

Este daño de formación está asociado al trabajo de fracturamiento hidráulico realizado previamente en el yacimiento. La información obtenida después de cada trabajo de reacondicionamiento post fractura determinó que; la principal avería del sistema de levantamiento artificial se debía a la gran cantidad de escala, arena de fractura y a la formación de emulsiones entre los fluidos de la formación y los químicos utilizados para prevenir la formación de escalas en el pozo.

El mejor tratamiento químico para esta formación es el CleanSWEEP I para combatir las emulsiones y posibles bloqueos por agua, Ácido Acético al 10% para eliminar cualquier depósito orgánico y OneSTEP para tratar el daño generado por la migración y desestabilización de finos (Propante) existentes en la formación. Para este pozo se eligió el OneSTEP sobre el OCA XP, porque en el trabajo de fracturamiento hidráulico realizado previamente en el pozo se utilizó fluido OneSTEP con el cual se obtuvo buenos resultados. (Schlumberger, 2016)

Recomendación: Debido a la producción de arena de fractura se debe realizar un viaje de limpieza, con el objetivo de asegurar que la formación quede en las mejores condiciones para el trabajo de Estimulación Matricial que se propone realizar.

3.3.2.6. Análisis Nodal y de sensibilidad del Skin

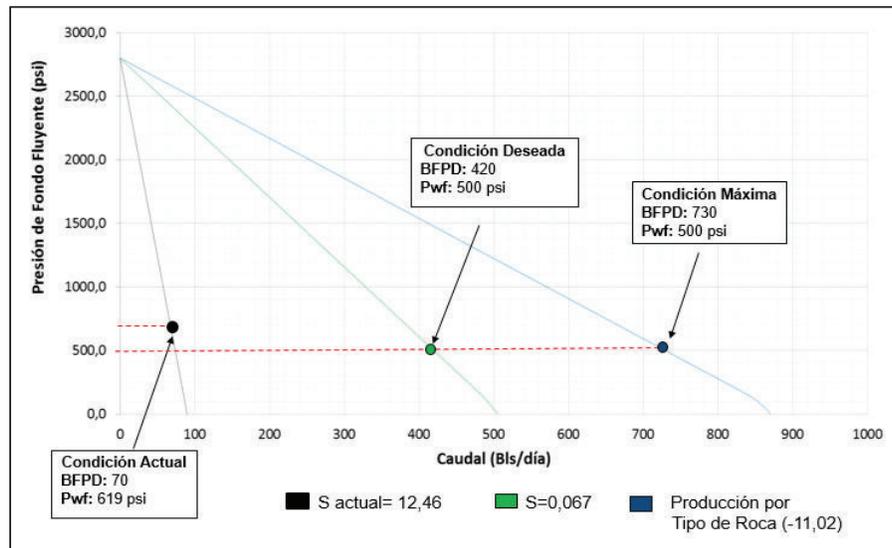
TABLA 3.5 RESUMEN DE PARÁMETROS PARA TRABAJO DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL POZO PRELLANA-096

ANÁLISIS NODAL		PVT: ORLN-032		DISEÑO DE EQUIPO BES	
Equipo	P6X(2)	P. Burbuja (psi)	175	Q deseado	800
Q (BFPD)	70	T° Yacim. (°F)	236	Q @ 1 año	420
Pwf (psi)	619	Uo (cp)	3.72	Equipo	D800N
Pr (psi)	2800	API	32.4	N° Etapas	99+116+134
BSW (%)	56	GOR (scf/STB)	12	Prof. Intake (ft)	10266
K (mD)	221	GE. Gas	0.7892	P. Head (psi)	95
H neto (ft)	14	GE. Agua	1,03	Hz	54

TRATAMIENTO QUÍMICO	CleanSWEEP I + ÁCIDO ACÉTICO 10 % + OneSTEP
---------------------	---

ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

FIGURA 3.17 POTENCIAL DE PRODUCCIÓN ESTIMADO POZO ORELLANA-096



ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

El análisis post trabajo de estimulación (Ver anexo 10) determinó que el pozo alcanzó un potencial de producción de 0.192 BFPD/psi y su BSW disminuyó de 56 a 50%. El pozo actualmente está produciendo 495 BFPD con un equipo BES D800N y a una frecuencia operativa de 54 Hz, el pozo no alcanzó los 800 BFPD estimados por el tipo de roca, esto pudo deberse en gran parte al alto daño de formación generado por la producción de arena que aún permanece en el yacimiento y no permite que la formación alcance su máximo potencial. Se recomienda no incrementar frecuencia en el equipo con el fin de evitar el movimiento de la arena de fractura, la cual todavía se encuentra presente en el yacimiento.

3.3.3. POZO ORELLANA-095 (T INFERIOR)

Desafío: Primer piloto para probar la eficiencia de los trabajos de estimulación matricial en yacimientos de la formación Napo arena "T inferior".

3.3.3.1. *Historial de intervención*

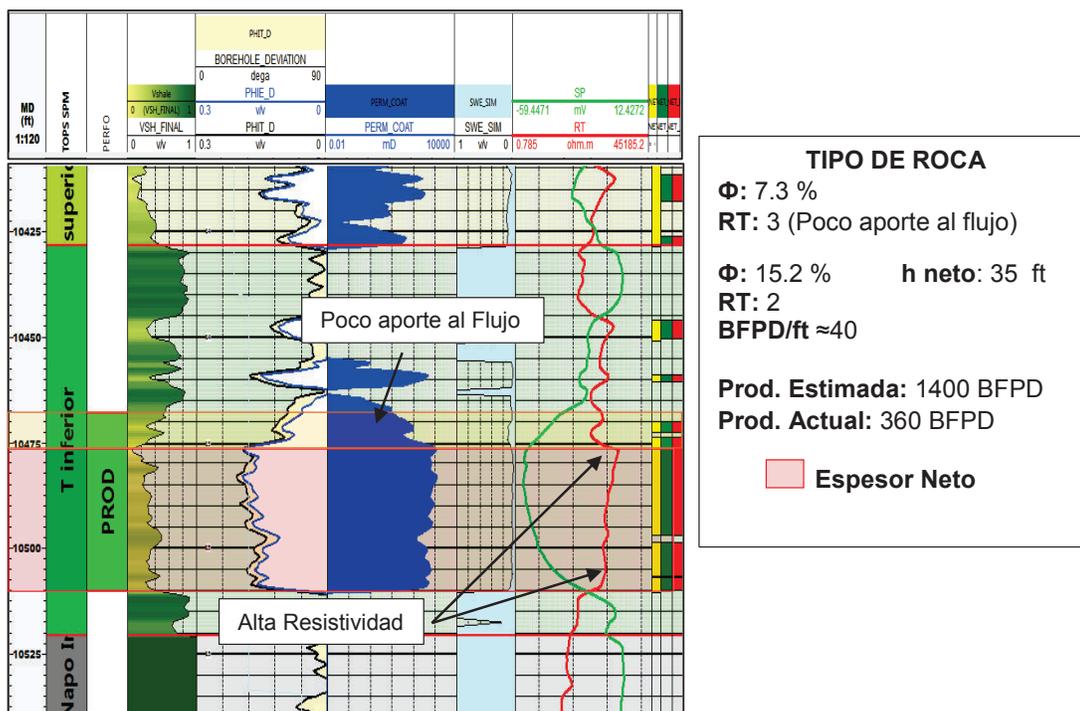
El pozo ORELLANA-095 es un pozo direccional perforado en mayo de 2011 y completado en Junio del mismo año, para producir en el siguiente intervalo de la arena T inferior:

T inferior: 10468' - 10510' (42 ft MD) @ 5 DPP

Hasta la fecha el pozo presenta 2 trabajos de reacondicionamiento para simples cambios de bomba en la misma arena, La producción inicial promedio del pozo fue de 1100 BFPD con bajo corte de agua (2%) actualmente el pozo tienen un equipo BES PF FLEX-10 y se encuentra fuera de servicio por un problema eléctrico en el equipo BES.

3.3.3.2. Evaluación Petrofísica

FIGURA 3.18 ANÁLISIS PETROFÍSICO POZO ORELLANA-095 "T INFERIOR"



FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

La arena T inferior muestra un cuerpo saturado de petróleo con buenas propiedades petrofísica y tiene un espesor disparado de 42 ft-MD, el cual está formado por 2 zonas:

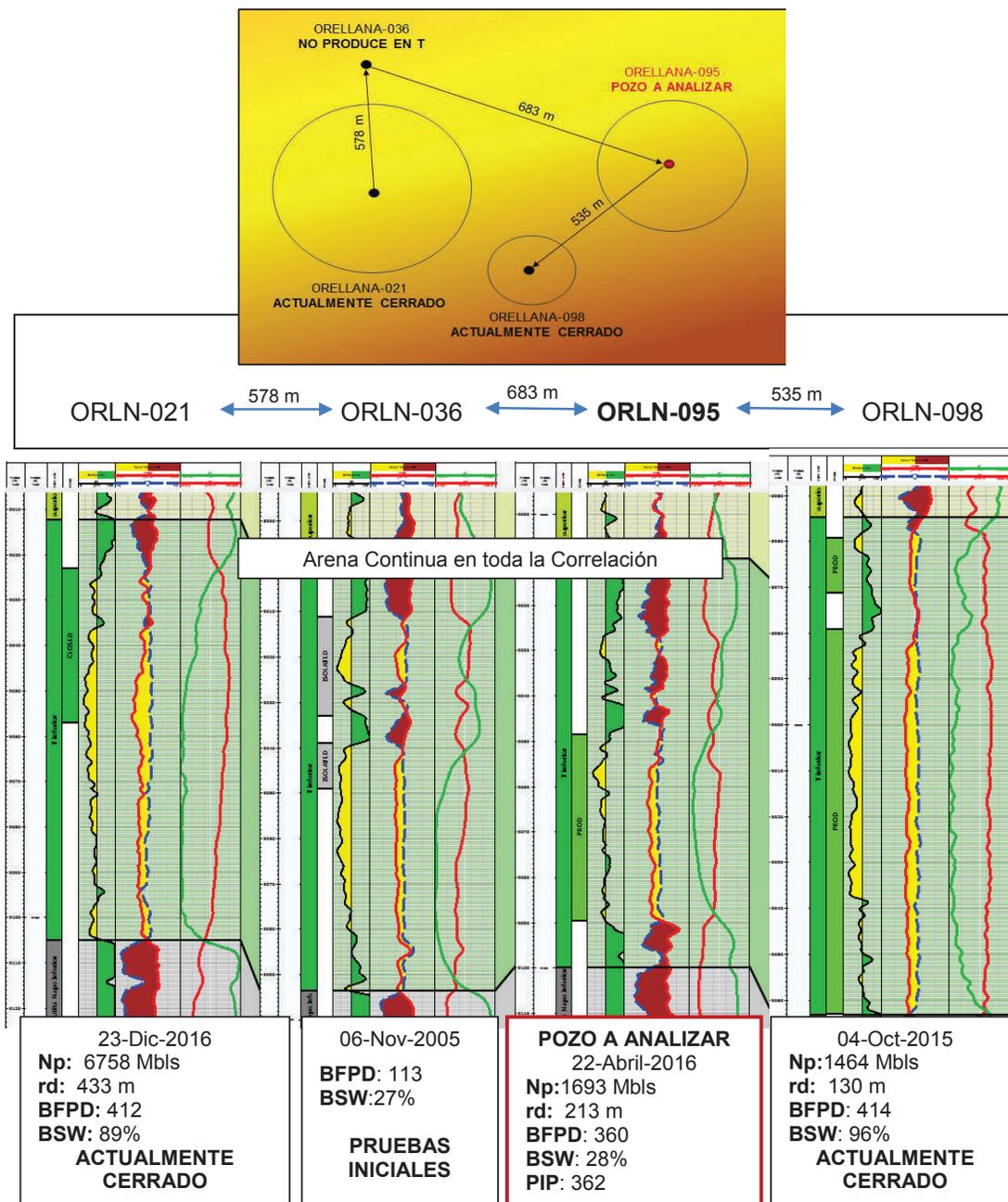
El intervalo superior de mala calidad, presenta un espesor neto de aproximadamente 5 ft en TVD, con una porosidad efectiva promedio de 7.3% y tipo de roca 3 la cual contribuye poco o nada al flujo.

El intervalo inferior de muy buena calidad tiene, un espesor neto de 35 ft, una porosidad promedio de 15.2%, tipo de roca 2 y una resistividad de 190 a 250 ohm.m

(Alta saturación de Crudo) y acorde al registro de resistividad no se evidencia un claro contacto agua petróleo (OWC) ver figura 3.19.

3.3.3.3. Correlación Estructural

FIGURA 3.19 CORRELACIÓN ESTRUCTURAL POZO ORELLANA-095 ARENA T INFERIOR



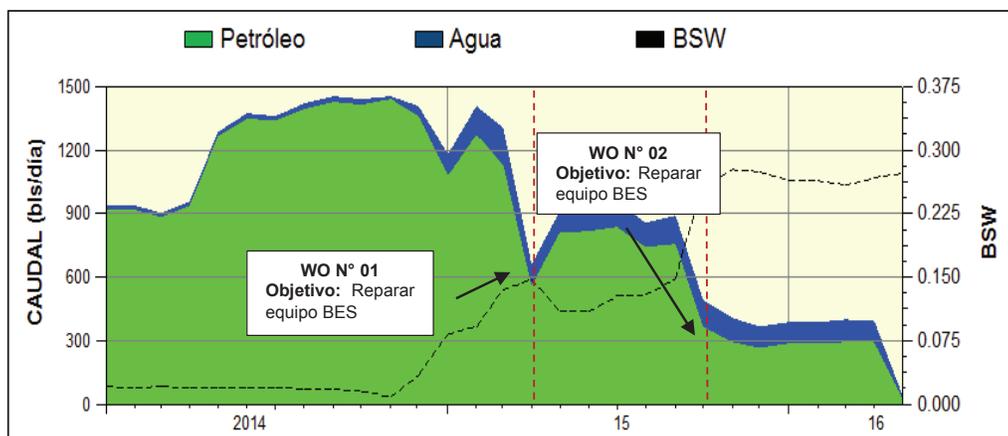
FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

La arena T inferior presenta continuidad en toda la correlación estructural (Registro GR), posee buenas propiedades petrofísicas en los pozos ORLN-098, ORLN-036 y ORLN-021. Actualmente el pozo analizado no tiene pozos vecinos que estén produciendo en la misma área, por lo cual el pozo tiene una buena oportunidad para continuar drenando reservas de la arena T inferior, los pozos vecinos de la correlación fueron cerrados por alto BSW lo cual hay que tomar en cuenta para el futuro desarrollo del pozo.

3.3.3.4. *Historial de Producción*

FIGURA 3.20 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO ORELLANA-095D



FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

El historial de producción del pozo (Ver figura 3.21) muestra 2 declinaciones, las cuales están asociadas a un incremento en el BSW y estos a su vez a los trabajos de reacondicionamiento previos realizados en el pozo, el pozo tiene una última producción reportada de 360 BFPD con 28% de BSW. El yacimiento posee un potencial de producción de 1400 BFPD, lo cual es verídico ya que en el año 2014 tuvo una producción aproximada al valor calculado utilizando el tipo de roca.

Es importante entender que este yacimiento no podrá alcanzar su potencial máximo de producción ya que el yacimiento ha estado produciendo por varios años a caudales de petróleo mayores a 1000 BFPD y ya ha acumulado 1,693 millones barriles de petróleo. Por lo cual esta caída en producción podría deberse a que el pozo se está quedando sin reservas para drenar, ver el radio de drenaje del pozo mostrado en la figura 3.20.

3.3.3.5. Caracterización del daño de formación y selección del tratamiento

Este daño de formación pudo haber sido generado por: las características de los fluidos de control (Cloruro de Potasio KCl) utilizados en los trabajos de reacondicionamiento previos realizados en el pozo y a las bajas presiones de yacimiento que existen en estas formaciones (Arenas U y T de la formación Napo).

Los fluidos de control utilizados en los trabajos de reacondicionamiento desestabilizaron las arcillas presentes en la formación (Ver Anexo 5), además se evidencia un aumento en el BSW lo cual genera una caída en producción. Este daño de formación se debe a un bloqueo por agua, esto también está asociado a las características de los fluidos de control utilizados previamente.

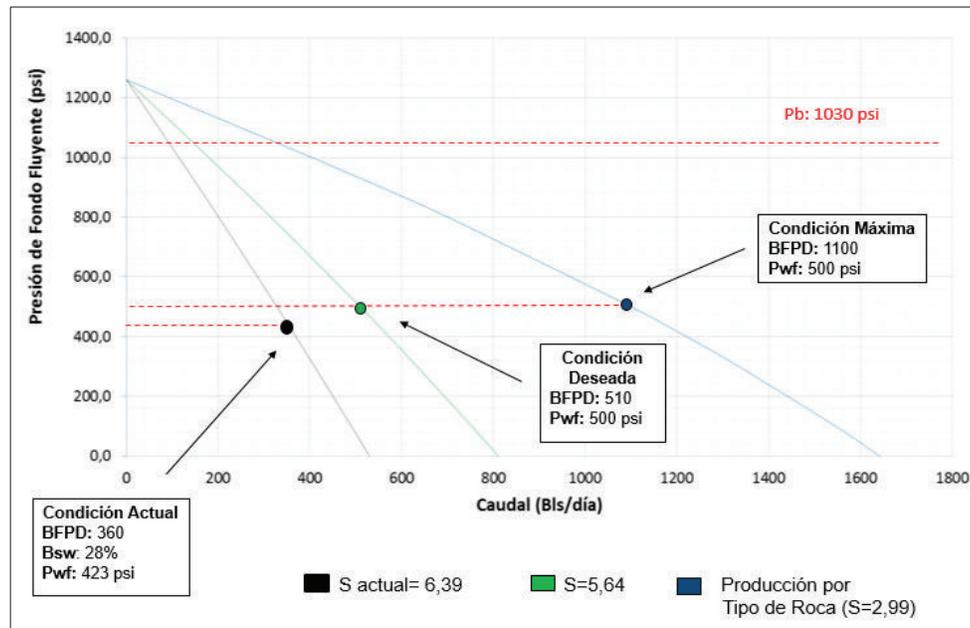
El tratamiento a utilizar en este yacimiento es, CleanSWEEP I para eliminar el daño por: cambios en la mojabilidad natural de la roca y bloqueos por agua. Ácido acético al 10% para eliminar cualquier depósito orgánico o incrustación calcárea presente en la formación y OCA XP para eliminar el daño asociado a la desestabilización de las arcillas, además es indispensable el uso de un divergente OilSEEKER con el objetivo de distribuir de manera homogénea el tratamiento a lo largo de todo el intervalo a estimular.

3.3.3.6. Análisis Nodal y de sensibilidad del Skin

TABLA 3.6 RESUMEN DE PARÁMETROS PARA TRABAJO DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL POZO ORELLANA-095

ANÁLISIS NODAL		PVT: ORLN-116 TI		DISEÑO DE EQUIPO BES	
Equipo	TD1000	P. Burbuja (psi)	1013	Q deseado	1100
Q (BFPD)	360	T° Yacim. (°F)	221	Q @ 1 año	510
Pwf (psi)	423	Uo (cp)	2,69	Equipo	D1150N + (2) D1050N
Pr (psi)	1260	API	22,1	N° Etapas	130+100+126
BSW (%)	28	GOR (scf/STB)	174	Prof. Intake (ft)	9696
K (mD)	130	GE. Gas	0,83	P. Head (psi)	10
H neto (ft)	35	GE. Agua	1,03	Extras	Separador + Manejador Gas
TRATAMIENTO QUÍMICO		CleanSWEEP I + ÁCIDO ACÉTICO 10% + OCA XP + OILSEEKER			

ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

FIGURA 3.21 POTENCIAL DE PRODUCCIÓN POZO ORELLANA-095

FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

El análisis post trabajo de estimulación (Ver Anexo 10) determinó que, el pozo alcanzó un IP de 1.24 BFPD/psi con un BSW de 28%. El pozo actualmente se encuentra produciendo 640 BFPD bajo la presión de burbuja por lo cual fue necesario incluir en el diseño del equipo BES un separador y manejador de gas para evitar inconvenientes en el desempeño del equipo BES, la frecuencia operativa del equipo es de 55 Hz, no se puede incrementar frecuencia en el equipo por bajo nivel de PIP (Ver Anexo 10).

Conclusión: El pozo no alcanza el potencial de 1400 BFPD estimado por el tipo de roca debido: al volumen total de petróleo producido (N_p) y sobre todo a la baja presión en el yacimiento ($P_r = 1260$ psi).

3.3.4. POZO: COCA-024 (T INFERIOR)

Desafío: Re establecer la producción en un pozo cerrado, mediante trabajos de Estimulación Matricial.

3.3.4.1. Historial de Intervención

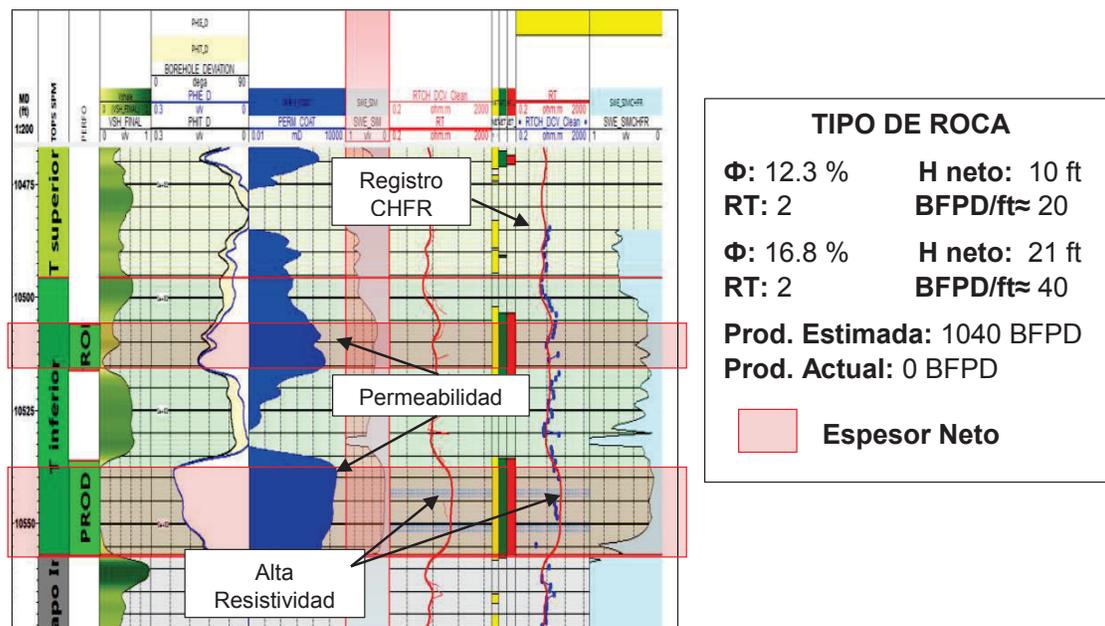
El pozo COCA-024, es un pozo direccional perforado y completado en Mayo de 2009 con una completación selectiva para producir de las arenas Ui y Ti: Finalmente se decidió dejar el pozo produciendo en la arena T inferior en los siguientes intervalos:

Arena "Ti": 10506' - 10516' (10 MD-ft) @ 5DPP
10536' - 10557' (21 MD-ft) @ 5 DPP

El equipo equipo BES utilizado para producir la arena T Inferior fue un equipo TD-1200. Hasta la fecha el pozo presenta 2 trabajos de reacondicionamiento para simples cambios de bomba, actualmente posee una completación para bombeo Hidráulico, en Julio de 2012 el pozo COCA-024 es cerrado por bajo aporte con una última producción reportada de 120 BFPD.

3.3.4.2. Análisis petrofísico

FIGURA 3.22 ANÁLISIS PETROFÍSICO POZO COCA-024 ARENA T INFERIOR



FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

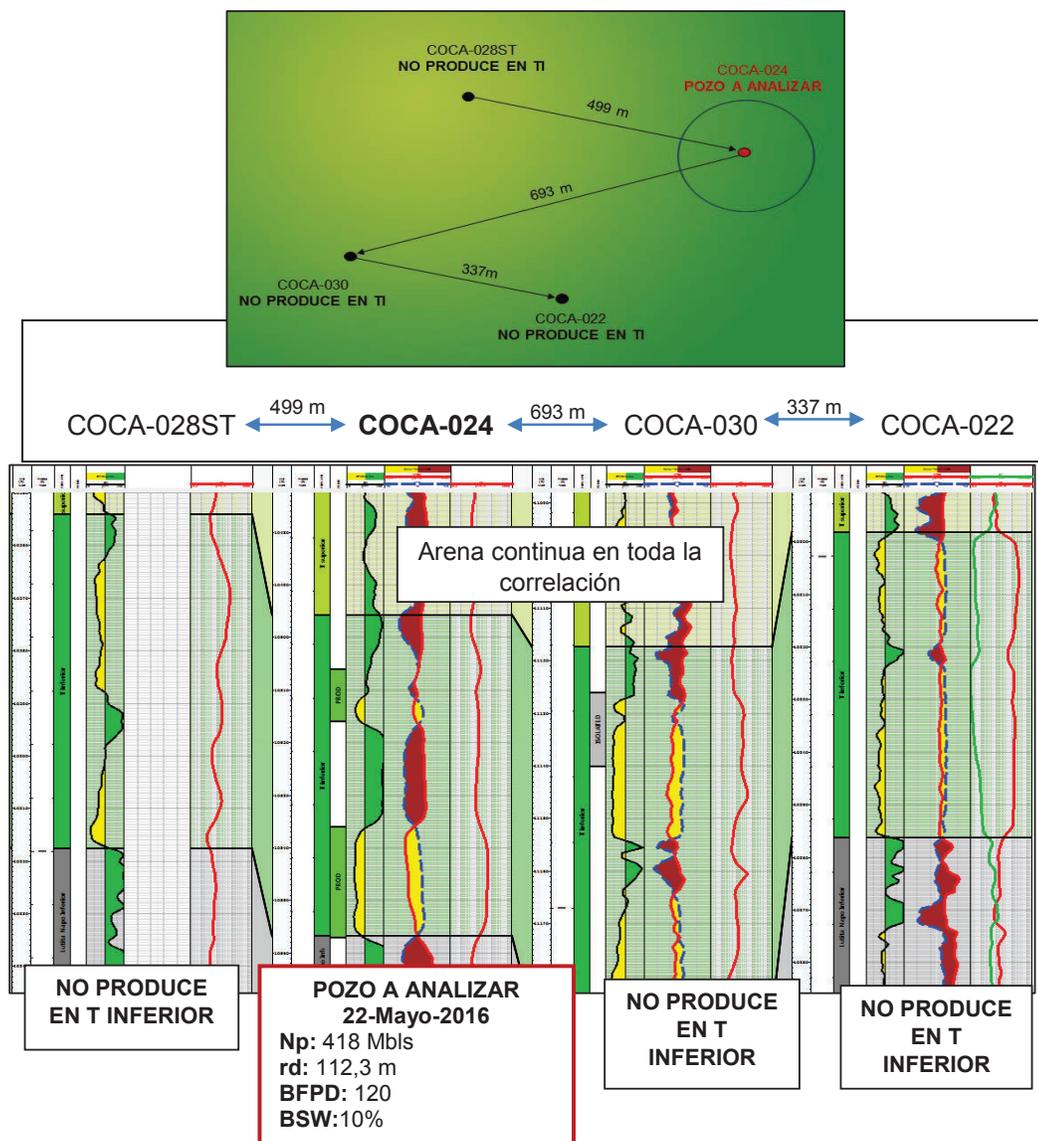
La arena T inferior muestra 2 cuerpos, un primario ubicado en la parte inferior (10536' - 10557' MD-ft) con un espesor neto de 21 ft-TVD, con una porosidad aproximada de 16.8%, con tipo de roca 2 y una resistividad de 150 ohm.m. El

segundo cuerpo está ubicado en la parte superior (10506' - 10516' MD-ft) es de menor calidad comparado con el anterior, tiene un espesor neto de 10 ft-TVD y una porosidad promedio de 12.3%, con tipo de roca 2 degradada.

El potencial de producción estimado acorde a su petrofísica para ambos intervalos es de 1040 BFPD y siendo la última producción reportada del pozo después del cierre de 120 BFPD, es evidente la existencia de un posible daño de formación.

3.3.4.3. Correlación Estructural

FIGURA 3.23 CORRELACIÓN ESTRUCTURAL POZO COCA-024



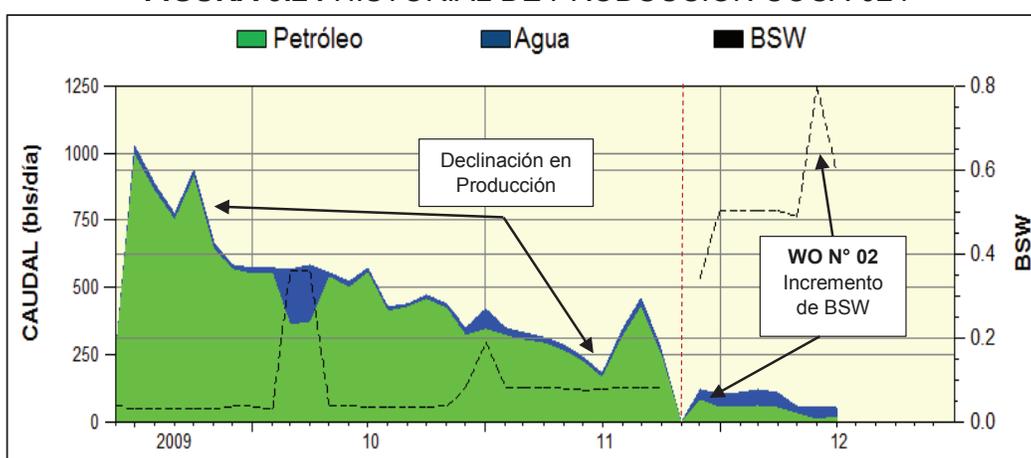
FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

La arena T inferior presenta 2 cuerpos, los cuales se manifiestan de mejor manera hacia los pozos COCA-024 y COCA-030, la arena T inferior es continua en toda la correlación, pero la calidad de roca disminuye a medida que se aleja del pozo analizado. Actualmente no tiene pozos que produzcan en la misma area y teniendo una resistividad mayor a 100 ohm.m (Ver figura 3.23) y un radio de drenaje de 112 m es evidente que el pozo tiene buena oportunidad para drenar una gran cantidad de reservas provenientes de la arena T inferior.

3.3.4.4. *Analisis de producción*

FIGURA 3.24 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN COCA-024



FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

El historial de producción del pozo muestra una disminución paulatina de producción, mientras que el BSW ha permanecido estable durante casi toda la vida productiva del pozo, aumentando drásticamente después del trabajo de reacondicionamiento N° 02 (Ver figura 3.25) cuyo objetivo fue cambiar el sistema de levantamiento artificial de eléctrico a hidráulico. La última producción reportada del pozo fue de 120 BFPD y tiene un potencial de aproximadamente 1040 BFPD.

3.3.4.5. *Caracterización del daño y selección del tratamiento*

Este tipo de daño de formación está asociado a la migración de finos (Arcillas), el cual se ha generado durante toda la vida productiva del pozo, el daño también está asociado al trabajo de reacondicionamiento N° 02 en el cual se observa un incremento considerable en el BSW. Este incremento en el BSW puede deberse a cambios en la mojabilidad de la roca o a un bloque por agua.

El tratamiento a utilizar en este yacimiento es: CleanSWEEP I para eliminar el daño debido a cambios en la mojabilidad de la roca y bloqueos por agua. Ácido Acético al 10% para eliminar cualquier depósito orgánico presente en la formación. OCA XP para eliminar el daño asociado a la migración o desestabilización de arcillas. Además es indispensable el uso de un divergente Oil SEEKER con el objetivo de distribuir de forma homogénea el tratamiento en los intervalos a estimular, ya que los dos intervalos que se pretenden estimular presentan diferentes propiedades petrofísicas (Permeabilidad) ver figura 3.23.

Nota: Antes de realizar este trabajo es importante correr un registro CHFR³¹ en el pozo, con el objetivo de determinar la saturación actual de petróleo, ya que el pozo al estar cerrado por 4 años es posible que el agua haya avanzado y la saturación de petróleo también haya cambiado, los resultados de este registro se pueden observar en el figura 3.23.

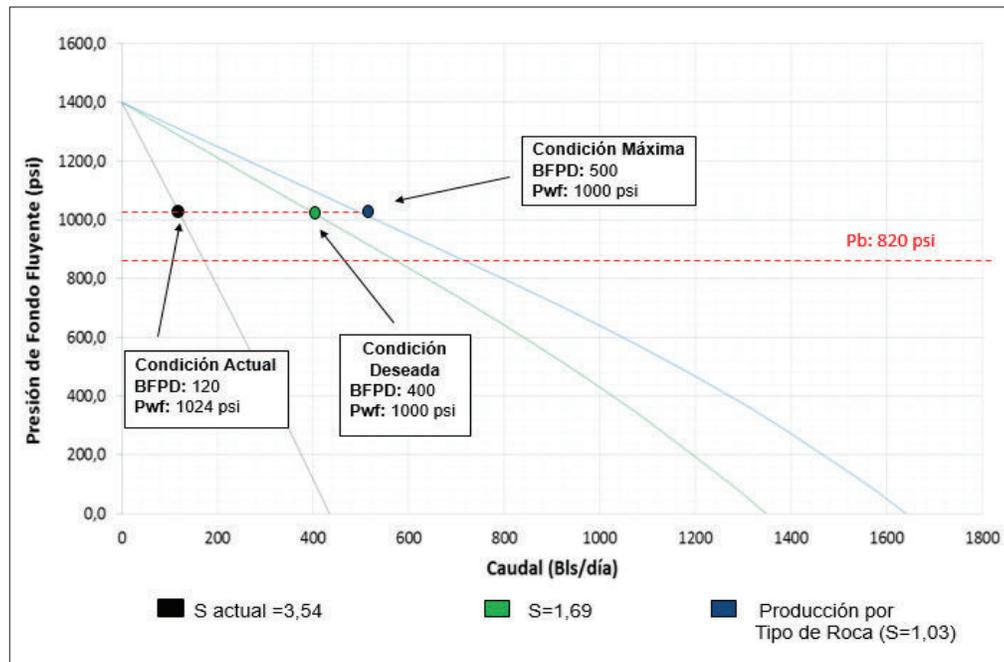
3.3.4.6. Análisis Nodal y de sensibilidad del Skin

TABLA 3.7 RESUMEN DE PARÁMETROS PARA TRABAJO DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL POZO COCA-024

ANÁLISIS NODAL		PVT		DISEÑO DE EQUIPO BES	
Equipo	10J	P. Burbuja (psi)	820	Q deseado	800
Q (BFPD)	120	T° Yacim. (°F)	201	Q @ 1 año	600
Pwf (psi)	1024	Uo (cp)	3.03	Equipo	D800N
Pr (psi)	1400	API	17.8	N° Etapas	134+134
BSW (%)	40	GOR (scf/STB)	183	Prof. Intake (ft)	9050
K (mD)	142	GE. Gas	1.13	P. Head (psi)	50
H neto (ft)	31	GE. Agua	1.03	Extras	Camisa de refrigeración + Manejador de Gas
TRATAMIENTO QUÍMICO		CleanSWEEP I+ ÁCIDO ACÉTICO 10% + OCA XP + OILSEEKER			

ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

³¹ CHFR:(Cased Hole Formation Resistivity) Registro para determinar la resistividad de la formación en pozo entubados.

FIGURA 3.25 POTENCIAL DE PRODUCCIÓN ESTIMADO POZO COCA-024

ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

El análisis post trabajo de Estimulación (Ver anexo 10) determinó que, el pozo mejoró su potencial de producción alcanzando un IP de 1.09 BFPD/psi y el BSW bajo de 40% a 8%. El pozo actualmente esta produciendo 505 BFPD con un equipo BES D800N a una frecuencia operativa de 53 Hz.

Nota: El yacimiento alcanzó su potencial de producción estimado por el tipo de roca (1040 BFPD), pero no es posible alcanzar dicho potencial porque es imposible incrementar frecuencia en el equipo BES por bajo nivel de PIP (Ver anexo 10). Esto como consecuencia a la poca sumergencia que posee el equipo electrosumergible, no es posible aumentar la profundidad de asentamiento del equipo BES debido a la completación selectiva que actualmente posee el pozo (Ver Anexo 3).

3.3.5. POZO ORELLANA-083 (T INFERIOR)

Desafío: Primer piloto para determinar la eficiencia de los trabajos de estimulación matricial en yacimientos de baja presión de reservorio (Pr: 1060 psi).

3.3.5.1. *Historial de Intervenciones*

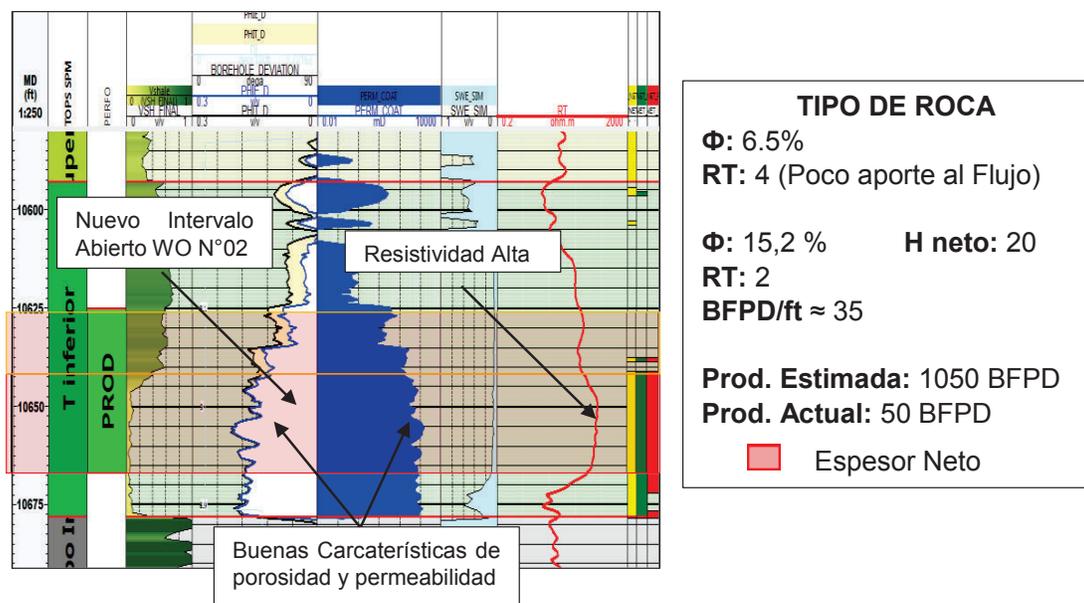
El pozo ORELLANA-083 es un pozo direccional perforado y completado el 19 de Octubre de 2010 para producir de la arena Hollín Inferior. En enero de 2015 se hace una optimización aislando la formación Hollín inferior y punzonando un nuevo intervalo en T inferior. Finalmente en abril de 2016 se realizó un trabajo de optimización a la arenisca T inferior cuyo objetivo fue, abrir un nuevo intervalo de mejores características petrofísicas (Ver Figura 3.27) y redisparar parte el intervalo actual.

T inferior: 10625' - 10634' (9 ft-MD) @ 5 DPP
 10634' - 10650' (15 ft-MD) @ 10 DPP (Redisparado WO N°02)
 10650' - 10667' (17 ft-MD) @ 10 DPP (Disparado WO N° 02)

Después del trabajo de reacondicionamiento el pozo queda fuera de producción por alta temperatura en el motor.

3.3.5.2. *Evaluación Petrofísica*

FIGURA 3.26 ANÁLISIS PETROFÍSICO POZO ORELLANA-083 ARENA T INFERIOR



FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

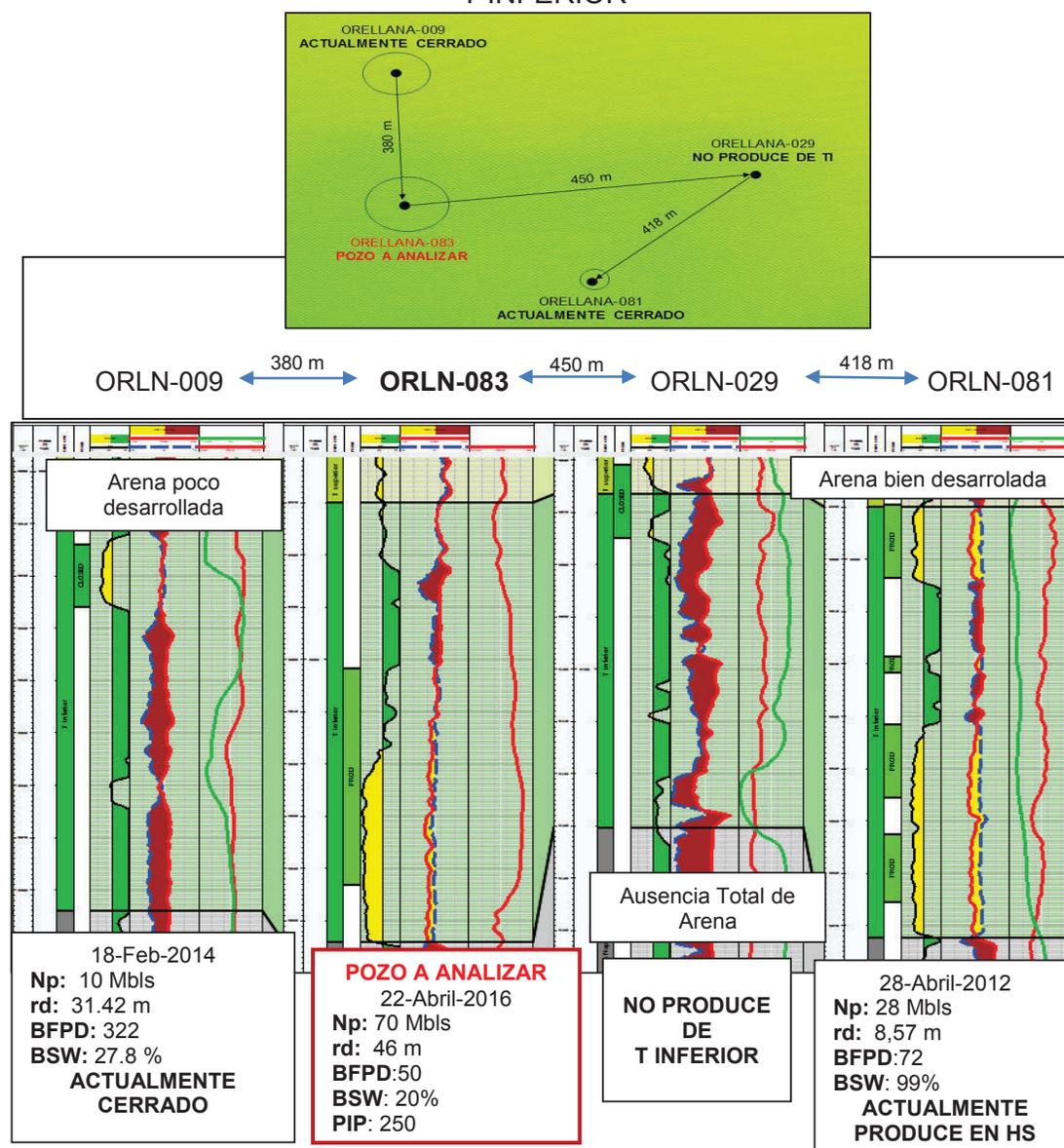
ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

La arena T inferior presenta un cuerpo saturado de petróleo con buenas propiedades petrofísica y un espesor disparado de 42 ft-MD, el cual está formado por 2 zonas: El intervalo superior de mala calidad, presenta un espesor neto de

aproximadamente 15 ft en TVD, con una porosidad efectiva promedio de 6.5 % y tipo de roca 4 la cual contribuye poco o nada al flujo.

El intervalo inferior de muy buena calidad tiene, un espesor neto de alrededor de 20 ft, una porosidad promedio de 15.2%, tipo de roca 2 y una resistividad de 158 ohm.m (Alta saturación de Crudo). El potencial de producción estimado para este pozo es de 1050 BFPD, es importante entender que este yacimiento no podrá alcanzar esa producción ya que no tiene suficiente energía ($P_r = 1060$ psi).

FIGURA 3.27 CORRELACIÓN ESTRUCTURAL POZO ORELLANA-083 ARENA "T INFERIOR"



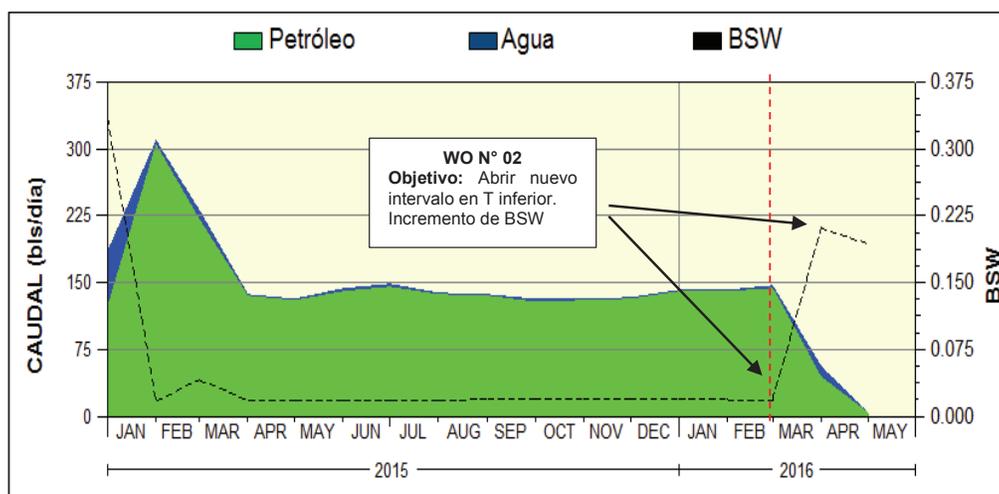
FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

La arena T inferior presenta buenas propiedades petrofísicas en los pozos ORLN-083, ORLN-081 y una ausencia total de arena hacia el pozo ORLN-029. Actualmente el pozo analizado no tiene pozos vecinos que se encuentren produciendo en la misma área. El pozo tiene una buena oportunidad para continuar drenando la mayor cantidad de reservas de la arena T inferior hacia el pozo ORLN-081. Los pozos ORLN-029 y 083 presentan un BSW menor al 30% mientras que el pozo ORLN-081 presenta un BSW mayor al 99% dando a entender que el agua proviene de esta área. Por lo cual es probable que el BSW tienda a incrementar después del trabajo que se pretende realizar en el pozo. Finalmente la última producción del pozo ORLN-029 fue de 322 BFPD con menor calidad y espesor de arena que el pozo analizado.

3.3.5.3. Análisis de Producción

FIGURA 3.28 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN ORELLANA-083



FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

El historial de producción del pozo (Ver figura 3.29) muestra que la mayor parte de su vida productiva mantuvo una producción de 140 BFPD con un BSW de 2% y con un tipo de roca 3, en el trabajo de reacondicionamiento N° 02 la producción declina hasta alcanzar una producción de 50 BFPD y se observa aumento de BSW hasta un 20%, esto muestra de forma evidente un daño asociado al último trabajo de reacondicionamiento realizado en el pozo.

3.3.5.4. Caracterización del daño de formación y selección del tratamiento

Este daño de formación pudo haber sido generado por las características de los fluidos de control (Cloruro de Potasio KCl, 8.37 lpg, 37 sacos) utilizados en el último trabajo de reacondicionamiento realizado en el pozo.

Los fluidos utilizados pudieron haber desestabilizado las arcillas presentes en la formación (Ver Anexo 5). Además en la figura 3,29 se puede observar un aumento en el BSW lo que a su vez genera una caída en producción. Este daño de formación se asocia a un bloqueo por agua o cambios en la mojabilidad natural de la roca, esto también está asociado a las características de los fluidos de control utilizados en los trabajos previos.

El tratamiento a utilizar en este yacimiento es: CleanSWEEP I para eliminar el daño por bloqueos de agua. Ácido acético al 10% para eliminar cualquier depósito orgánico presente en la formación. OCA XP para eliminar el daño asociado a la desestabilización de las arcillas, además es indispensable el uso de un divergente OilSEEKER con el objetivo de distribuir de manera homogénea el tratamiento a lo largo de todo el intervalo a estimular ver gráfico 3.27.

3.3.5.5. Análisis Nodal y de sensibilidad del Skin

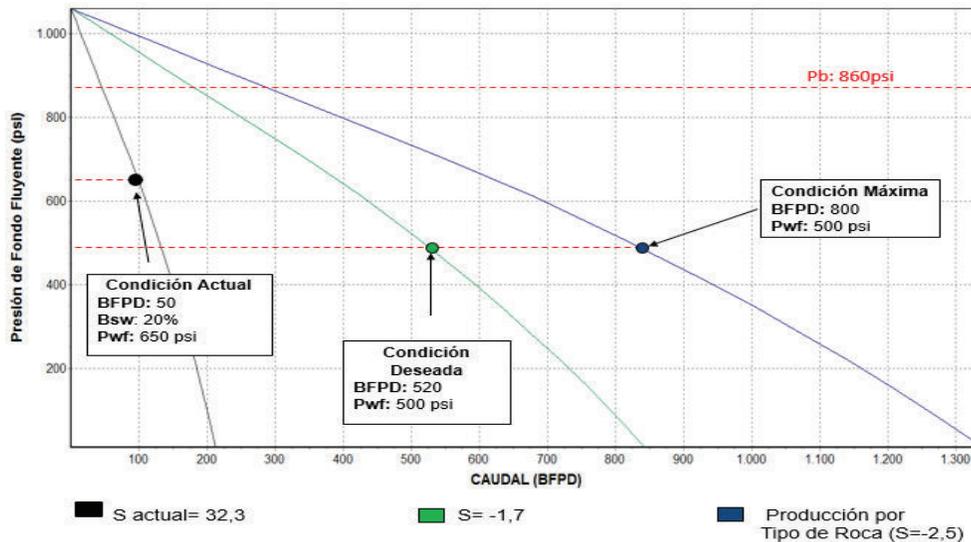
TABLA 3.8 RESUMEN DE PARÁMETROS PARA TRABAJO DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL POZO ORELLANA-083

ANÁLISIS NODAL		PVT: ORLN-123 TI		DISEÑO DE EQUIPO BES	
Equipo	D1050N	P. Burbuja (psi)	860	Q deseado	500
Q (BFPD)	50	T° Yacim. (°F)	210	Q @ 1 año	300
PIP (psi)	250	Uo (cp)	1,63	Equipo	D1050N
Pr (psi)	1060	API	23,6	N° Etapas	134+134
BSW (%)	20	GOR (scf/STB)	270	Prof. Intake (ft)	9511
K (mD)	221	GE. Gas	0,891	P. Head (psi)	50
H neto (ft)	33.5	GE. Agua	1,03	Frecuencia	60 Hz
TRATAMIENTO QUÍMICO		CleanSWEEP I + ÁCIDO ACÉTICO 10% + OCA XP + OILSEEKER			

FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

FIGURA 3.29 POTENCIAL DE PRODUCCIÓN ESTIMADO
POZO ORELLANA-083



ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

El análisis realizado post trabajo de estimulación (Ver anexo 10) determinó que el pozo alcanzó un IP de 0.75 BFPD/psi con un BSW de 20%. El pozo actualmente se encuentra produciendo 420 BFPD bajo la presión de burbuja por lo cual fue necesario incluir en el diseño del equipo BES un separador, manejador de gas y una camisa de refrigeración, para evitar inconvenientes en el desempeño del equipo BES, la frecuencia operativa del equipo es de 60 Hz, no se puede incrementar frecuencia por la gran cantidad de gas (GOR=270 (scf/STB)) que posee este yacimiento.

Nota: El yacimiento no alcanzó su potencial máximo de producción estimado por su tipo de roca (1050 BFPD). Esto se debe en gran parte a la baja presión que actualmente tiene el yacimiento (Pr=1060 psi) el cual no permite que el pozo alcance su potencial máximo.

Recomendación: Tener cuidado al momento de realizar el control de pozo, no llenar completamente el pozo ni realizar circulación de fluido, tomar echometer³² y en función al nivel de fluido presente en la columna, utilizar la cantidad de fluido de control necesaria para equalizar la presión generada por: la columna de fluido y la

32 Echometer: Sistema diseñado para medir el nivel de fluido presente en el anular del pozo y así determinar la presión en el fondo del pozo.

presión generada por el fluido de control a utilizarse, de esta manera se puede evitar el contacto del fluido de control con la formación evitando la generación de un nuevo daño de formación.

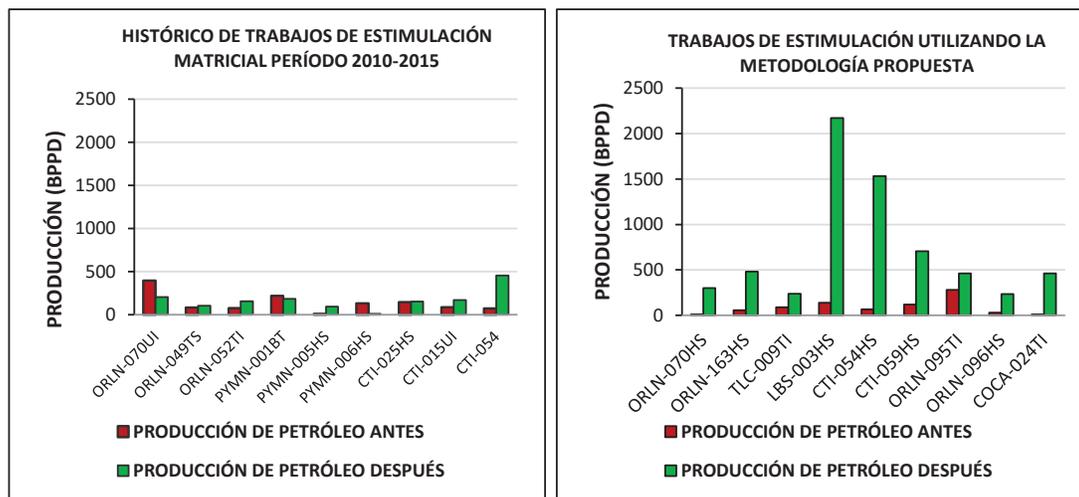
3.4. RESULTADOS FINALES

En esta parte del capítulo se realiza una evaluación de todos los trabajos de estimulación matricial realizados aplicando la metodología desarrollada en este proyecto.

3.4.1. PRODUCCIÓN ANTES Y DESPUÉS DE APLICAR LA METODOLOGÍA DE TRABAJO

En la figura 3.31 se muestra una comparación antes y después de aplicar la metodología propuesta en este proyecto. En esta es evidente observar el incremento en la eficiencia al momento de seleccionar los pozos candidatos para trabajos de Estimulación Matricial, lo cual se ve reflejado en los incrementales de producción obtenidos post trabajo de estimulación matricial, dando por exitosa la metodología que se propone en este documento.

FIGURA 3.30 PRODUCCIÓN ANTES Y DESPUÉS DE APLICAR LA METODOLOGÍA DE TRABAJO

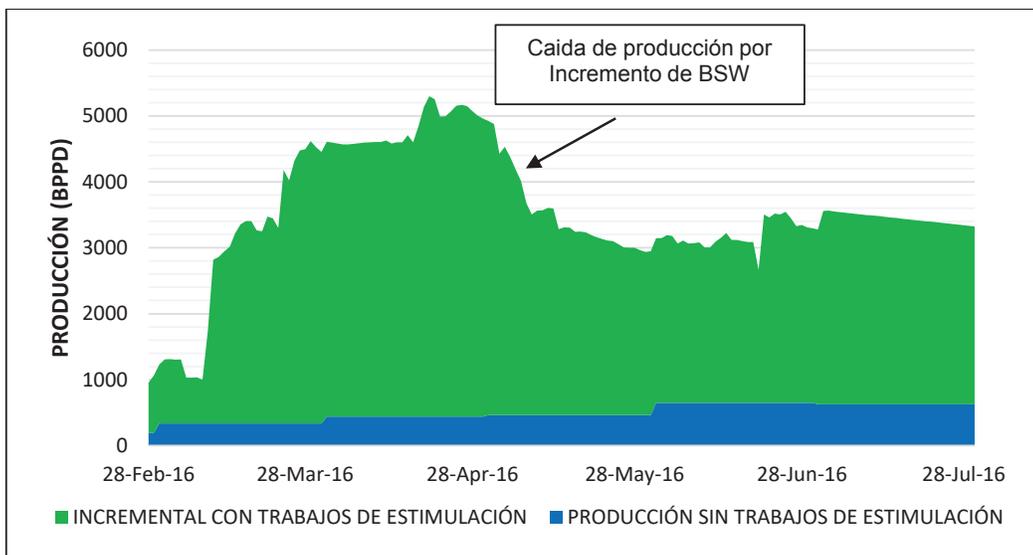


ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

Finalmente con los casos analizados previamente en este documento se concluye que: cualquier pozo puede ser candidato para un trabajo de Estimulación Matricial, siempre que se aplique la metodología que aquí se propone.

3.4.2. IMPACTO EN PRODUCCIÓN DE LOS TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL

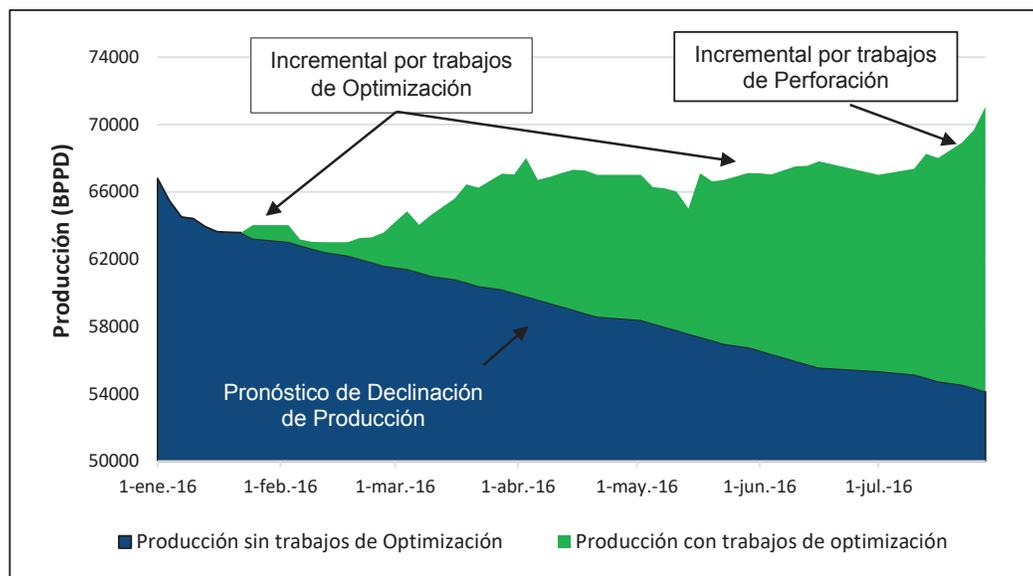
FIGURA 3.31 IMPACTO EN PRODUCCIÓN DE LOS TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL



FUENTE: Shaya Ecuador S.A., 2016

ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

FIGURA 3.32 IMPACTO EN PRODUCCIÓN DE LOS TRABAJOS DE OPTIMIZACIÓN APLICANDO LA METODOLOGÍA



FUENTE: Petroamazonas EP, 2016

ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

En el primer semestre del año 2016 se realizaron 9 trabajos de Estimulación Matricial en diferentes pozos, los cuales fueron seleccionados aplicando la metodología propuesta en este documento.

Los trabajos de Estimulación Matricial realizados en el activo Orellana generaron un incremental en producción mayor a 5 mil barriles de petróleo por día, para finalmente estabilizarse en más de 3 mil barriles de petróleo por día (Ver figura 3.32).

Las propuestas de optimización realizadas en el Activo Orellana utilizando la metodología propuesta en este documento, permitieron que el Activo alcance una producción de más de 68.000 barriles de petróleo por día, si bien este incremento en producción no es tan grande, pero ha permitido reducir la declinación natural que tenía el Activo antes de realizar los trabajos propuestos (Ver gráfico 3.33).

Entre los trabajos de optimización realizados utilizando esta metodología se tiene: trabajos de Estimulación Matricial, Recañoneos, Fracturas y Cambios de Zona,

FIGURA 3.33 CURVAS IPR PRE Y POST TRABAJO DE ESTIMULACIÓN

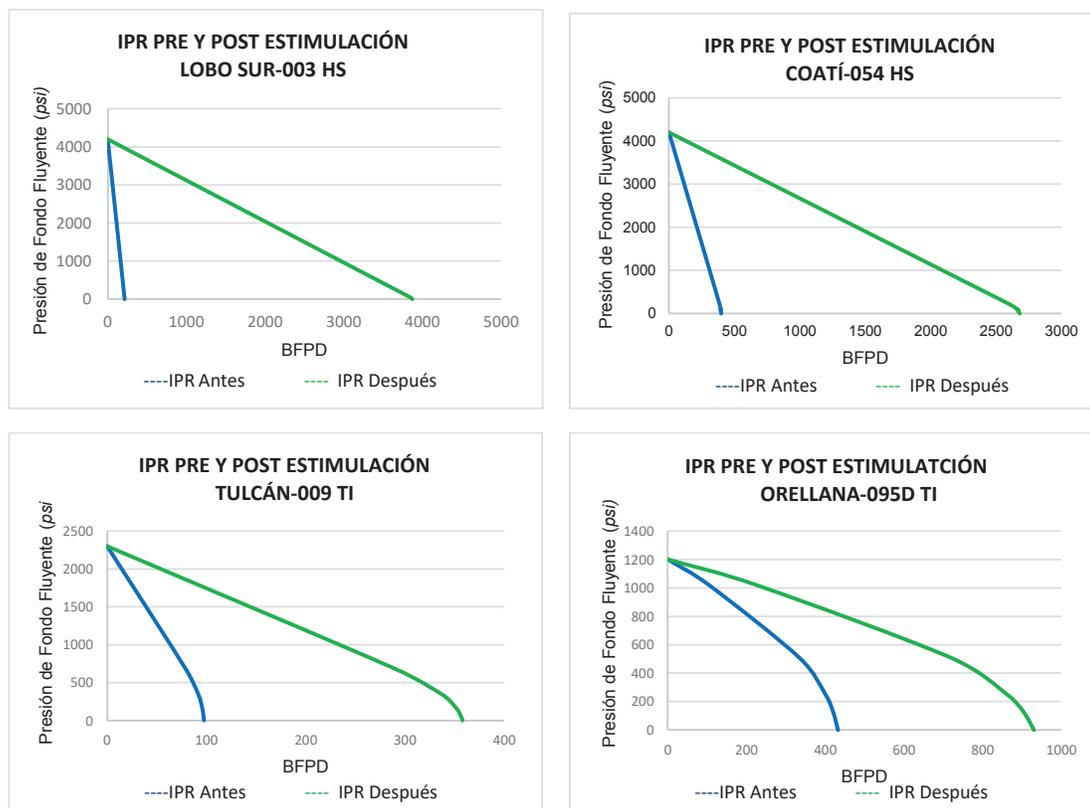
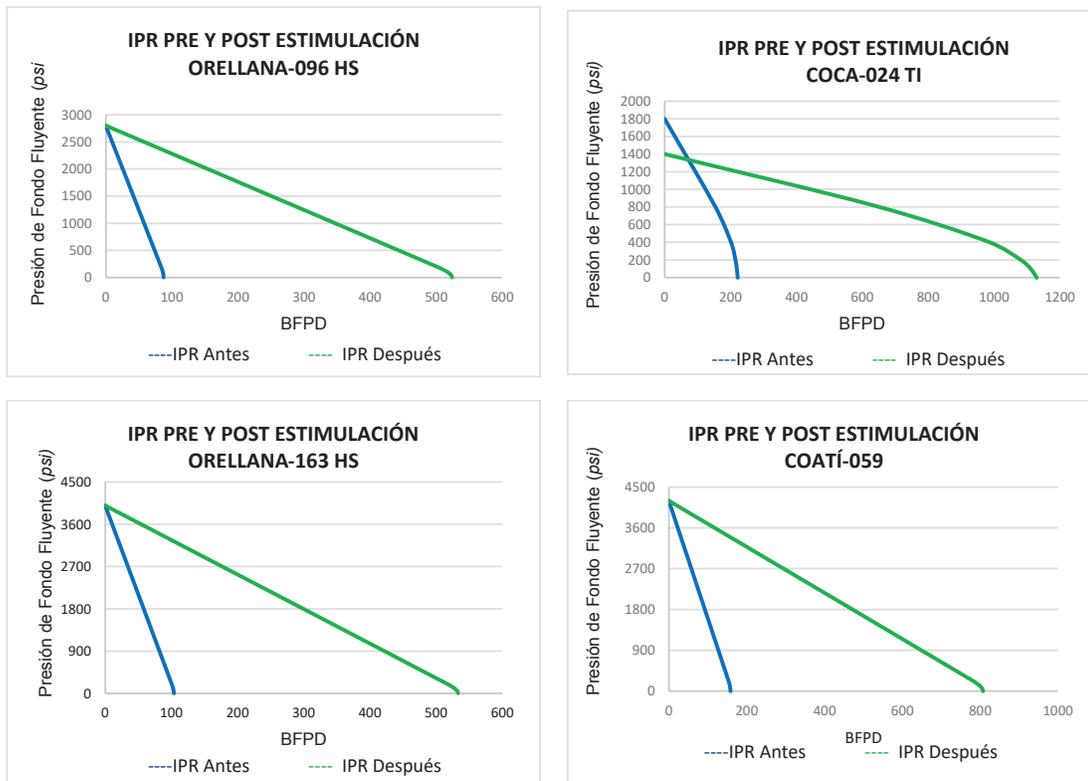


FIGURA 3.34 CURVAS IPR PRE Y POST TRABAJO DE ESTIMULACIÓN (CONTINUACIÓN)



FUENTE: Shaya Ecuador S.A., 2016

ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

Finalmente con la figura 3.34 se demuestra claramente, el efecto que tienen los trabajos de Estimulación Matricial sobre los índices de productividad (Curvas IPR) además de la eficiencia que tiene estos trabajos y el impacto que generan sobre la producción total y si se desarrollasen campañas para aumentar estos trabajos se podría incrementar aún más la producción de petróleo de los campos pertenecientes al Activo Orellana.

Finalmente en la tabla 3.9 se muestra un resumen con toda la información importante de cada uno de los pozos analizados en este proyecto.

TABLA 3.9 RESUMEN DE TRABAJO DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL ACTIVO ORELLANA

PARÁMETROS DEL RESERVOIRIO					PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN				
POZO	ARENA	Pr (psi)	Pb (psi)	Intervalos Estimulados (ft-MD)	Θ (%)	K (mD)	TIPO DE ROCA	CAUDAL ESTIMADO POR TIPO DE ROCA	Caracterización del Daño
LBS-003	HS	4200	90	11177'-11181' 11190'-11204'	12,3 17,3	190 721	2 1	2430	Taponamiento por Migración de Finos (Arcillas)
CTI-054	HS	4200	135	11391'-11414'	13 a 18,3	150	1 a 2	1650	Taponamiento por Migración de Finos (Arcillas)
ORLN-096	HS	2800	175	10542'-10545' 10552'-10566'	14,3 11,3	221	2 2	800	Taponamiento por Migración de Finos (Propante), emulsiones y Bloqueo por agua
ORLN-095	TI	1260	1013	10468'-10475' 10475'-10510'	7,3 15,2	130	3 2	1400	Desestabilización de Arcillas y Bloqueo por Agua
COC-024	TI	1800	820	10506'-10516' 10536'-10557'	12,3 16,8	142	2 2	1040	Taponamiento por Migración de Finos (Arcillas) y bloqueo por Agua
ORLN-083	TI	1060	860	10625'-10634' 10634'-10650' 10650'-10667'	6,5 16,5 16,5	221	4 2 2	730	Desestabilización de Arcillas y bloqueo por Agua

PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN PRE Y POST TRABAJO DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL										
POZO	PRODUCCIÓN ANTES				PRODUCCIÓN DESPUÉS				Δ BPPD (Bls/d)	Tratamiento Químico Utilizado
	BFPD (Bls/d)	BPPD (Bls/d)	BSW (%)	IP ($\frac{BFPD}{psi}$)	BFPD (Bls/d)	BPPD (Bls/d)	BSW (%)	IP ($\frac{BFPD}{psi}$)		
LBS-003	162	140	14	0,050	2519	2111	16.2	0,926	1971	ÁCIDO ACÉTICO 10% + OCA XP
CTI-054	97	67	31	0,097	2360	1298	45	0,653	1231	ÁCIDO ACÉTICO 10% + OCA XP
ORLN-096	70	31	56	0,032	495	247	50	0,192	216	CleanSWEEP I + ÁCIDO ACÉTICO 10% + OneSTEP
ORLN-095	360	259	28	0,52	640	460	28	1.24	201	CleanSWEEP I + ÁCIDO ACÉTICO 10% + OCA XP + OILSEEKER
COC-024	0	0	NA	0,154	505	461	8	1,09	465	CleanSWEEP I + ÁCIDO ACÉTICO 10% + OCA XP + OILSEEKER
ORLN-083	50	40	20	0,14	420	366	20	0,75	326	CleanSWEEP I + ÁCIDO ACÉTICO 10% + OCA XP + OILSEEKER

FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

CAPÍTULO 4: ANÁLISIS ECONÓMICO

Para el análisis económico de este proyecto se consideró, los gastos de inversión correspondientes al costo por el trabajo de Estimulación Matricial, costo por barril de petróleo producido, un precio de petróleo constante el cual recibe la empresa prestadora de servicios por cada barril de petróleo extraído y finalmente los impuestos por ley que actualmente exige el país y que la empresa debe contribuir, además se incluye un análisis en función a la central de costos, cada uno de estos factores se detallan en este capítulo.

4.1. INDICADORES DE RENTABILIDAD

El objetivo de este análisis es determinar el beneficio económico obtenido después de aplicar la metodología propuesta en este proyecto, para ello se utilizó los siguientes indicadores de rentabilidad. (Briseño, 2006)

- VAN (Valor Actual Neto)
- TIR (Tasa interna de Retorno)
- PRI (Periodo de Recuperación de la Inversión)
- Relación Beneficio Costo (B/C)

4.1.1. VAN (Valor Actual Neto)

Puede definirse como la diferencia entre los valores actualizados de los ingresos y de los egresos generados por una inversión, este factor proporciona una medida de la rentabilidad del proyecto analizado en valor absolutos. Este valor puede ser obtenido mediante la siguiente expresión. (Briseño, 2006)

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{Ft}{(1-k)^t} - I_0 \quad (4.1)$$

Donde

Ft = Flujo de Caja en cada periodo (MM\$)

I₀ = Valor inicial de la Inversión (MM\$)

n = Número de periodos considerados (Meses)

k = Tasa de Actualización mensual (%)

Los valores para determinar la rentabilidad o no de un proyecto se encuentran en la tabla 4.1.

TABLA 4.1 CONDICIONES DE VIABILIDAD DEL VAN

SI VAN > 0	La inversión es Viable
SI VAN < 0	La inversión no es Viable
SI VAN=0	La inversión es indiferente

Fuente: Briseño,2006

4.1.2. TIR (TASA INTERNA DE RETORNO)

Es la tasa de interés con la cual el valor actual neto es cero. Este valor puede ser obtenido mediante la siguiente expresión (Mochón & Beker, 2006).

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{Ft}{(1 - TIR)^t} - I_0 = 0 \quad (4.2)$$

Donde

Ft = Flujo de Caja en cada periodo (MM\$)

I₀ = Valor inicial de la Inversión (MM\$)

n = Número de periodos considerados

TIR = Tasa interna de retorno cuando VAN=0 (%)

4.1.3. PRI (PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN)

Es un indicador que permite seleccionar un determinado proyecto sobre la base de cuanto tiempo se tardará en recuperar la inversión inicial mediante los flujos de caja. Resulta muy útil cuando se quiere realizar una inversión de elevada incertidumbre y de esta forma se tiene una idea del tiempo que se deberá esperar para recuperar la inversión inicial. (Mochón & Beker, 2006)

4.1.4. RELACIÓN BENEFICIO-COSTO (B/C)

La relación Beneficio/costo está representada por la relación Ingresos / egresos y esta determinada por lo siguiente si: (Mochón & Beker, 2006)

- $B/C > 1$ implica que los ingresos son mayores que los egresos, entonces el proyecto es aconsejable.
- $B/C < 1$ implica que los ingresos son menores que los egresos, entonces el proyecto no es aconsejable.

4.2. ASUNCIONES ECONÓMICAS UTILIZADAS

Para realizar el análisis económico de este proyecto es necesario tener en cuenta ciertos criterios y asunciones entre las que se tienen:

4.2.1. COSTOS POR TRABAJO DE ESTIMULACIÓN

Es la inversión inicial o costo económico, el cual se debe realizar para llevar a cabo el trabajo de Estimulación Matricial, el desglose económico y detallado se encuentra en el tabla 4.2.

TABLA 4.2 AFE TIPO PULLING SIMPLE + ESTIMULACIÓN + EVALUACIÓN

ACTIVIDADES	AFE TIPO (\$)
Renta de taladro de WO (+/- 15 días)	149.131,00
Corrida de tubing	19.008,00
Operaciones de estimulación	171.569,23
Inspección de tubulares boca de pozo	6.833,00
Servicio de slick line	6.666,67
Fluidos de Control de pozo	28.409,04
Unidad de filtración	3.868,00
Spooler	3.707,00
Logística de materiales	1.500,00
Ambulancias	3.158,33
Vacuum	3.032,00
IT & Telecom	2.137,56
Adecuaciones en locación	2.000,00
BES	220.000,00
Tubería de producción y accesorios	40.202,79
Mantenimiento de cabezal	5.000,00
Costo Total	\$ 666.222,62

FUENTE: Shaya Ecuador S.A., 2016

4.2.2. COSTO DE PRODUCCIÓN POR BARRIL

El costo de producción para este proyecto se encuentra en un valor promedio de \$ 4.10 por cada barril de petróleo extraído, esto acorde a datos proporcionados por la empresa prestadora de servicios. (Shaya Ecuador S.A, 2016)

4.2.3. PRECIO POR BARRIL DE PETRÓLEO

El precio por barril de petróleo utilizado para esto proyecto fue de 24 (USD/bl), precio que actualmente recibe la empresa prestadora de servicios por cada barril de petróleo producido. (Shaya Ecuador S.A, 2016)

4.2.4. DECLINACIONES Y PERFILES DE PRODUCCIÓN

Los perfiles de producción fueron calculados mediante el índice de declinación mensual para cada pozo y aplicando la siguiente expresión:

$$Q_t = Q_{inicial} * (1 - d) \quad (4.3)$$

Donde

Q_t = Producción declinada a un periodo de tiempo t (BPPD)

$Q_{inicial}$ = Producción inicial del pozo post trabajo de Estimulación (BPPD)

d = Declinación natural del pozo

Para este proyecto los valores de declinación mensual para cada pozo fueron determinado por el programa OFM y el periodo de tiempo utilizado fue de 18 meses. Periodo en el cual se estima que se volverá a intervenir el pozo.

4.2.5. IMPUESTOS UTILIZADOS

4.2.5.1. *Impuesto sobre las utilidades*

Es el impuesto que la empresa esta obligada a pagar, el cual se aplica en todo el territorio nacional sobre las utilidades de los Estados Financieros al cierre de cada gestión anual. (Aleman, 2008)

Para este proyecto se considero un porcentaje del 15% anual (1,17% mensual) sobre el ingreso gravable³³.

³³ **Ingreso gravable:** es el ingreso que se gana antes de pagar impuestos federales y estatales.

4.2.5.2. *Impuesto a la renta.*

Es la obligación tributaria que se debe cancelar sobre los ingresos o rentas totales, gratuitos, o no, percibidos durante un año, descontando los costos y gastos incurridos para obtener dichas rentas. (Servicio de Rentas Internas,2014)

Para este proyecto se consideró un impuesto del 22% anual (1,67% mensual) sobre la diferencia entre: el ingreso gravable y el impuesto sobre las utilidades, además se consideró una tasa de actualización del 10% anual (0.794% mensual).

Los ingresos, egresos e ingresos gravables para cada pozo fueron calculados mediante las siguientes expresiones.

$$\mathbf{Ingresos} = \text{Producción mensual}(Bls) * \text{Precio por barril} \left(\frac{USD}{Bls}\right) \quad \mathbf{(4.4)}$$

$$\mathbf{Egresos} = \text{Producción mensual}(Bls) * \text{Costos de producción} \left(\frac{USD}{Bls}\right) \quad \mathbf{(4.5)}$$

$$\mathbf{Ingreso Gravable} = \text{Ingresos}(M\$) - \text{Egresos}(M\$) \quad \mathbf{(4.6)}$$

4.2.6. ANÁLISIS ECONÓMICO

En esta parte del capítulo se ha elaborado el análisis económico general para todo el proyecto, en función de los perfiles de producción los cuales se encuentran en el anexo 7. Para la elaboración de los perfiles de producción se consideró los caudales iniciales y declinaciones mostrados en la tabla 4.3

TABLA 4.3 PRODUCCIONES Y DECLINACIONES ESTIMADAS

POZO	Q inicial (BFPD)	Declinación mensual
COATÍ-054	1298	0,05
LOBO SUR-003	2110	0,027
ORELLANA-096	233	0,056
COCA-024	461	0,053
ORELLANA-095	460	0,010
ORELLANA-083	320	0,02

ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

En la tabla 4.4 se muestra el análisis económico general realizado para todo el proyecto.

TABLA 4.4 ANÁLISIS ECONÓMICO TOTAL DEL PROYECTO

PERIODO (Meses)	Q TOTAL (bls/día)	Volumen mensual (bls)	Ingresos (M\$)	Egresos (M\$)	Ingreso Gravable (M\$)	% de Utilidades (M\$)	% Impuesto a la renta (M\$)	Flujo de Caja (M\$)
0			0,00	3997,34				-3997,34
1	4882,00	146460,00	3515,04	147,92	3367,12	39,40	55,60	3272,12
2	4656,41	139692,36	3352,62	141,09	3211,53	37,57	53,03	3120,92
3	4442,50	133274,88	3198,60	134,61	3063,99	35,85	50,59	2977,55
4	4239,61	127188,39	3052,52	128,46	2924,06	34,21	48,28	2841,57
5	4047,16	121414,78	2913,95	122,63	2791,33	32,66	46,09	2712,58
6	3864,57	115936,97	2782,49	117,10	2665,39	31,19	44,01	2590,19
7	3691,29	110738,85	2657,73	111,85	2545,89	29,79	42,04	2474,06
8	3526,84	105805,20	2539,32	106,86	2432,46	28,46	40,17	2363,84
9	3370,72	101121,67	2426,92	102,13	2324,79	27,20	38,39	2259,20
10	3222,49	96674,69	2320,19	97,64	2222,55	26,00	36,70	2159,85
11	3081,72	92451,49	2218,84	93,38	2125,46	24,87	35,10	2065,50
12	2948,00	88439,96	2122,56	89,32	2033,23	23,79	33,57	1975,87
13	2820,96	84628,73	2031,09	85,48	1945,61	22,76	32,13	1890,72
14	2700,23	81007,01	1944,17	81,82	1862,35	21,79	30,75	1809,81
15	2585,49	77564,64	1861,55	78,34	1783,21	20,86	29,45	1732,90
16	2476,40	74292,03	1783,01	75,03	1707,97	19,98	28,20	1659,79
17	2372,67	71180,10	1708,32	71,89	1636,43	19,15	27,02	1590,26
18	2274,01	68220,29	1637,29	68,90	1568,38	18,35	25,90	1524,14
							VAN (MM\$)	42,434
							TIR (%)	77%
							PRI (Meses)	1,23
							B/C	14,47

FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016
ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

En el tabla 4.5 se muestra un resumen del análisis económico realizado para cada uno de los pozos seleccionados, el análisis detallado para cada uno de los pozos analizados se encuentra en el Anexo 8.

TABLA 4.5 RESUMEN ANÁLISIS ECONÓMICO EN POZOS SELECCIONADOS

POZO	INDICADORES FINANCIEROS			
	VAN (MM\$)	TIR (%)	PRI (Meses)	B/C
COATÍ-054	8.34	125	0.765	4.99
LOBO SUR-003	13.07	206	0.47	5.68
ORELLANA-096	1.21	19	4.50	2.25
COCA-024	3.40	44	2.2	3.52
ORELLANA-095	3.33	44	2.2	3.49
ORELLANA-083	1.92	28	3.21	2.76
TOTAL	42,43	77	1,23	14,47

ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

El valor actual Neto (VAN) calculado muestra valores de al menos 1 millón de dolares en el peor de los casos, recuperados en 18 meses. Lo cual es suficiente para solventar la inversión inicial que se realizó en el pozo.

La tasa Interna de Retorno (TIR) indica porcentajes entre 44% en el peor de los caos y mayor a 200% en el mejor de los casos, con lo cual se proporciona una rentabilidad optima y superior al costo de capital (10%).

El periodo de recuperación de la inversión se estima en un corto periodo de tiempo, el cual no es mayor a tres meses en el peor de los casos.

Finalmente la relación beneficio costo muestra al menos una relación mayor a 2 todos los casos analizados entre lo que se piensa invertir vs lo que se puede ganar.

Por lo dicho anteriormente se concluye que los trabajos de Estimulación Matricial son: una alternativa económica y confiable para la optimización de producción de petróleo en el Activo Orellana.

4.2.7. CENTRO DE COSTOS

Son todos los costos incurridos en la elaboración de un proyecto en función al tiempo de vida útil, este tipo de costos o gastos son necesarios para mantener la rentabilidad del proyecto. Mientras más exacto sea este análisis mayor será la eficiencia al momento de definir presupuestos, ganancias e inversiones a realizarse en un determinado proyecto.

Los principales costos analizados en el presente proyecto hacen referencia al UPSTREAM, los cuales se pueden resumir a continuación.

- Exploración
- Desarrollo
- Producción

TABLA 4.6 EJEMPLO CENTRO DE COSTOS

CENTRO DE COSTOS GENERAL DEL PROYECTO					
INVERSIÓN	ACTIVIDAD	N°	COSTO	TOTAL	%
CAPEX	EXPLORACIÓN	1	\$ 2.235.000,00	\$ 2.235.000,00	13,61
	PERFORACIÓN	1	\$ 3.951.729,60	\$ 3.951.729,60	24,07
	COMPLETACIÓN	1	\$ 1.921.257,50	\$ 1.921.257,50	11,70
OPEX	PULLING	4	\$ 424.132,64	\$ 1.696.530,57	10,33
	RECAÑONEO	2	\$ 550.991,52	\$ 1.101.983,03	6,71
	ESTIMULACIÓN M.	2	\$ 666.222,62	\$ 1.332.445,24	8,11
	FRACTURA H.	2	\$ 1.391.681,48	\$ 2.783.362,96	16,95
	PESCA	1	\$ 727.859,72	\$ 727.859,72	4,43
	CAMBIO DE ZONA	1	\$ 670.709,33	\$ 670.709,33	4,08
	12	TOTAL		\$ 16.420.877,96	100,00

Número de actividades Opex

Porcentaje correspondiente a cada actividad

ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

El análisis realizado para cada uno de los pozos seleccionados en función al centro de costos se encuentran en el Anexo 15.

TABLA 4.7 ANÁLISIS ECONÓMICO TOTAL CORRESPONDIENTE A LOS TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN EN FUNCIÓN AL CENTRO DE COSTOS

VAN TOTAL (MM\$)	2,27
ΔQ_0 Total (Bls/día)	320,1
PRI (MESES)	1,23

ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones

- En base al análisis desarrollado en este trabajo se determinó que el éxito de un trabajo de Estimulación Matricial depende de un análisis detallado de: las propiedades petrofísicas del yacimiento (Tipos de Roca), caracterización y cuantificación del daño de formación, composición mineralógica, análisis de reservas y presiones en el yacimiento.
- Cuando los pozos para trabajos de Estimulación Matricial son elegidos correctamente utilizando la metodología propuesta en este documento, tanto los incrementales en producción, como los indicadores económicos (VAN, TIR, PRI y B/C) los hacen atractivos desde el punto de vista económico.
- La clasificación de los Tipos de Roca, análisis de producción y composición mineralógica (Registro Masterlog), ocupan un papel esencial en la identificación cualitativa y caracterización del daño de formación y permiten una selección rápida y eficiente de pozos y tratamientos químicos para los trabajos de Estimulación Matricial que se pretendan realizar.
- Los tipos de Rocas son una herramienta importante para la selección de pozos. Sin embargo, este método no permite estimar la producción de forma precisa en formaciones que tengan: bajas presiones de yacimiento y malas propiedades PVT (Bajo °API y alta viscosidad), como las que se tienen en algunas arenas de la formación Napo (Pozos ORELLANA 83, ORELLANA 96 y ORELLANA 95). En arenas de la formación Hollín el concepto de Tipo de Roca se aplica perfectamente.
- El principal daño de formación generado en las arenas U y T de la formación Napo esta asociado a: las características de los fluidos de control utilizados en los trabajos de reacondicionamiento, a las bajas presiones de yacimiento a la alta permeabilidad que tienen estas arenas y asu composición mineralógica (Arcillas), motivo por el cual son muy susceptibles al daño de formación. Este daño se genera por las desestabilización de las arcillas presentes en la formación al entrar en contacto con los fluidos de control (POZOS ORELLANA-095, ORELLANA-083, ORELLANA 0-96) y en algunos casos a cambios en la mojabilidad y bloqueos por agua (POZO COCA-024).

- El mejor tratamiento químico para tratar cualquier problema por desestabilización de arcillas en areniscas es el Ácido Fluorhídrico (OCA XP y OneSTEP), para daños generados por cambios de mojabilidad o bloqueo por agua en yacimiento de petróleo, para daños debido a depositos orgánicos, y mixtos el mejor tratamiento es el CleanSWEEP I (Surfactante) y para eliminar cualquier tipo de incrustación calcarea el Ácido Acético es la mejor opción.
- La mejor formación para realizar trabajos de Estimulación Matricial es la formación Hollín debido a las buenas propiedades PVT que presenta, pero sobre todo a la alta presión de yacimiento, la cual es generada por el acuífero activo que posee, la arena T también es una buena formación para la realización de trabajos de Estimulación Matricial pero es menos efectiva que en las areniscas de la formación Hollín, la arena U no se considera buena para la realización de este tipo de intervenciones debido a las pobres propiedades PVT pero sobre todo a la baja presión de reservorio que actualmente posee.
- El uso de la metodología descrita en este proyecto para la selección óptima de posibles oportunidades de optimización de producción de petróleo, ha permitido que la producción en el Activo Orellana alcance los 68.323 barriles de petróleo por día, si bien este incremento en producción es pequeño, pero es muy significativo ya que permite frenar la declinación severa que tenía el Activo antes de aplicar la metodología, además ha generado una rentabilidad económica neta de 42,43 MM\$ y desglosado acorde al centro de costos ha generado un ganancial de 2.27 MM\$ esto correspondiente a los trabajos de Estimulación Matricial.
- Por todos los casos analizados y los incrementales de producción generados por los trabajos de Estimulación Matricial se concluye que, este tipo de trabajos son una alternativa económica y eficiente para optimizar la producción de cualquier campo productor de petróleo y finalmente la metodología que aquí se propone es una alternativa viable y rápida para una selección óptima de posibles oportunidades de optimización de producción.

5.2. Recomendaciones

- Cuantificar el daño real de la formación, para lo cual se recomienda realizar una prueba de restauración de presión en el pozo antes de realizar cualquier trabajo de Estimulación. Esto permite: obtener la producción actual y real que presenta el pozo antes de la intervención, así como determinar la eficiencia de los trabajos de estimulación matricial, comparando el daño antes y después de la intervención.
- Se recomienda realizar una caracterización petrofísica en función al Tipo de Roca para los yacimientos de la formación Napo. Para esta caracterización es recomendable calcular la producción por pie y el IP/ft, esto con el objetivo de afinar los pronósticos de producción estimados para este tipo de formaciones, las cuales presentan presiones de yacimiento depletadas y malas propiedades PVT.
- Para disminuir los trabajos de estimulación en un futuro se recomienda: minimizar el daño de formación generado después de los trabajos de Reacondicionamiento. Para esto se debe utilizar métodos no convencionales para el control de pozo en yacimientos de baja presión como las arenas U y T de la formación Napo. Una alternativa eficiente es el método del llenado parcial del pozo. Este método consiste en tomar un echometer y en función del nivel de fluido presente en la columna del pozo, incrementar la cantidad de fluido de control necesaria para equalizar la presión generada por: la columna de fluido y la presión hidrostática del fluido de control. Finalmente se debe ir incrementando el volumen de fluido de control en función al volumen de tubería extraída del pozo, con esto se consigue evitar que el fluido de control entre en contacto con el yacimiento, evitando así la generación de daño de formación.
- Para realizar futuros trabajos de estimulación en: pozos cerrados se recomienda correr un registro CHFR para determinar la saturación actual de petróleo. En pozos fracturados es importante que estos hayan respondido satisfactoriamente al fracturamiento y después del trabajo de Estimulación Matricial es recomendable hacerlos producir a bajas caídas de presión para evitar la producción de arena de fractura (Pozo Orellana-096).
- Se recomienda caracterizar el daño de formación presente en el yacimiento de cada pozo seleccionado. Esto con el objetivo de seleccionar los mejores tratamientos químicos en función al tipo de daño. En yacimientos heterogeneos

o de permeabilidades variadas se recomienda el uso de un divergente (OILSEEKER) para generar una distribución homogénea del tratamiento.

- Se recomienda aplicar la metodología propuesta en este documento; priorizando aquellos pozos que se encuentren produciendo en arenas de la formación Hollín.
- Se recomienda realizar trabajos de Estimulación Matricial únicamente en formaciones que presenten un tipo de roca de al menos 2 o menor (porosidad > 12%). En caso de formaciones con tipos de roca entre 0 y 1 estos deberán ser prioridad para realizar trabajos de Estimulación Matricial.
- Se recomienda realizar campañas de inversión económicas para incrementar este tipo de intervenciones y aplicar la metodología presente en este documento, para seleccionar y optimizar la producción de la mayor cantidad de pozos posibles.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Andrade, F. (2009). *Actualización De Reservas Y Predicción De Producción De Los Campos Culebra-Yulebra*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragan, R. (2006). *La Cuenca Oriente: Geología Y Petróleo*. Quito: Schlumberger.
- Blanco, M., & Augusto, C. (2003). *Caracterización Petrofísica Del Área Zuata-Faja Petrolífera Del Orinoco*. Caracas: Universidad Central De Venezuela.
- Briseño, H. (2006). *Indicadores Financieros*. Mexico D.F.: Umbral Editorial.
- Carrion, M. (2000). *Estudio Del Daño De Formación*. Bucaramanga: Universidad Industrial De Santander.
- Freire, P., Chuiza, A., & Miranda, B. (2011). *Análisis Del Factor De Daño De Formación Y Evaluación De Los Tratamientos De Fracturamiento Realizados En El Campo Anpa Del Distrito Amazónico*. Guayaquil: Escuela Politécnica Del Litoral.
- García, G. (2015). *Evaluación De Registros Petrofísica Y Registro De Pozos*. Mexico D.F.
- Gomez, C., Hernandez, A., Marco, S., & Shadya, T. (2012). *Estimulación Matricial Reactiva*. Cundinamarca: Slideshare.
- House, J., Villacreses, R.(2010). *Estudio Para la Implementación de bombeo hidráulico Tipo Jet de la Compañía ECUAPET CIA. LTDA. en Petroproducción*. Quito. Escuela Politécnica Nacional
- Ingeniería De Desarrollo Shaya Ecuador S.A. (2016). *Propiedades Petrofísica Validadas Bloque 61*. Quito: Shaya Ecuador S.A.
- Islas, C. (1991). *Manual De Estimulación Matricial De Pozos Petroleros*. Mexico: Colegio De Ingeniero Petroleros De Mexico.
- J.P Lafournère, F. Bringer, L. Reeder, M. Naranjo, O. Morales, A. Suter, F. Castillo, J. Ochoa, F. Sierra, J. Bravo – 2015 – SPE-177049-MS – *Quantitative Characterization of Porosity Partitioning From NMR Logs In Siliciclastic Reservoirs-Ecuador*
- Lopez, Y. (2010). *Metodología Aplicada Para El Diagnostico Y Evaluación De Los Mecanismos De Daño De Formación En Los Pozos Pertenecientes A Los Campos Morrocoy, Caricare Y Canaguey De Occidental De Colombia, Llano Norte*. Bucaramanga: Universidad Industrial De Santander.
- M.A. Naranjo, J.P Lafournère, J.P. Bourge, J. Navarrete, J. Hurtado, E. Gozalbo, A. Suter, R. Henson, J. C. Rodriguez, F. Castillo, J. Ochoa – 2015

- SPE-177086-MS – *Rock Typing Mapping Methodology Based on Index and Probabilistic Self-Organized Map in Shushufindi Field* – Ecuador
- Maggiolo, R. (2005). *Sistemas De Producción, Análisis Nodal Y Flujo Multifásico*. Maracaibo: Esp Oil International.
 - Mapas del Ecuador y sus Provincias. (2011). *Mapa de Ecuador Vista Panorámica*. Recuperado de <http://mapasdeecuador.blogspot.com/>
 - Mochón, F., & Beker, V. (2006). *Economía Principios Y Aplicaciones*. Mexico D.F: Mc Graw Hill.
 - Molina, J., & Sanchez, M. (2006). *Diagnostico Y Rediseño De Las Facilidades De Separación En El Área Auca*. Guayaquil: Escuela Politécnica Del Litoral.
 - Naranjo, A. (2004). *Evaluación De Formaciones Con Las Técnicas De Balance De Materiales*. Medellín: Universidad Nacional De Medellín.
 - Pérez, D., & Kiser, G. (2008). *Evaluación De Formaciones En Venezuela*. Texas: Schlumberger.
 - Petroamazonas. (2015). Reporte de Producción Fiscalizada. Recuperado de www.petroamazonas.gob.ec/reporte-pam/
 - Petroamazonas. (2015). *Comunicamos Noticias Ecuador*. Recuperado de www.petroamazonas.gob.ec/ecuador-recibe-inversiones-por-4-900-millones-de-dolares-de-schlumberger-la-empresa-de-servicios-petroleros-mas-grande-del-mundo/
 - Petroamazonas. (2015). *Auca, una de las Áreas de Petróleo más Productivas*. Recuperado de www.juiciocrudo.com/articulo/auca-una-de-las-areas-petroleras-mas-productivas/5126
 - Richard, D. (2007). *Análisis Nodal Y Explotación De Petróleo*. Texas: Society Of Petroleum Engineers.
 - Roman, A. C. (2011). *Estudio Para Incrementar La Producción En Pozos De Los Campos Auca, Culebra Y Yulebra De La Empresa Petroecuador, Mediante La Aplicación De Estimulaciones Matriciales Con El Fluido One Step*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
 - Schlumberger. (2001). *Fluid Selection For Matrix Treatments*. Smp-7055.
 - Schlumberger. (2001). *Fluid Selection Guide For Matrix Stimulation*. Texas: JPT.
 - Schlumberger. (2015). *Hinchamiento Y Migración De Finos En Formaciones Silíceas*. Texas: Schlumberger Publication.
 - Shaya Ecuador S.A. (2016). *Ingeniería De Producción*. Quito: Schlumberger.

- Silvian, P. (2000). *Ingeniería De Yacimiento Petrolíferos*. Barcelona: Ediciones Omega S.A.
- Servicio de Rentas Internas. (2014). Tipos de Impuestos Recuperado de www.declaracionesfacaesri.es.tl/T%EDpos-de-Impuestos.htm
- Universidad De America . (2012). *Sistemas De Produccion*. Bogota: Universidad De America.
- Valencia, R. (2008). *Análisis Moderno De Pruebas De Presión*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Velasquez, I. (2014). *Explotación Petrolera En Pozos Fluyentes Y Utilizando Sistemas Artificiales De Producción*. México D.F: Universidad Nacional Autonoma De México.
- Velez, D. (2009). *Estimulacion De Pozos*.
- Wilches, P., & Rocha, A. (2010). *Cahoneo De Pozos*. Bogota: Universidad De America.

ANEXO 1 ANÁLISIS PETROFÍSICO Y PVT ACTIVO ORELLANA

ANÁLISIS PETROFÍSICO ACTIVO ORELLANA

ZONA	CAMPO	ARENA	Espesor Neto [ft]	Porosidad efectiva [%]	Saturación de Agua Inicial [%]
PARTE NORTE	TULCAN ANACONDA PAYAMINO	Basal Tena	5.50	0.17	0.35
		U Superior	3.88	0.15	0.37
		U Inferior	22.24	0.15	0.20
		T Superior	7.64	0.13	0.43
		T Inferior	5.11	0.13	0.40
		Hollín Superior	6.85	0.14	0.28
		Hollín Inferior	4.59	0.16	0.40
		COCA	Basal Tena	1.85	0.12
	U Superior		3.64	0.14	0.42
	U Inferior		16.33	0.16	0.21
	T Superior		8.52	0.13	0.41
	T Inferior		9.23	0.14	0.31
	Hollín Superior		7.22	0.14	0.37
	PARTE CENTRAL	ORELLANA ORELLANA SUR ORELLANA ESTE PUMA PUMA SUR ARAJUNO OSO TORTUGA	Basal Tena	10.41	0.17
U Superior			2.79	0.13	0.39
U Inferior			22.72	0.15	0.15
T Superior			4.94	0.12	0.33
T Inferior			8.29	0.15	0.23
Hollín Superior			8.54	0.12	0.31
Hollín Inferior			11.71	0.15	0.37
PARTE SUR			COATI JAGUAR LOBO ESTE LOBO SUR	Basal Tena	-
	U Superior	10.68		0.13	0.17
	U Inferior	10.47		0.13	0.08
	T Superior	15.00		0.13	0.25
	T Inferior	18.20		0.15	0.28
	Hollín Superior	16.50		0.17	0.30
	Hollín Inferior	98.8		0.1618	0.18

ANÁLISIS PVT ACTIVO ORELLANA FORMACIÓN "HOLLÍN"

CAMPO		ORELLANA	ORELLANA	COATI	COATI	JAGUAR	ANACONDA
POZO	Unidades	ORLN-34	ORLN-32	CTI-004	CTI-21	JGR-03	ANCA-07
ARENA		HOLLIN INF	HOLLIN SUP	HOLLIN SUP	HOLLIN INF	HOLLIN SUP	HOLLIN SUP
T	°F	236	236	230	230	226	225
Pi	psi	4500	4480	4415		4642	3661
Pb	psi	180	175	155	58	135	206
GOR	PCS/BN	8	12	33	12	18,8	62
API	A 60°F	31,6	32,4	32,8	33,1	32,6	28,2
Cob	10 ⁻⁶ (1/psi)	7,8	8,062	9,8264	8,3	7,47	11,002
Bob	By/BN	1,1537	1,1525	1,1983	1,1455	1,099	1,1998
Uob	cp	3,94	3,281	2,12	3,425	1,422	1,57
GE	aire=1	0,8081	1,244	0,911	1,842	1,2887	1,098
FECHA		25/10/93	26/09/93	27/07/85	01/05/95	28/11/12	01/09/97

FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

ANÁLISIS PVT FORMACIÓN NAPO “U INFERIOR”

CAMPO	UNIDADES	ORELLANA	COATI	TULCAN
POZO		ORLN-008	CTI-001	TLC-006
RESERVORIO		"UI"	"UI"	"UI"
$^{\circ}T$	$^{\circ}F$	228	194	220
P_i	psi	4141	4413	3955
$Pr @ 2016$	psi	900	1400	1000
P_b	psi	430	620	860
GOR	PCS/BN	84	56	163
$^{\circ}API$	A 60 $^{\circ}F$	18,2	22,4	19,3
Bob	BY/BN	1,1348	1,1325	1,199
Uob	cp	10,39	5,48	10,05
GE	aire=1	0,672	0,794	0,784
FECHA		Oct-1996	Agos-1982	Jul-2002

ANÁLISIS PVT FORMACIÓN NAPO “T”

CAMPO	Unidades	ORELLANA	CONONACO	COCA
POZO		ORLN-40	CTI-22	COC-02
ARENA		T	T	T
T	$^{\circ}F$	233	220	235
P_i	psi	4085	3500	3840
P_b	psi	820	820	680
$Pr @ 2016$	psi	1100	1400	1400
GOR	PCS/BN	127	126	168
API	A 60 $^{\circ}F$	27,4	15,8	28,4
Cob	$10^{-6} (1/psi)$	8,56	9,05	19,803
Bob	By/BN	1,1616	1,2127	1,2738
Uob	cp	4,27	9,35	2,78
GE	aire=1	0,8741	1,0336	0,97
FECHA		01/07/2003	01/08/1995	11/07/1994

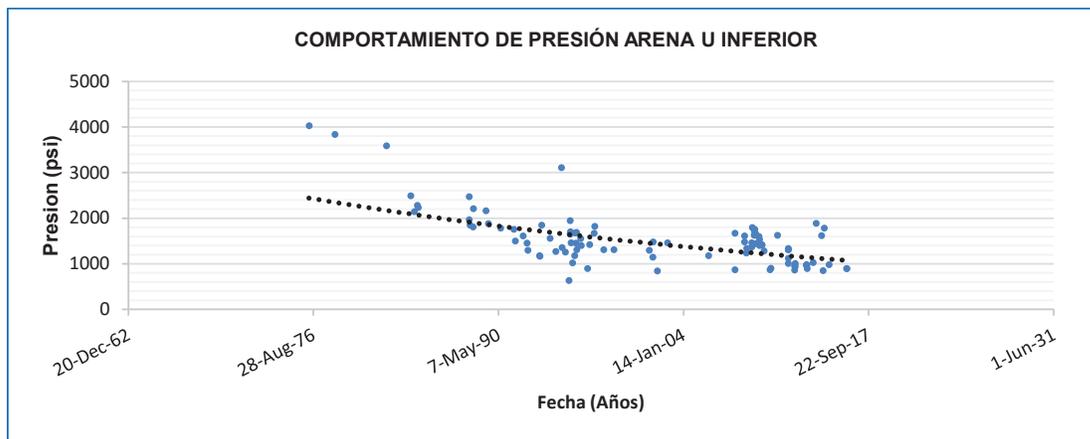
ANÁLISIS PVT FORMACIÓN BASAL TENA

CAMPO	Unidades	ORELLANA	ORELLANA	ANACONDA
POZO		ORLN-02	ORLNE-01	ANCA-01
ARENA		BT	BT	BT
T	$^{\circ}F$	180	189	191
P_i	psi	3563	2698	3648
P_b	psi	630	520	890
Pr	psi	900	850	900
GOR	PCS/BN	140	60	133
API	A 60 $^{\circ}F$	21,18	14,5	18,5
Cob	$10^{-6} (1/psi)$	7,1	8,801	8,2
Bob	By/BN	1,1547	1,1325	1,1137
Uob	cp	14,29	2,13	16,02
GE	aire=1	0,893	0,821	0,943
FECHA		17/08/1981	10/07/1994	30/05/1981

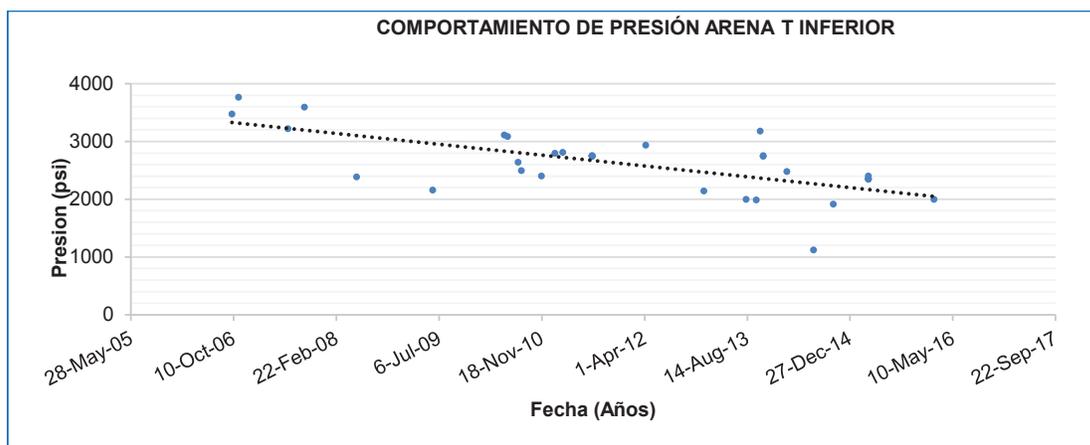
FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

ANEXO 2 HISTORIAL DE PRESIONES ACTIVO ORELLANA

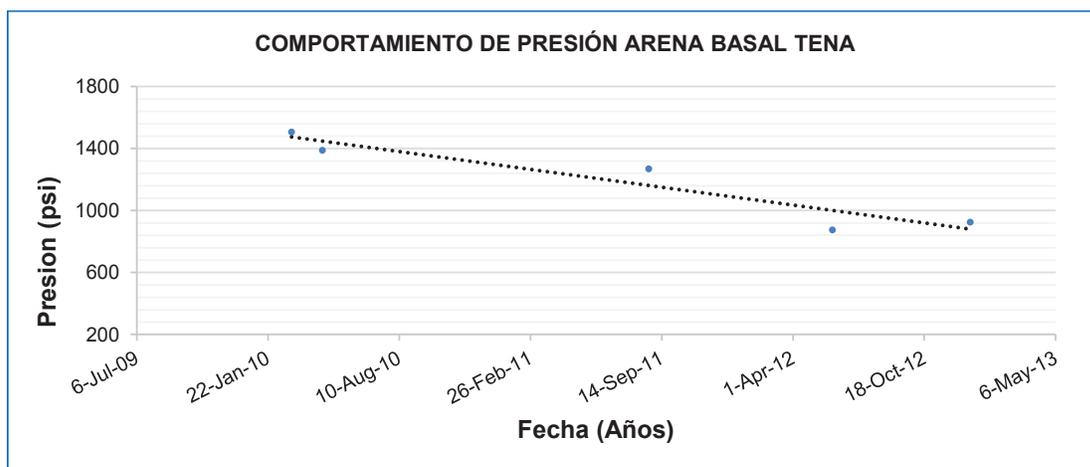
HISTORIAL DE PRESIÓN FORMACIÓN NAPO “U INFERIOR”



HISTORIAL DE PRESIÓN FORMACIÓN NAPO “T INFERIOR”

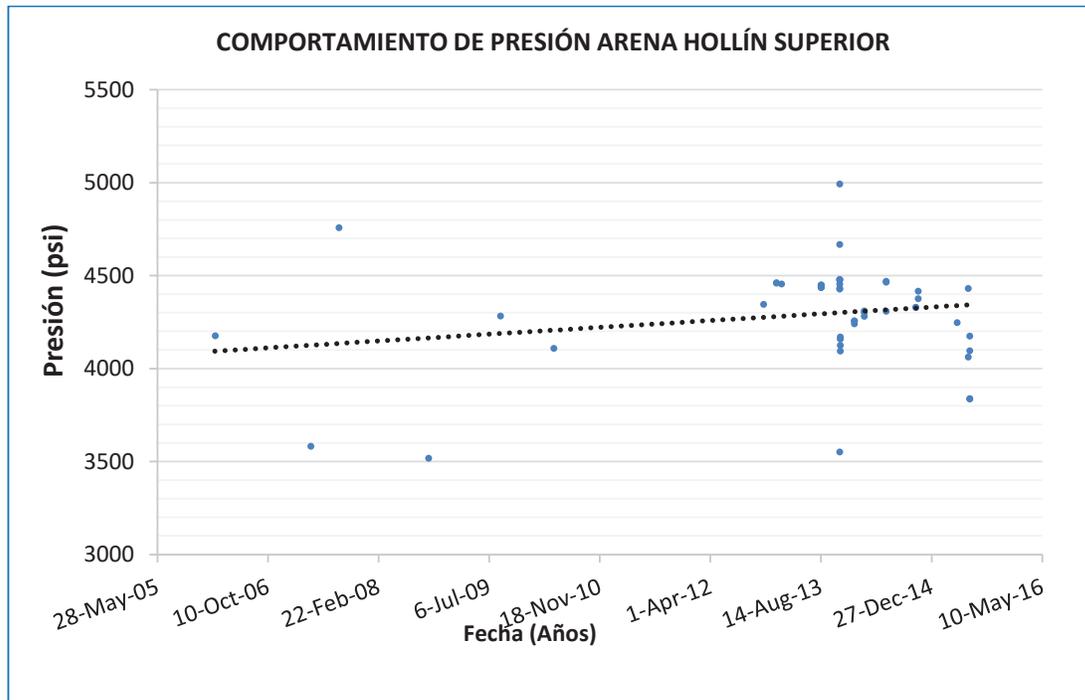


HISTORIAL DE PRESIÓN FORMACIÓN TENA “BASAL TENA”

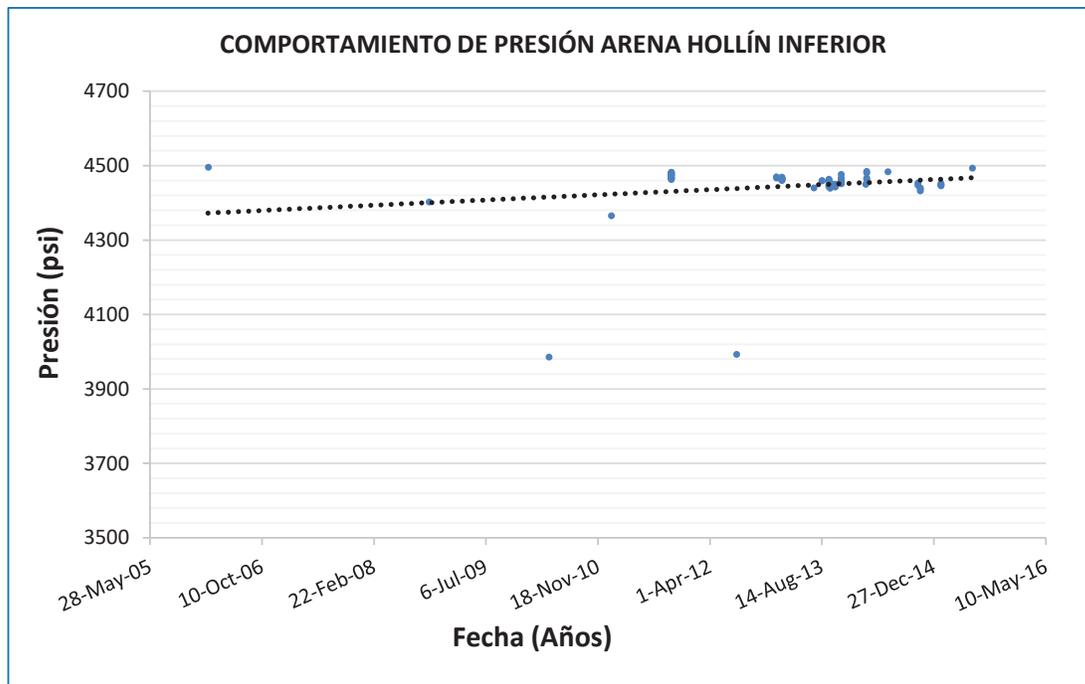


FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016
ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

HISTORIAL DE PRESIÓN FORMACIÓN HOLLÍN “H SUPERIOR”



HISTORIAL DE PRESIÓN FORMACIÓN HOLLÍN “H INFERIOR”

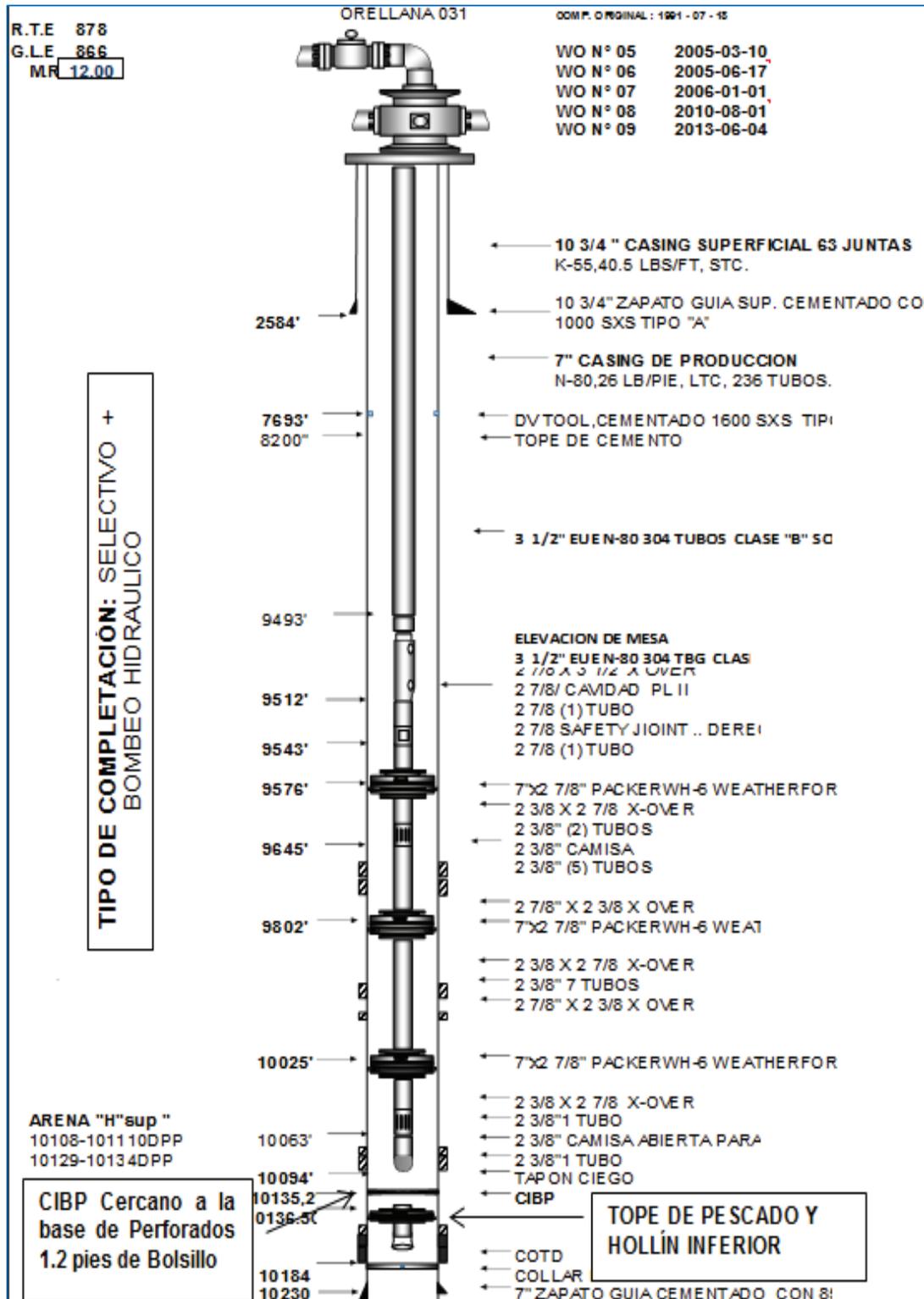


FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

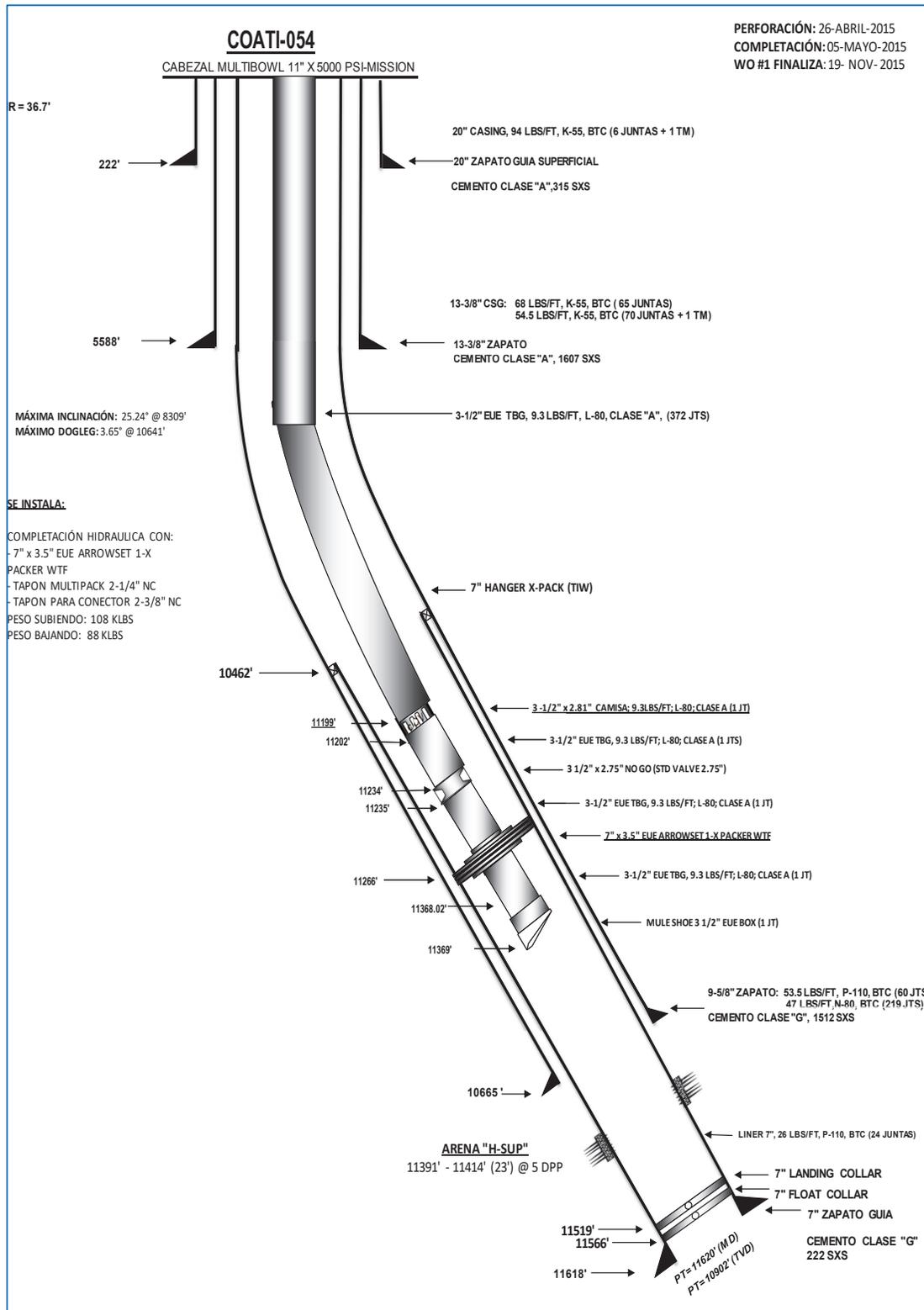
ANEXO 3 DIAGRAMAS MECÁNICOS POZOS SELECCIONADOS

DIAGRAMA MECÁNICO POZO ORELLANA-031 (MALAS CONDICIONES PARA TRABAJO DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL)



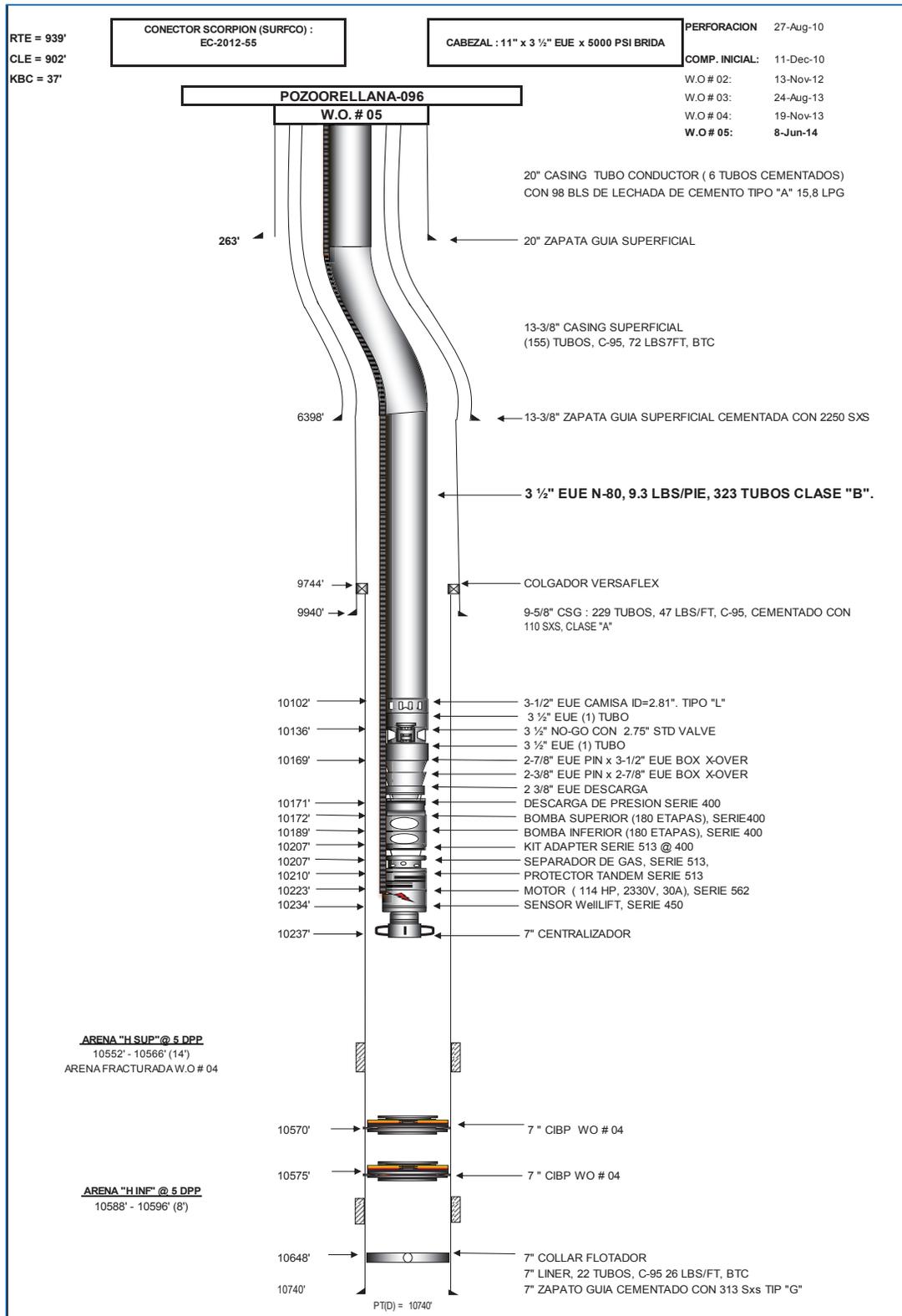
FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

DIAGRAMA MECÁNICO POZO COATÍ-054



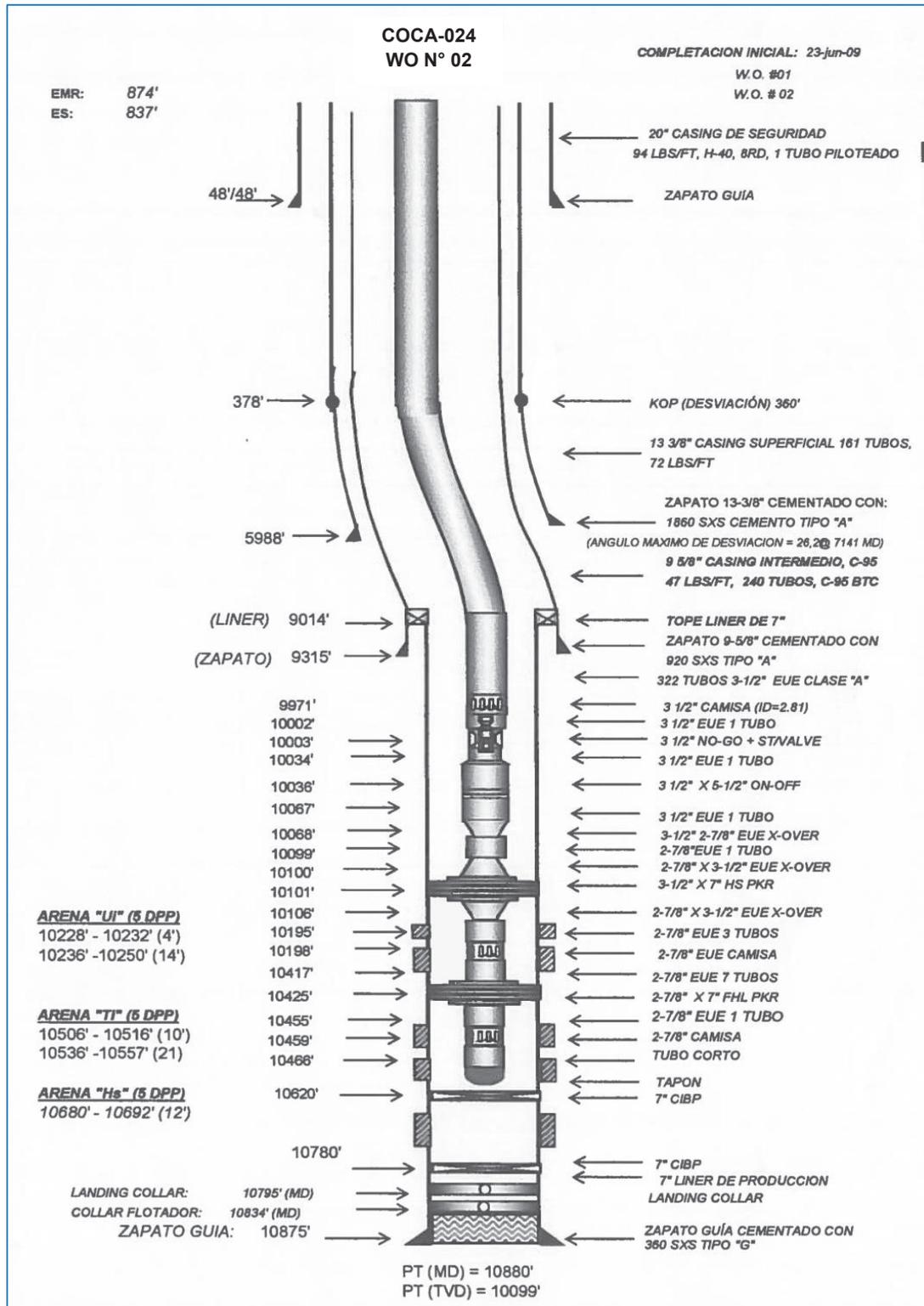
FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

DIAGRAMA MECÁNICO POZO ORELLANA-096



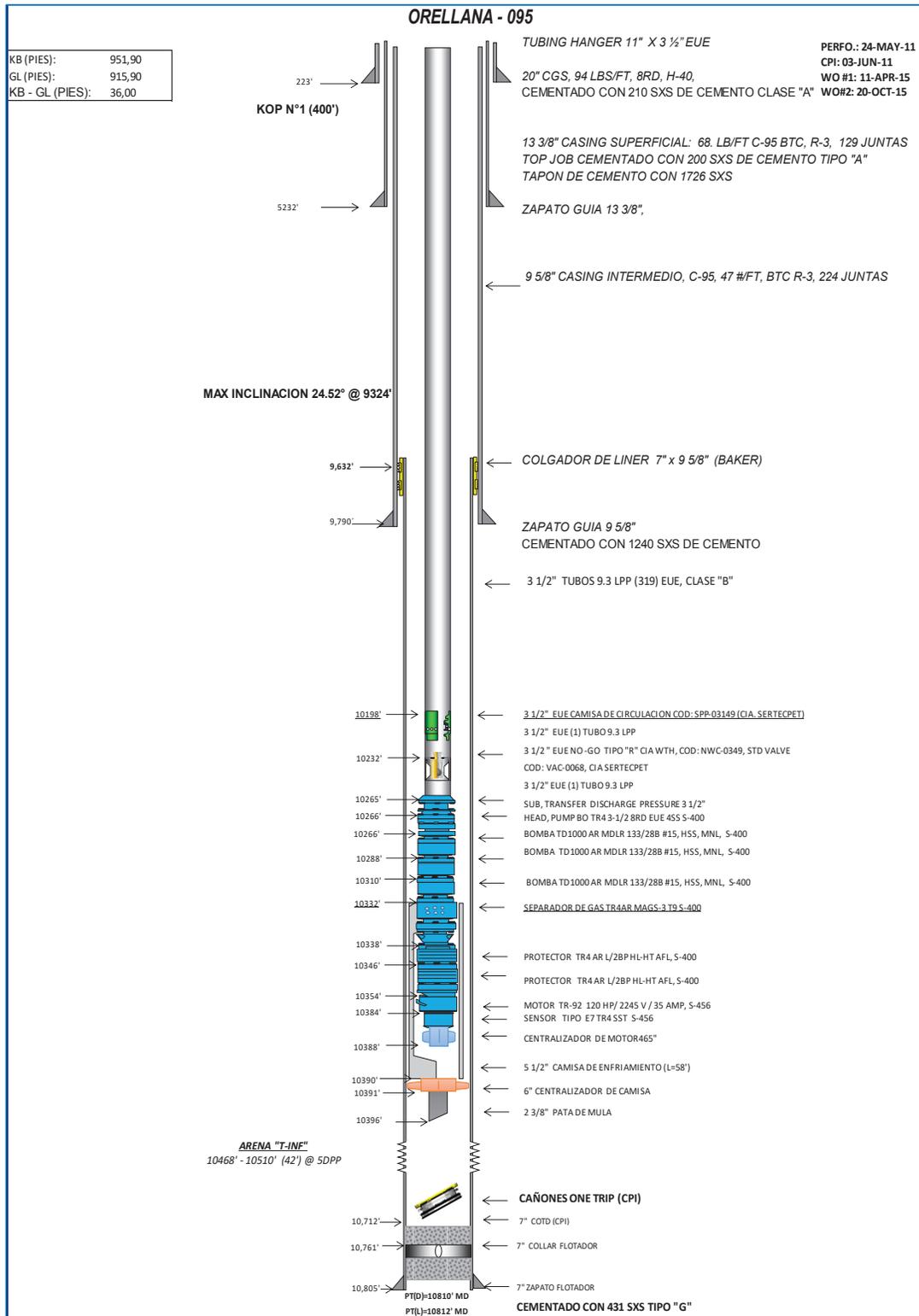
FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

DIAGRAMA MECÁNICO POZO COCA-024



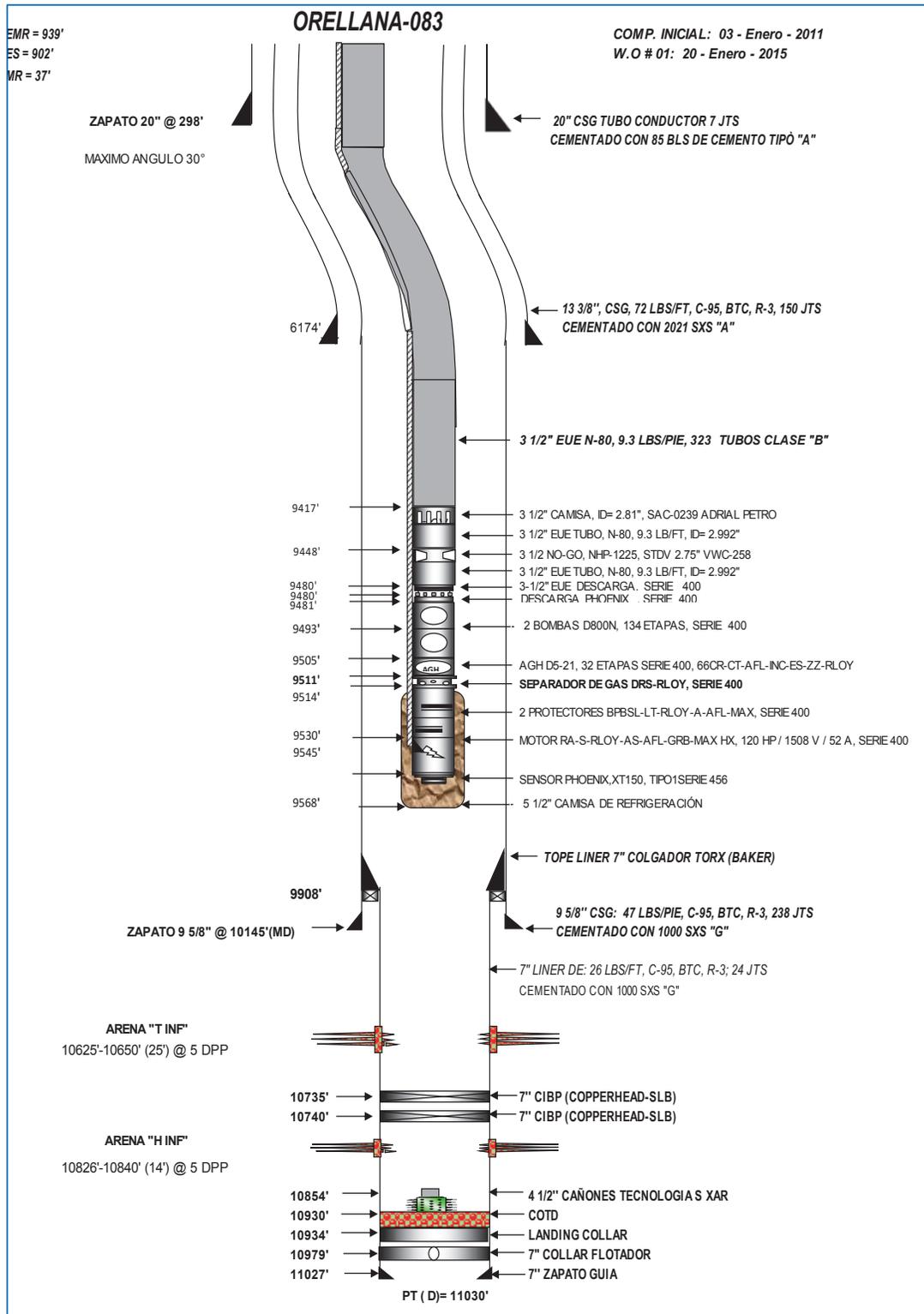
FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

DIAGRAMA MECÁNICO POZO ORELLANA-095



FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

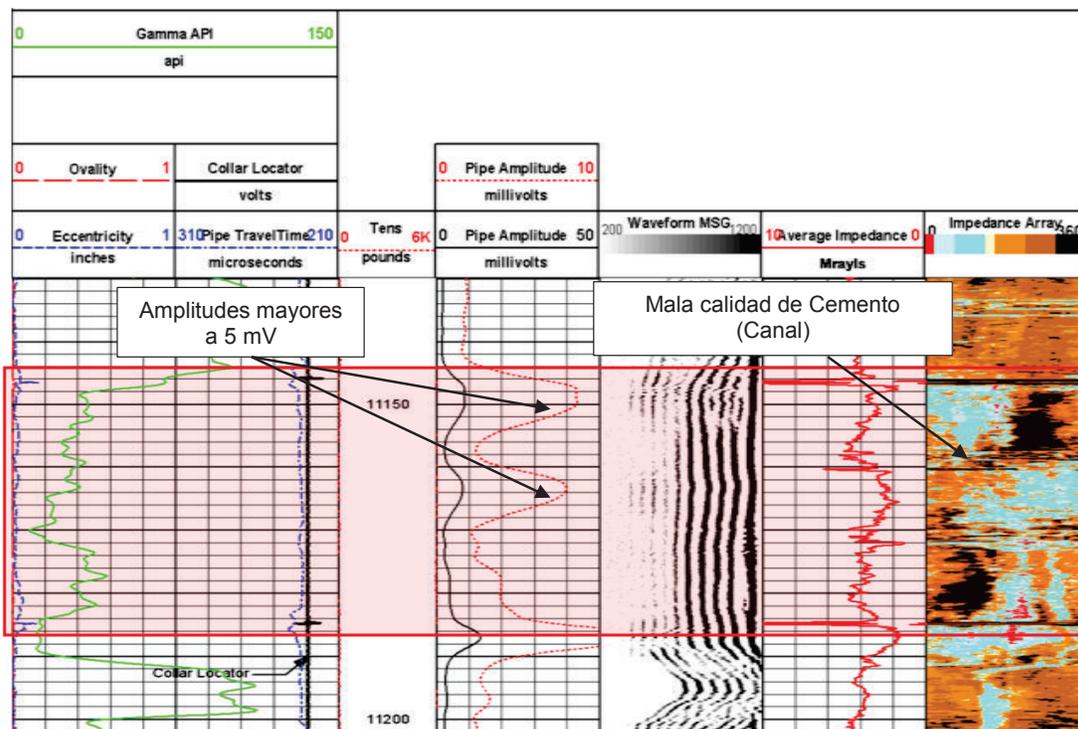
DIAGRAMA MECÁNICO POZO ORELLANA-083



FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

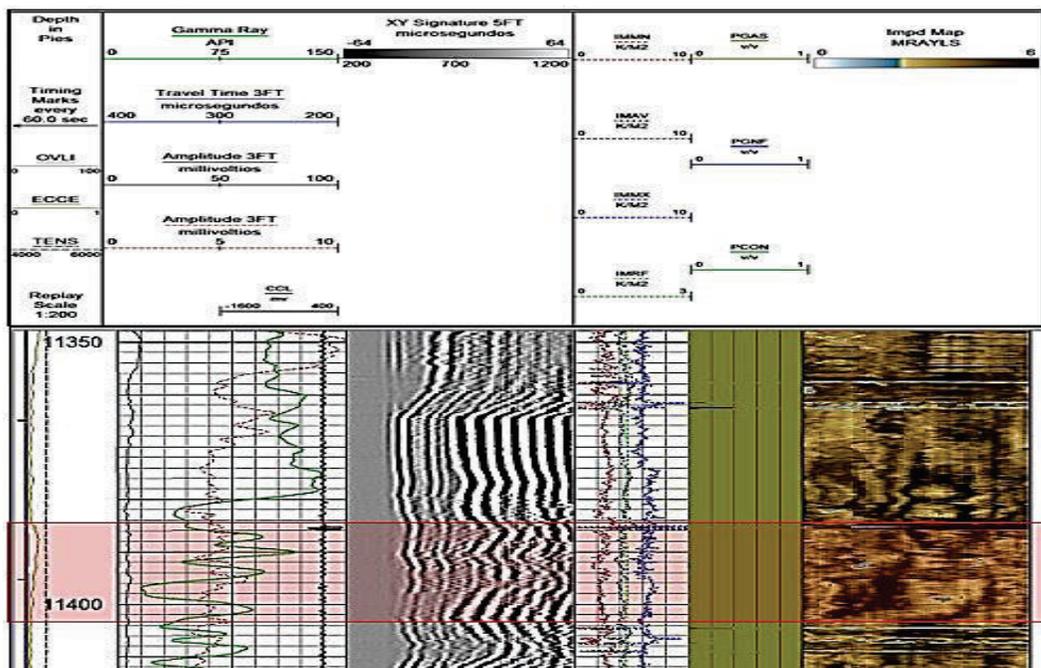
ANEXO 4 REGISTROS DE CEMENTO POZOS SELECCIONADOS

EJEMPLO REGISTRO DE CEMENTO EN MALAS CONDICIONES



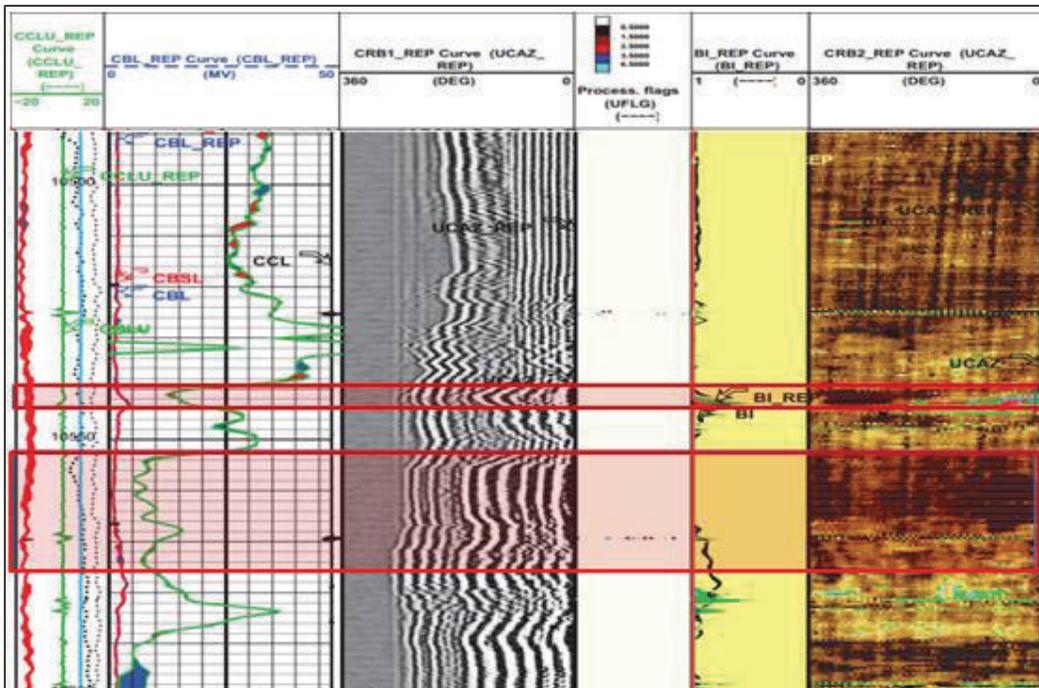
FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

REGISTRO DE CEMENTO POZO COATÍ-054 "HOLLÍN SUPERIOR"

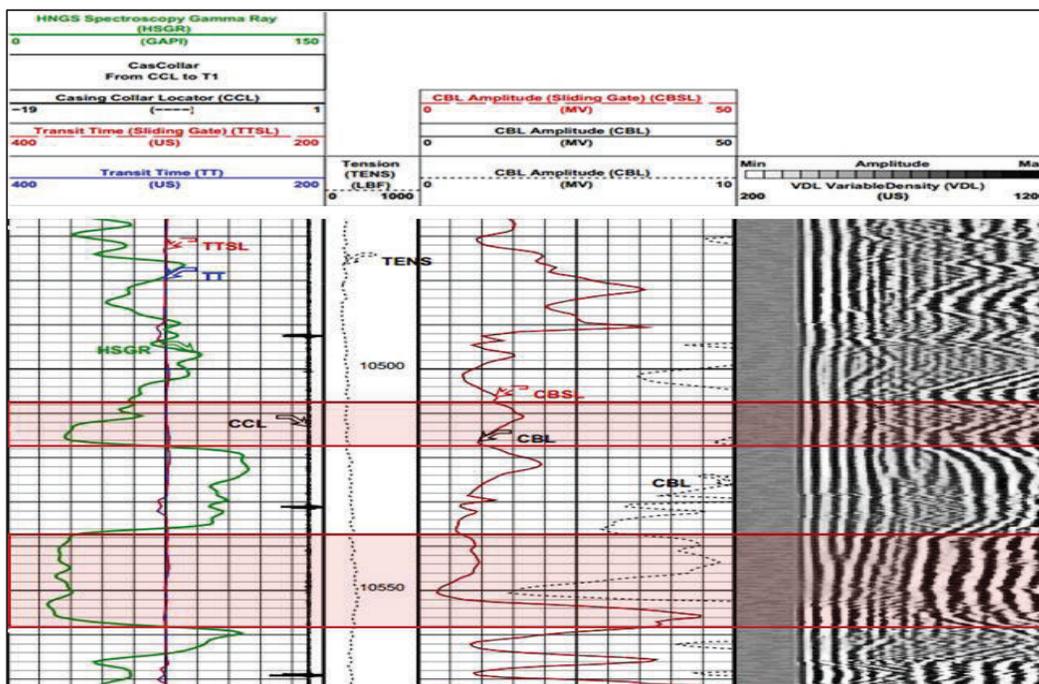


FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

REGISTRO DE CEMENTO POZO ORELLANA-096 "HOLLÍN SUPERIOR"

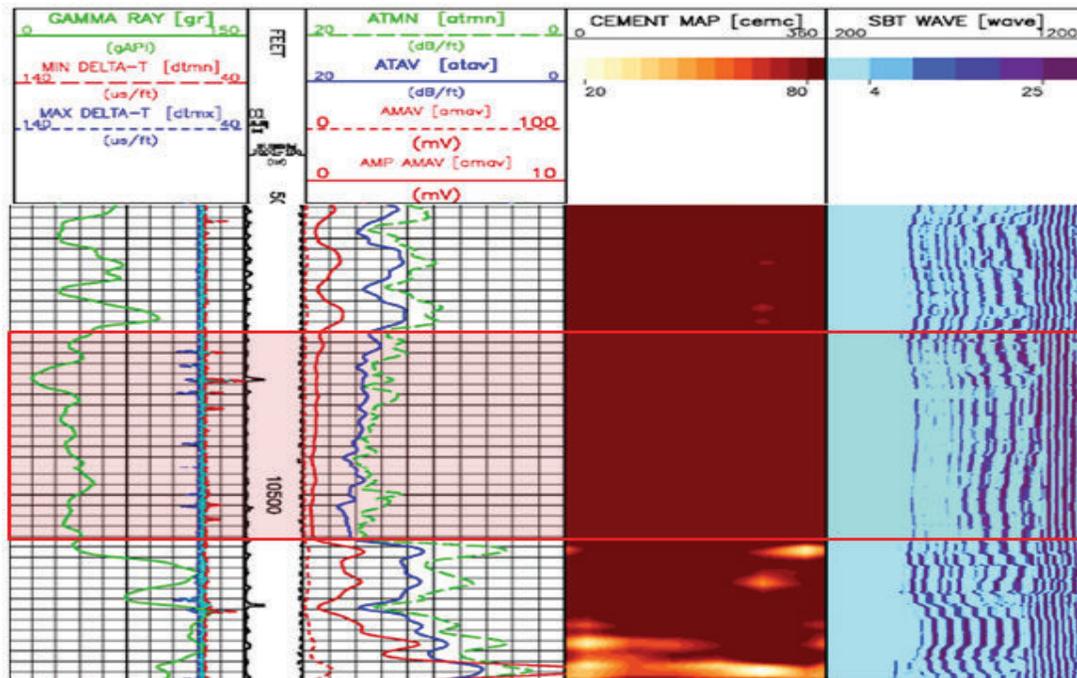


REGISTRO DE CEMENTO POZO COCA-024 "T INFERIOR"



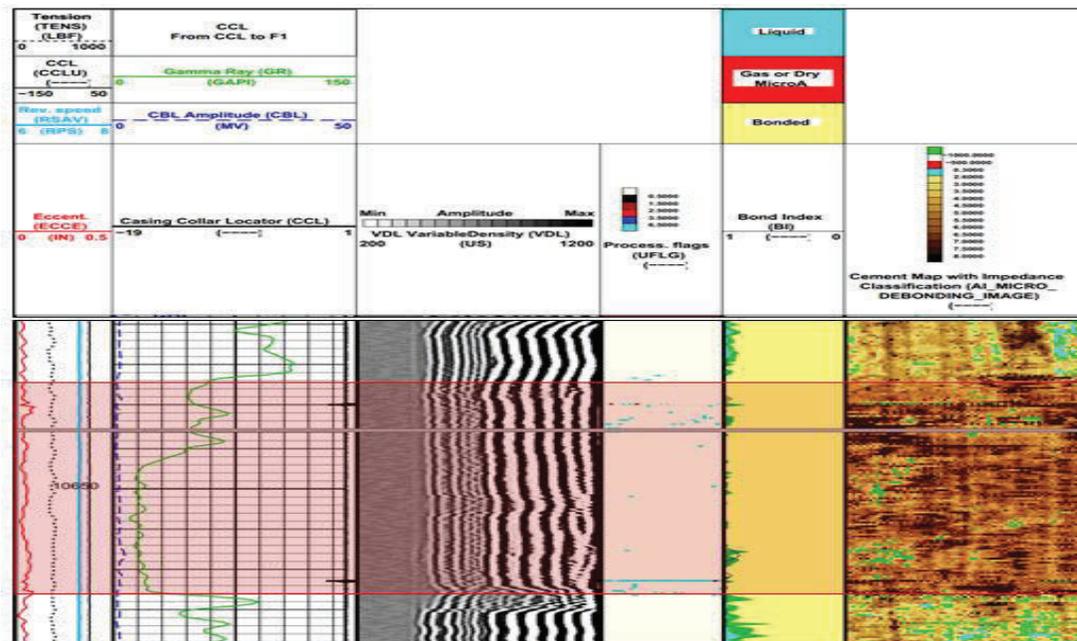
FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

REGISTRO DE CEMENTO POZO ORELLANA-095 "T INFERIOR"



FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

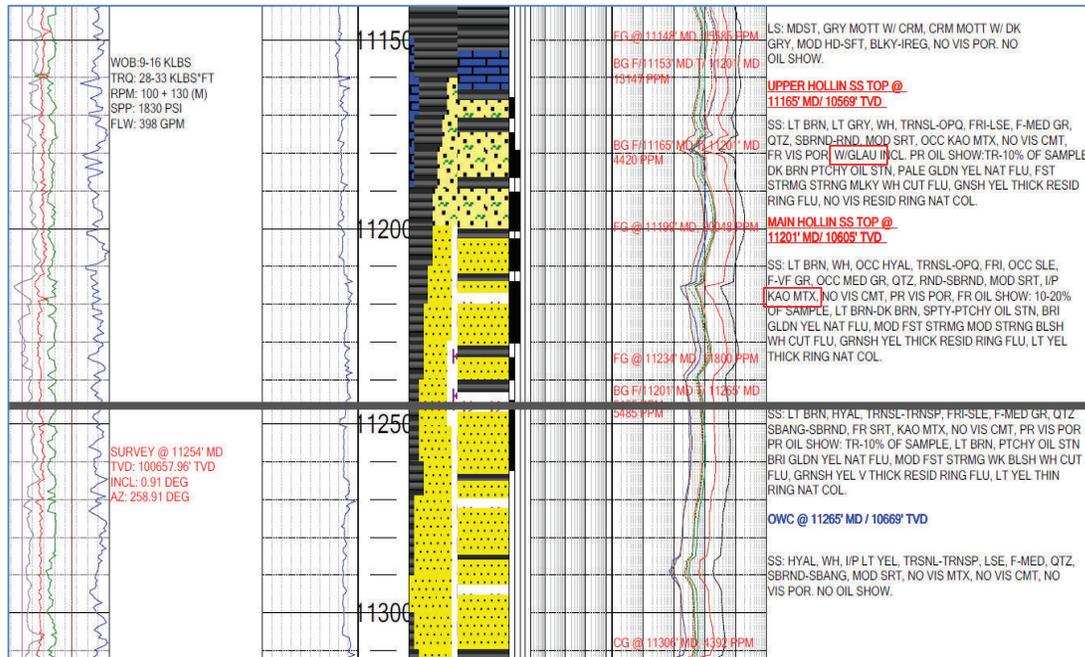
REGISTRO DE CEMENTO POZO ORELLANA-083 "H SUPERIOR"



FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

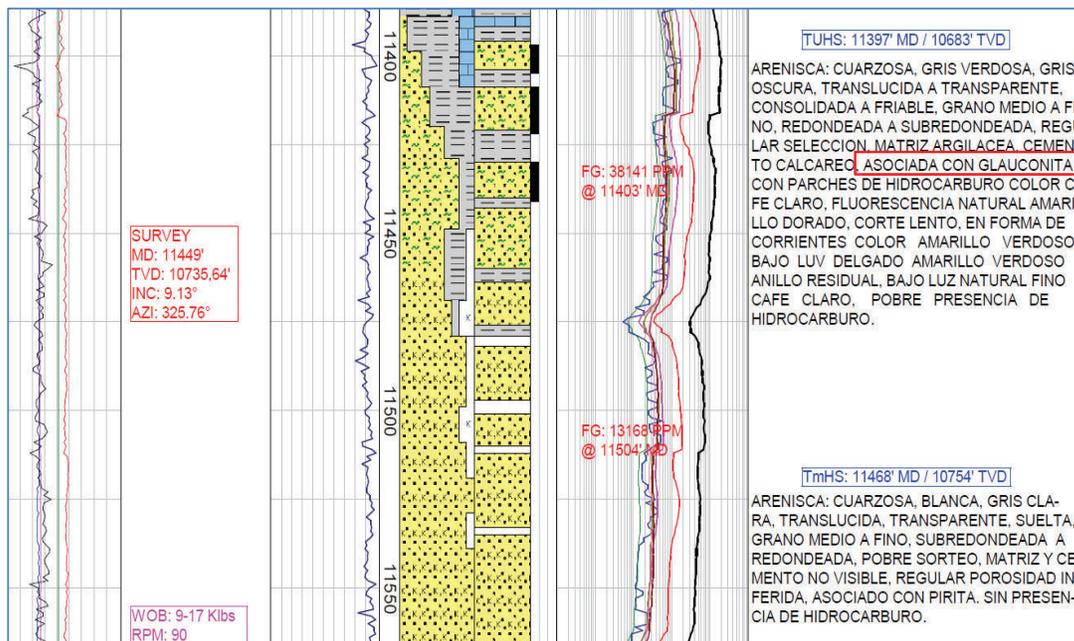
ANEXO 5 REGISTROS MASTER LOG DE POZOS SELECCIONADOS

REGISTRO MASTER LOG LOBO SUR-003 ARENA HOLLÍN SUPERIOR



FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

REGISTRO MASTER LOG COATÍ-054 ARENA HOLLÍN SUPERIOR



FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

**REGISTRO MASTER LOG ORELLANA-047 ARENA "HOLLÍN SUPERIOR"
(MASTER LOG REFERENCIAL POZO ORELLANA-096)**

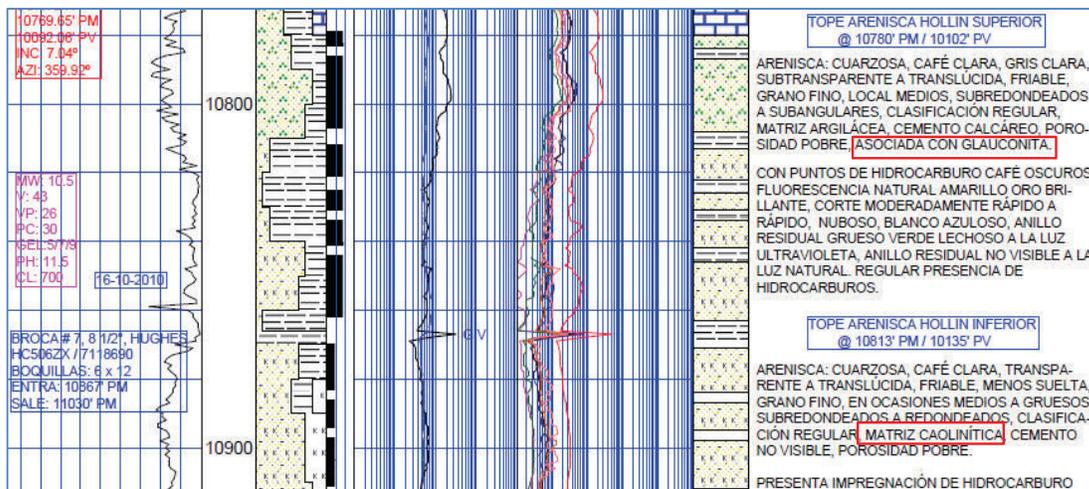
**LABORATORIO DE MICROSCOPIA ELECTRONICA
RESULTADO DE ANALISIS**

PROYECTO: CARACTERIZACION DE RESERVIORIOS CUENCA ORIENTAL
 TIPO DE MUESTRA: NUCLEOS POZO: 47 (HOLLIN SUPERIOR)
 FECHA DE ANALISIS: ABRIL 2003 REALIZADO POR ING. GUILLERMO TOALA

PROF. (PIES)	LITOLOGIA	DIAMETRO PORAL (MICRAS)	POROSIDAD (%)	TIPO DE ARCILLA (%)	ARCILLO-SIDAD (%)
10130	ARENISCA	30	6	CAOL (100)	6
10131.3	ARENISCA	30	4	CAOL (80) ILL (20)	5
10154	ARENISCA	—	—	CAOL (100)	3
10155	ARENISCA	100	15	CAOL (100)	2
10156.5	ARENISCA	—	—	—	—
10156.7	ARENISCA	60	10	CAOL (100)	5
10157.5	ARENISCA	30	6	CAOL (100)	2
10158.5	ARENISCA	40	8	CAOL (100)	6
10159.5	ARENISCA	60	10	CAOL (100)	2

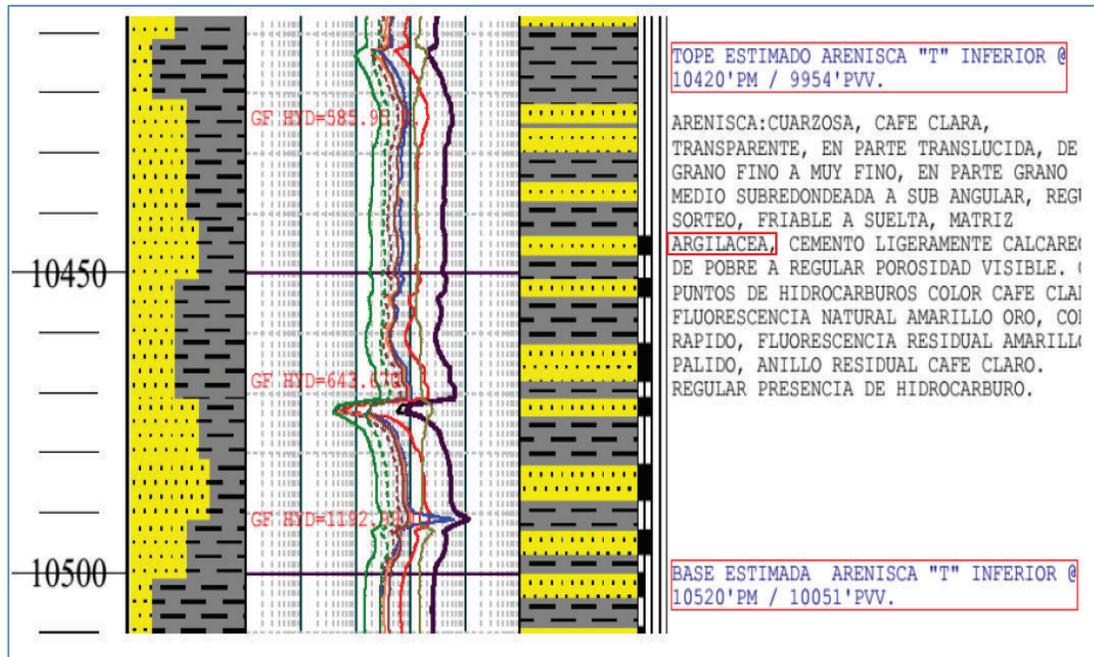
FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

REGISTRO MASTER LOG ORELLANA-083 ARENA HOLLÍN SUPERIOR



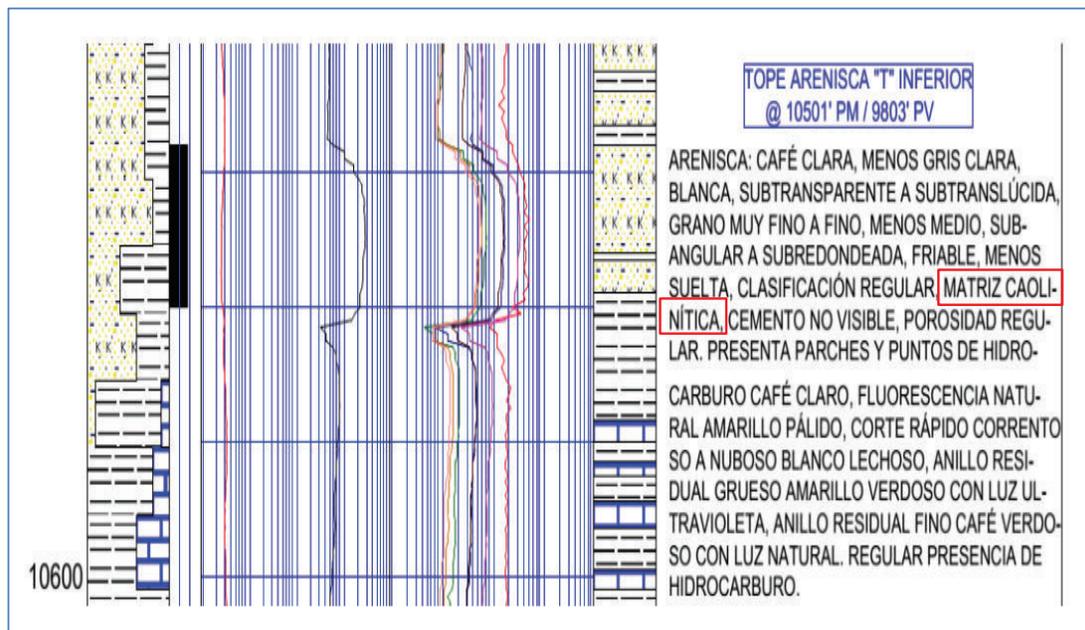
FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

REGISTRO MASTER LOG ORELLANA-095 ARENA "T INFERIOR"



FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

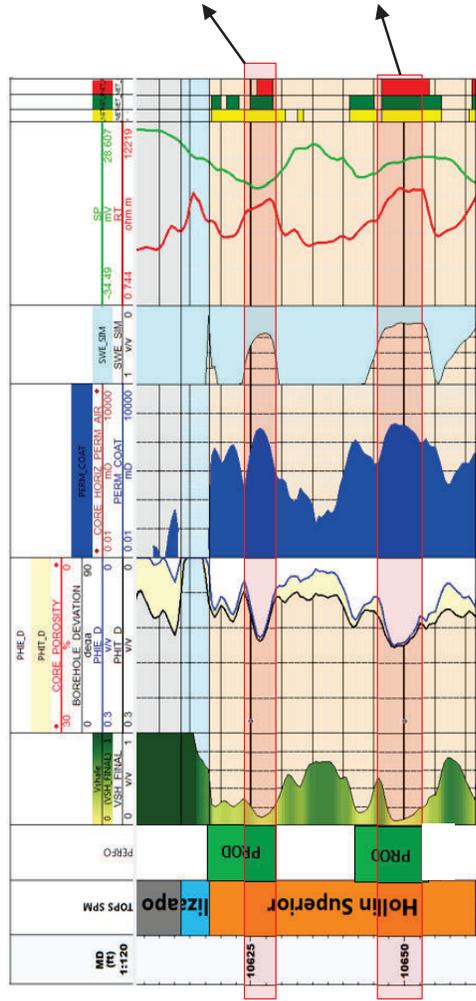
REGISTRO MASTER LOG COCA-024 ARENA "T INFERIOR"



FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

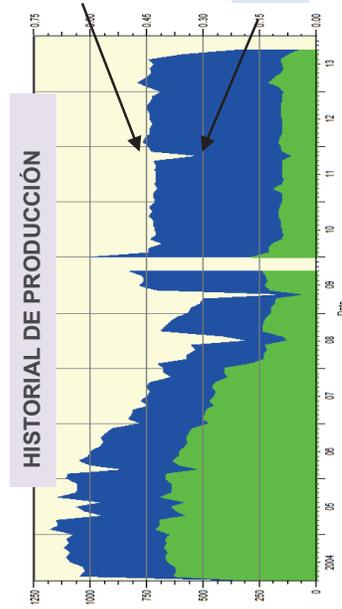
ANEXO 6 EJEMPLO ANÁLISIS HISTÓRICO DE TRABAJOS DE
ESTIMULACIÓN

ANÁLISIS PETROFÍSICO Y DE PRODUCCIÓN POZO COATÍ-025 “HOLLIN SUPERIOR”



POZO COATÍ-025				
Rock Type	H Net	Φ %	Producción por pie	Producción estimada
2	2	14	70	140

Rock Type	H Net	Φ %	Producción por pie	Producción estimada
2	5	15	120	600
			PRODUCCIÓN ESTIMADA	740 BFPD



Producción estimada: 740 BFPD

Producción Real: 760 BFPD

No hay evidencia de Daño de formación

Conclusión: El pozo esta produciendo acorde a su petrofísica, además el perfil de producción no evidencia declinaciones, por lo cual no existe daño a tratar.
 Por lo dicho anteriormente se concluye que “El pozo no es buen candidato para un trabajo de Estimulación Matricial”.

FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016
 ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

ANEXO 7 PERFILES DE PRODUCCIÓN Y CÁLCULO TOTAL DE EGRESOS EN
LOS POZOS SELECCIONADOS

PERFILES DE PRODUCCIÓN POST TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL

PERIODOS (Meses)	COATÍ-054		LOBO SUR-003		ORELLANA 096		COCA 024		ORELLANA 095		ORELLANA 083	
	declinación	0,05 Vol. Mensual (Bls)	declinación	0,06 Vol. Mensual (Bls)	declinación	0,03 Vol. Mensual (Bls)	declinación	0,018 Vol. Mensual (Bls)	declinación	0,02 Vol. Mensual (Bls)	declinación	0,03 Vol. Mensual (Bls)
	Qo (Bls/día)		Qo (Bls/día)		Qo (Bls/día)		Qo (Bls/día)		Qo (Bls/día)		Qo (Bls/día)	
1	1298	38940	2110	63300	233	6990	461	13830	460	13800	320	9600
2	1233	36993	1983	59502	226	6780	453	13581	451	13524	310	9312
3	1171	35143	1864	55932	219	6577	445	13337	442	13254	301	9033
4	1113	33386	1753	52576	213	6380	437	13097	433	12988	292	8762
5	1057	31717	1647	49421	206	6188	429	12861	424	12729	283	8499
6	1004	30131	1549	46456	200	6003	421	12629	416	12474	275	8244
7	954	28624	1456	43669	194	5822	413	12402	407	12225	267	7997
8	906	27193	1368	41049	188	5648	406	12179	399	11980	259	7757
9	861	25834	1286	38586	183	5478	399	11960	391	11741	251	7524
10	818	24542	1209	36271	177	5314	391	11744	384	11506	243	7298
11	777	23315	1136	34094	172	5155	384	11533	376	11276	236	7079
12	738	22149	1068	32049	167	5000	378	11325	368	11050	229	6867
13	701	21042	1004	30126	162	4850	371	11121	361	10829	222	6661
14	666	19990	944	28318	157	4704	364	10921	354	10613	215	6461
15	633	18990	887	26619	152	4563	357	10725	347	10400	209	6267
16	601	18041	834	25022	148	4426	351	10532	340	10192	203	6079
17	571	17139	784	23521	143	4294	345	10342	333	9988	197	5897
18	543	16282	737	22109	139	4165	339	10156	326	9789	191	5720

FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

CÁLCULO DE EGRESOS PARA TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL

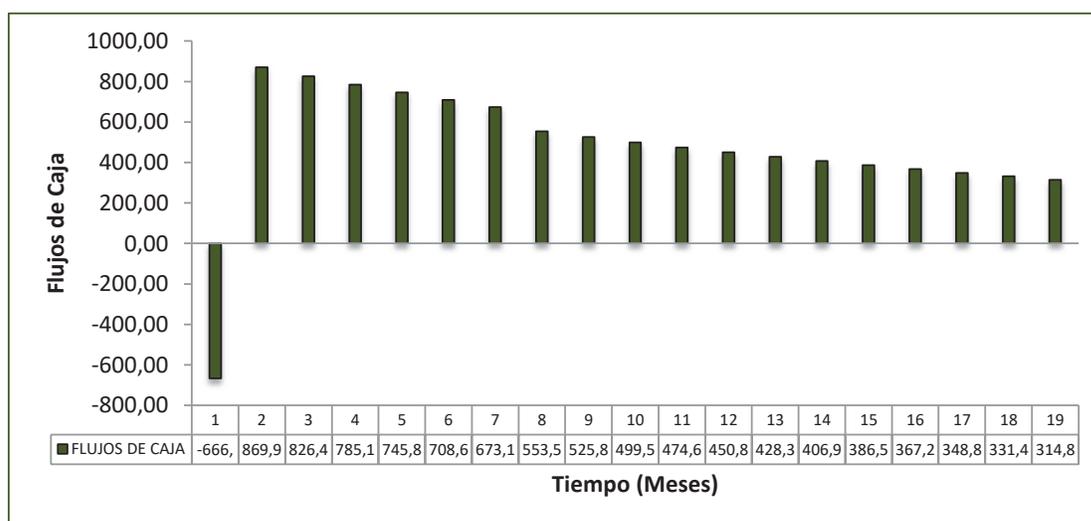
CÁLCULO DE EGRESOS PARA TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL								
ACTIVIDADES	COSTOS	COATÍ-054	LOBO SUR-003	ORELLANA-096	COCA-024	ORELLANA-095	ORELLANA-083	COSTO TOTAL
Renta de taladro de WO	\$ 149.131,00	\$ 149.131,00	\$ 149.131,00	\$ 149.131,00	\$ 149.131,00	\$ 149.131,00	\$ 149.131,00	\$ 894.786,00
Corrida de tubing	\$ 19.008,00	\$ 19.008,00	\$ 19.008,00	\$ 19.008,00	\$ 19.008,00	\$ 19.008,00	\$ 19.008,00	\$ 114.048,00
Operaciones de estimulación	\$ 171.569,23	\$ 171.569,23	\$ 171.569,23	\$ 171.569,23	\$ 171.569,23	\$ 171.569,23	\$ 171.569,23	\$ 1.029.415,38
Inspección de tubulares boca de pozo	\$ 6.833,00	\$ 6.833,00	\$ 6.833,00	\$ 6.833,00	\$ 6.833,00	\$ 6.833,00	\$ 6.833,00	\$ 40.998,00
Servicio de slick line	\$ 6.666,67	\$ 6.666,67	\$ 6.666,67	\$ 6.666,67	\$ 6.666,67	\$ 6.666,67	\$ 6.666,67	\$ 40.000,02
Agua de matado	\$ 28.409,04	\$ 28.409,04	\$ 28.409,04	\$ 28.409,04	\$ 28.409,04	\$ 28.409,04	\$ 28.409,04	\$ 170.454,24
Unidad de filtración	\$ 3.868,00	\$ 3.868,00	\$ 3.868,00	\$ 3.868,00	\$ 3.868,00	\$ 3.868,00	\$ 3.868,00	\$ 23.208,00
Spooler	\$ 3.707,00	\$ 3.707,00	\$ 3.707,00	\$ 3.707,00	\$ 3.707,00	\$ 3.707,00	\$ 3.707,00	\$ 22.242,00
Logística de materiales	\$ 1.500,00	\$ 1.500,00	\$ 1.500,00	\$ 1.500,00	\$ 1.500,00	\$ 1.500,00	\$ 1.500,00	\$ 9.000,00
Ambulancias	\$ 3.158,33	\$ 3.158,33	\$ 3.158,33	\$ 3.158,33	\$ 3.158,33	\$ 3.158,33	\$ 3.158,33	\$ 18.949,98
Vacuum	\$ 3.032,00	\$ 3.032,00	\$ 3.032,00	\$ 3.032,00	\$ 3.032,00	\$ 3.032,00	\$ 3.032,00	\$ 18.192,00
IT & Telecom	\$ 2.137,56	\$ 2.137,56	\$ 2.137,56	\$ 2.137,56	\$ 2.137,56	\$ 2.137,56	\$ 2.137,56	\$ 12.825,36
Adecuaciones en locación	\$ 2.000,00	\$ 2.000,00	\$ 2.000,00	\$ 2.000,00	\$ 2.000,00	\$ 2.000,00	\$ 2.000,00	\$ 12.000,00
BES	\$ 220.000,00	\$ 220.000,00	\$ 220.000,00	\$ 220.000,00	\$ 220.000,00	\$ 220.000,00	\$ 220.000,00	\$ 1.320.000,00
Tubería de producción y accesorios	\$ 40.202,79	\$ 40.202,79	\$ 40.202,79	\$ 40.202,79	\$ 40.202,79	\$ 40.202,79	\$ 40.202,79	\$ 241.216,74
Mantenimiento de cabezal	\$ 5.000,00	\$ 5.000,00	\$ 5.000,00	\$ 5.000,00	\$ 5.000,00	\$ 5.000,00	\$ 5.000,00	\$ 30.000,00
TOTAL	\$ 666.222,62	\$ 3.997.335,72						

FUENTE: Shaya Ecuador S.A, 2016

ANEXO 8 ANÁLISIS ECONÓMICO POZOS SELECCIONADOS

ANÁLISIS ECONÓMICO POZO COATÍ-054

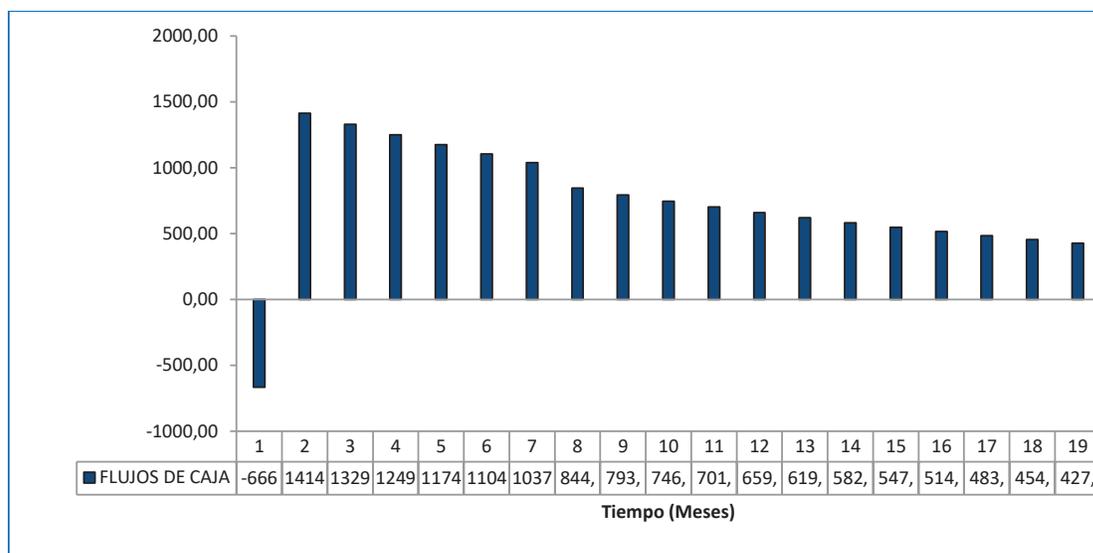
PERIODO (Meses)	Ingresos (M\$)	Egresos (M\$)	Ingreso Grabable (M\$)	Impuesto a las Utilidades (M\$)	Impuesto a la renta (M\$)	Flujo de Caja (M\$)
0	0,00	666,22				-666,22
1	934,56	39,33	895,23	10,48	14,78	869,97
2	887,83	37,36	850,47	9,96	14,04	826,47
3	843,44	35,49	807,95	9,46	13,33	785,15
4	801,27	33,72	767,55	8,99	12,67	745,89
5	761,20	32,03	729,17	8,54	12,03	708,60
6	723,14	30,43	692,71	8,11	11,43	673,17
7	686,99	117,36	569,63	6,67	9,40	553,56
8	652,64	111,49	541,15	6,34	8,93	525,88
9	620,01	105,92	514,09	6,02	8,48	499,58
10	589,01	100,62	488,38	5,72	8,06	474,60
11	559,56	95,59	463,96	5,43	7,66	450,87
12	531,58	90,81	440,77	5,16	7,27	428,33
13	505,00	86,27	418,73	4,90	6,91	406,91
14	479,75	81,96	397,79	4,66	6,57	386,57
15	455,76	77,86	377,90	4,43	6,24	367,24
16	432,97	73,97	359,01	4,20	5,93	348,88
17	411,32	70,27	341,06	3,99	5,63	331,43
18	390,76	66,75	324,00	3,79	5,35	314,86
					VAN (MM\$)	8,39
					TIR (%)	125%
					PRI (Meses)	0,7658
					B/C	4,99



ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

ANÁLISIS ECONÓMICO POZO LOBO SUR-003

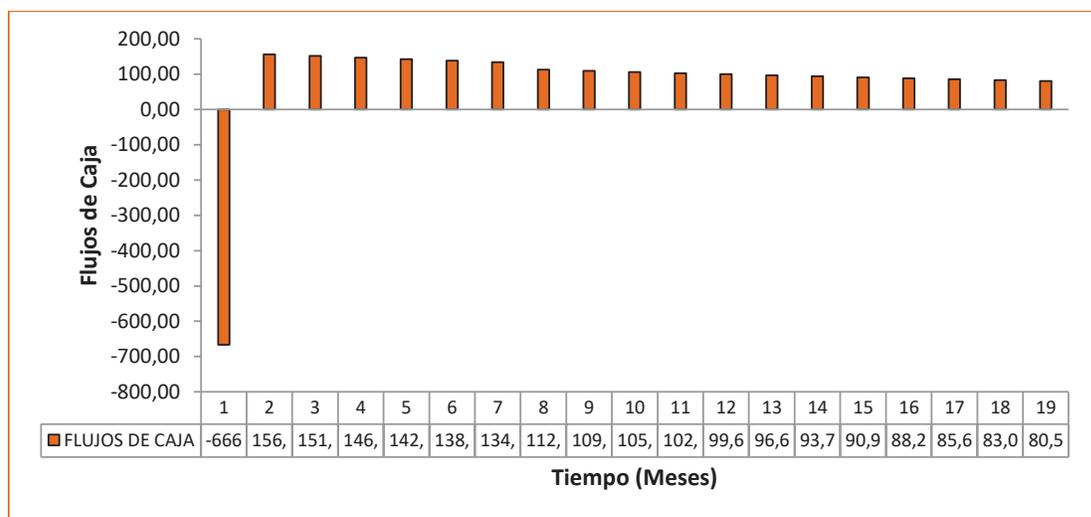
PERIODO (Meses)	Ingresos (M\$)	Egresos (M\$)	Ingreso Grabable (M\$)	Impuesto a las Utilidades (M\$)	Impuesto a la renta (M\$)	Flujo de Caja (M\$)
0	0,00	666,22				-666,22
1	1519,20	63,93	1455,27	17,04	24,02	1414,21
2	1428,05	60,10	1367,95	16,02	22,58	1329,36
3	1342,37	56,49	1285,87	15,06	21,22	1249,59
4	1261,82	53,10	1208,72	14,15	19,95	1174,62
5	1186,11	49,92	1136,20	13,30	18,75	1104,14
6	1114,95	46,92	1068,03	12,51	17,63	1037,89
7	1048,05	179,04	869,01	10,18	14,34	844,49
8	985,17	168,30	816,87	9,57	13,48	793,82
9	926,06	158,20	767,86	8,99	12,67	746,19
10	870,49	148,71	721,78	8,45	11,91	701,42
11	818,26	139,79	678,48	7,94	11,20	659,33
12	769,17	131,40	637,77	7,47	10,53	619,77
13	723,02	123,52	599,50	7,02	9,89	582,59
14	679,64	116,10	563,53	6,60	9,30	547,63
15	638,86	109,14	529,72	6,20	8,74	514,77
16	600,53	102,59	497,94	5,83	8,22	483,89
17	564,50	96,43	468,06	5,48	7,73	454,85
18	530,63	90,65	439,98	5,15	7,26	427,56
VAN (MM \$)						13,07
TIR (%)						206,25%
PRI (Meses)						0,47
B/C						5,68



ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

ANÁLISIS ECONÓMICO POZO ORELLANA-096

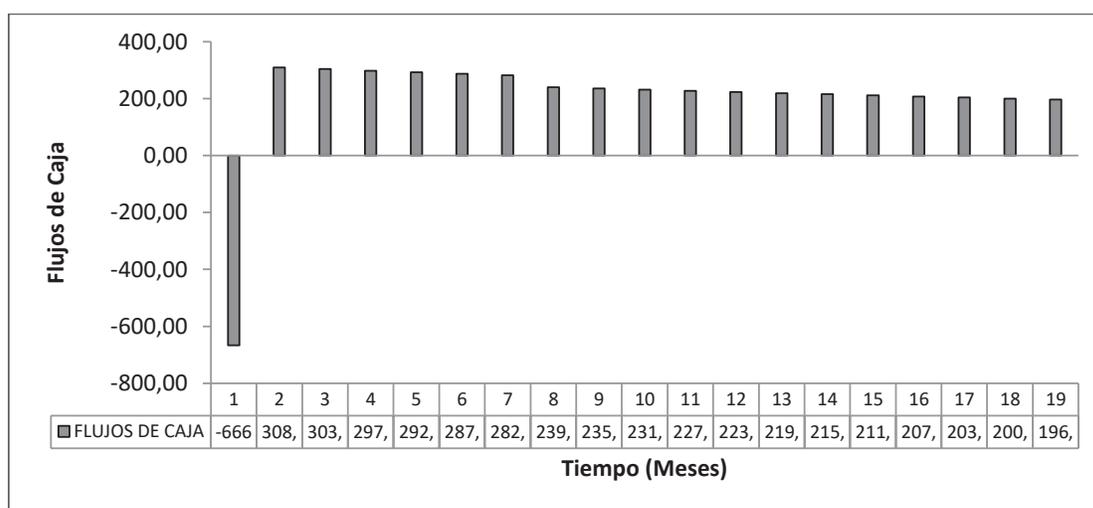
PERIODO (Meses)	Ingresos (M\$)	Egresos (M\$)	Ingreso Grabable (M\$)	Impuesto a las Utilidades (M\$)	Impuesto a la renta (M\$)	Flujo de Caja (M\$)
0	0,00	666,22				-666,22
1	167,76	7,06	160,70	1,88	2,65	156,17
2	162,73	6,85	155,88	1,83	2,57	151,48
3	157,85	6,64	151,20	1,77	2,50	146,94
4	153,11	6,44	146,67	1,72	2,42	142,53
5	148,52	6,25	142,27	1,67	2,35	138,25
6	144,06	6,06	138,00	1,62	2,28	134,11
7	139,74	23,87	115,87	1,36	1,91	112,60
8	135,55	23,16	112,39	1,32	1,85	109,22
9	131,48	22,46	109,02	1,28	1,80	105,94
10	127,54	21,79	105,75	1,24	1,75	102,77
11	123,71	21,13	102,58	1,20	1,69	99,68
12	120,00	20,50	99,50	1,17	1,64	96,69
13	116,40	19,88	96,51	1,13	1,59	93,79
14	112,91	19,29	93,62	1,10	1,55	90,98
15	109,52	18,71	90,81	1,06	1,50	88,25
16	106,23	18,15	88,09	1,03	1,45	85,60
17	103,05	17,60	85,44	1,00	1,41	83,03
18	99,96	17,08	82,88	0,97	1,37	80,54
					VAN (MM \$)	1,21
					TIR (%)	19%
					PRI (Meses)	4,50
					B/C	2,25



ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

ANÁLISIS ECONÓMICO POZO COCA-024

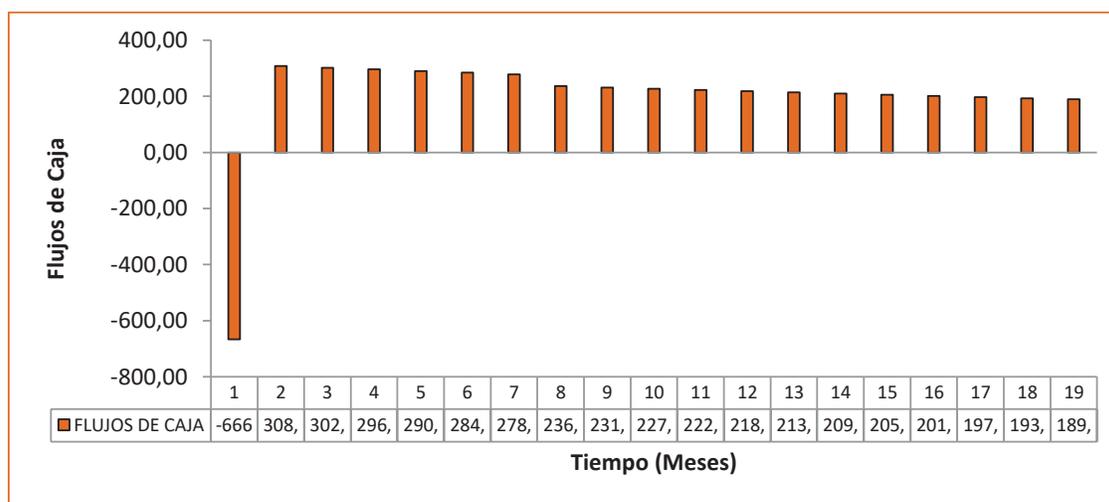
PERIODO (Meses)	Ingresos (M\$)	Egresos (M\$)	Ingreso Gravable (M\$)	Impuesto a las Utilidades (M\$)	Impuesto a la renta (M\$)	Flujo de Caja (M\$)
0	0,00	666,22				-666,22
1	331,92	13,97	317,95	3,72	5,25	308,98
2	325,95	13,72	312,23	3,66	5,15	303,42
3	320,08	13,47	306,61	3,59	5,06	297,96
4	314,32	13,23	301,09	3,53	4,97	292,59
5	308,66	12,99	295,67	3,46	4,88	287,33
6	303,10	12,76	290,35	3,40	4,79	282,16
7	297,65	50,85	246,80	2,89	4,07	239,84
8	292,29	49,93	242,36	2,84	4,00	235,52
9	287,03	49,03	237,99	2,79	3,93	231,28
10	281,86	48,15	233,71	2,74	3,86	227,12
11	276,79	47,28	229,50	2,69	3,79	223,03
12	271,81	46,43	225,37	2,64	3,72	219,01
13	266,91	45,60	221,32	2,59	3,65	215,07
14	262,11	44,78	217,33	2,54	3,59	211,20
15	257,39	43,97	213,42	2,50	3,52	207,40
16	252,76	43,18	209,58	2,45	3,46	203,67
17	248,21	42,40	205,81	2,41	3,40	200,00
18	243,74	41,64	202,10	2,37	3,34	196,40
VAN (MM \$)						3,40
TIR (%)						44%
PRI (Meses)						2,2
B/C						3,52



ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

ANÁLISIS ECONÓMICO POZO ORELLANA-095

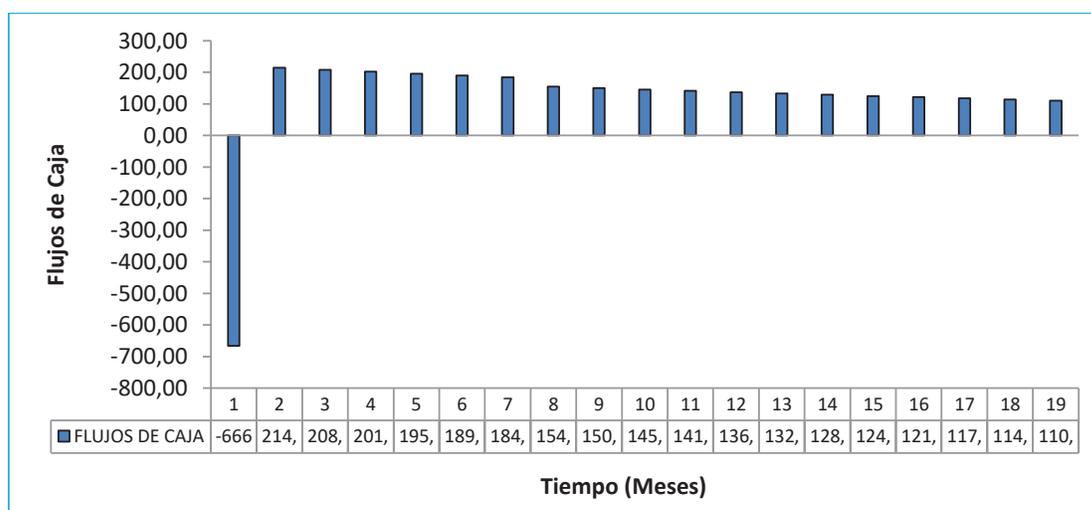
PERIODO (Meses)	Ingresos (M\$)	Egresos (M\$)	Ingreso Gravable (M\$)	% de Utilidades (\$M)	% Impuesto a la renta (M\$)	Flujo de Caja (M\$)
0	0,00	666,22				-666,22
1	331,20	13,94	317,26	3,72	5,24	308,31
2	324,58	13,66	310,92	3,64	5,13	302,14
3	318,08	13,39	304,70	3,57	5,03	296,10
4	311,72	13,12	298,60	3,50	4,93	290,18
5	305,49	12,86	292,63	3,43	4,83	284,38
6	299,38	12,60	286,78	3,36	4,73	278,69
7	293,39	50,12	243,27	2,85	4,02	236,41
8	287,52	49,12	238,40	2,79	3,93	231,68
9	281,77	48,14	233,64	2,74	3,86	227,04
10	276,14	47,17	228,96	2,68	3,78	222,50
11	270,61	46,23	224,38	2,63	3,70	218,05
12	265,20	45,31	219,90	2,57	3,63	213,69
13	259,90	44,40	215,50	2,52	3,56	209,42
14	254,70	43,51	211,19	2,47	3,49	205,23
15	249,61	42,64	206,97	2,42	3,42	201,13
16	244,61	41,79	202,83	2,38	3,35	197,10
17	239,72	40,95	198,77	2,33	3,28	193,16
18	234,93	40,13	194,79	2,28	3,21	189,30
VAN (MM \$)						3,33
TIR (%)						44%
PRI (Meses)						2,2
B/C						3,49



ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

ANÁLISIS ECONÓMICO POZO ORELLANA-083

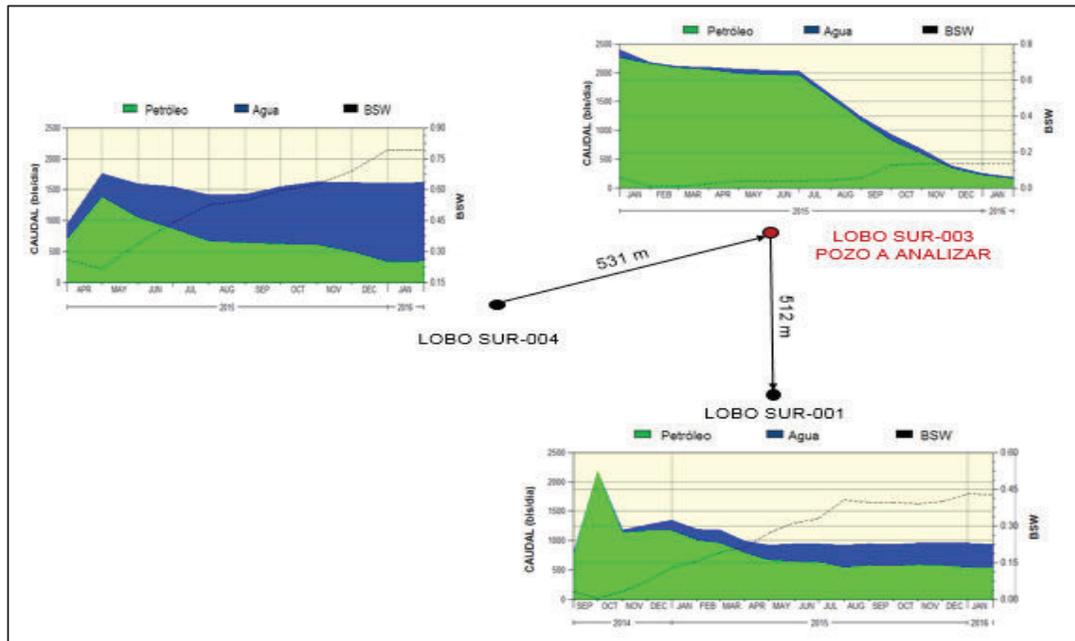
PERIODO (Meses)	Ingresos (M\$)	Egresos (M\$)	Ingreso Gravable (M\$)	Utilidades (\$M)	Impuesto a la renta (M\$)	Flujo de Caja (M\$)
0	0,00	666,22				-666,22
1	230,40	9,70	220,70	2,58	3,64	214,48
2	223,49	9,41	214,08	2,51	3,53	208,04
3	216,78	9,12	207,66	2,43	3,43	201,80
4	210,28	8,85	201,43	2,36	3,32	195,75
5	203,97	8,58	195,39	2,29	3,22	189,87
6	197,85	8,33	189,53	2,22	3,13	184,18
7	191,92	32,79	159,13	1,86	2,63	154,64
8	186,16	31,80	154,36	1,81	2,55	150,00
9	180,57	30,85	149,73	1,75	2,47	145,50
10	175,16	29,92	145,23	1,70	2,40	141,14
11	169,90	29,03	140,88	1,65	2,33	136,90
12	164,81	28,15	136,65	1,60	2,26	132,80
13	159,86	27,31	132,55	1,55	2,19	128,81
14	155,07	26,49	128,58	1,51	2,12	124,95
15	150,41	25,70	124,72	1,46	2,06	121,20
16	145,90	24,92	120,98	1,42	2,00	117,56
17	141,52	24,18	117,35	1,37	1,94	114,04
18	137,28	23,45	113,83	1,33	1,88	110,62
VAN (MM \$)						1,92
TIR (%)						28%
PRI (Meses)						3,21
B/C						2,76



ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

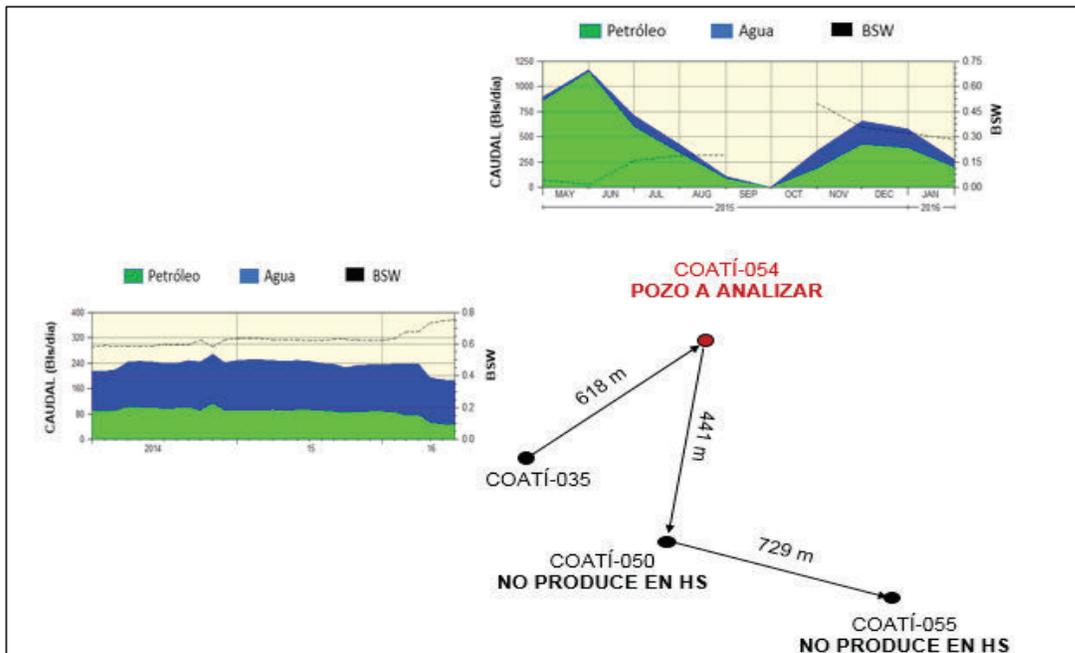
**ANEXO 9 ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN: COMPORTAMIENTO DE AGUA EN LA
CORRELACIÓN ESTRUCTURAL**

COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE AGUA ARENA HOLLÍN SUPERIOR POZOS LOBO SUR-003



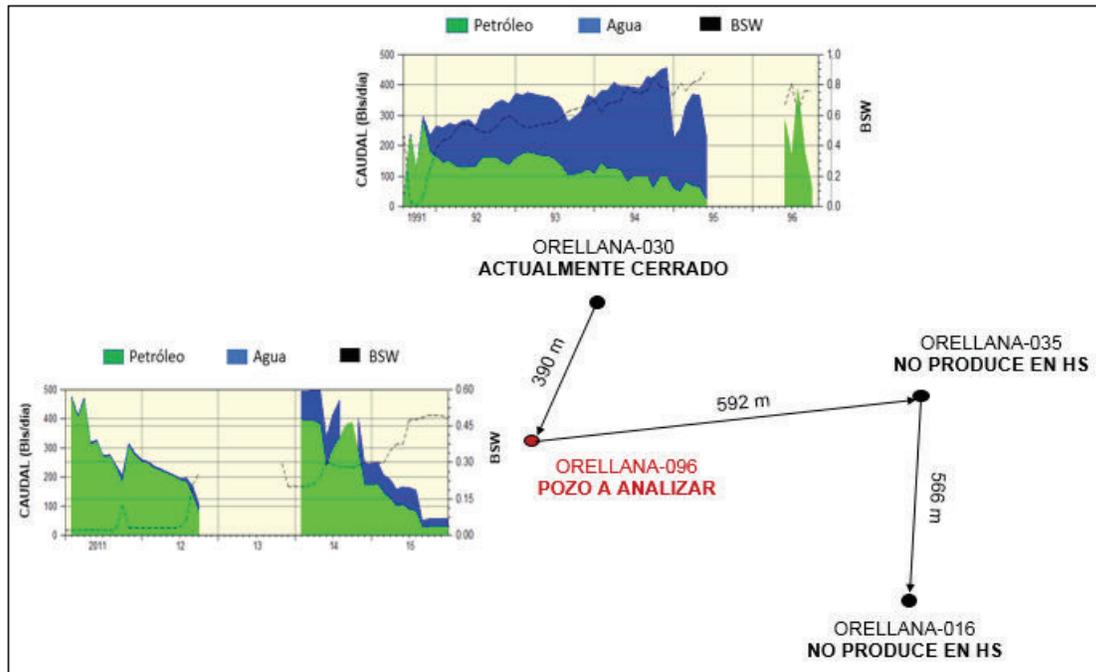
ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE AGUA ARENA HOLLÍN SUPERIOR POZOS COATÍ-054



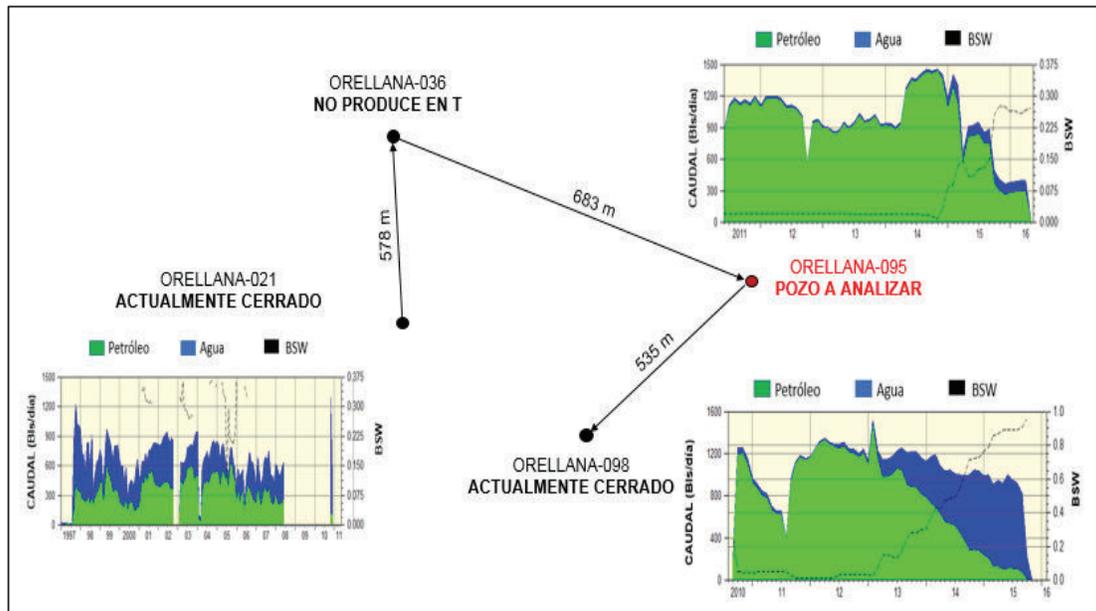
ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE AGUA ARENA HOLLÍN SUPERIOR POZOS ORELLANA-096



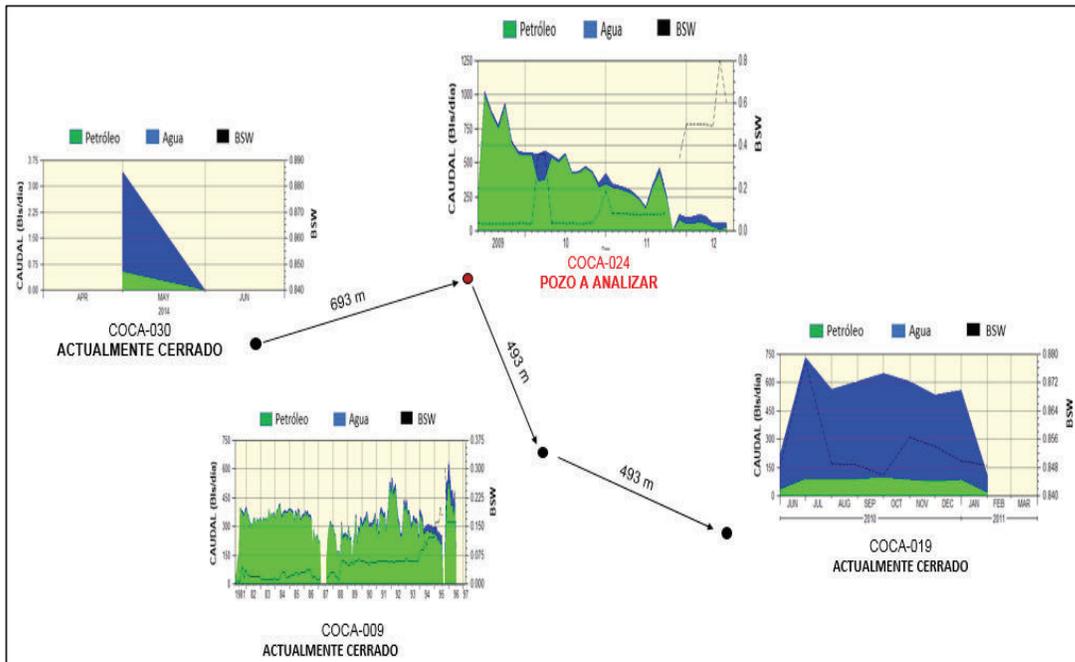
ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE AGUA ARENA T INFERIOR POZOS ORELLANA-095



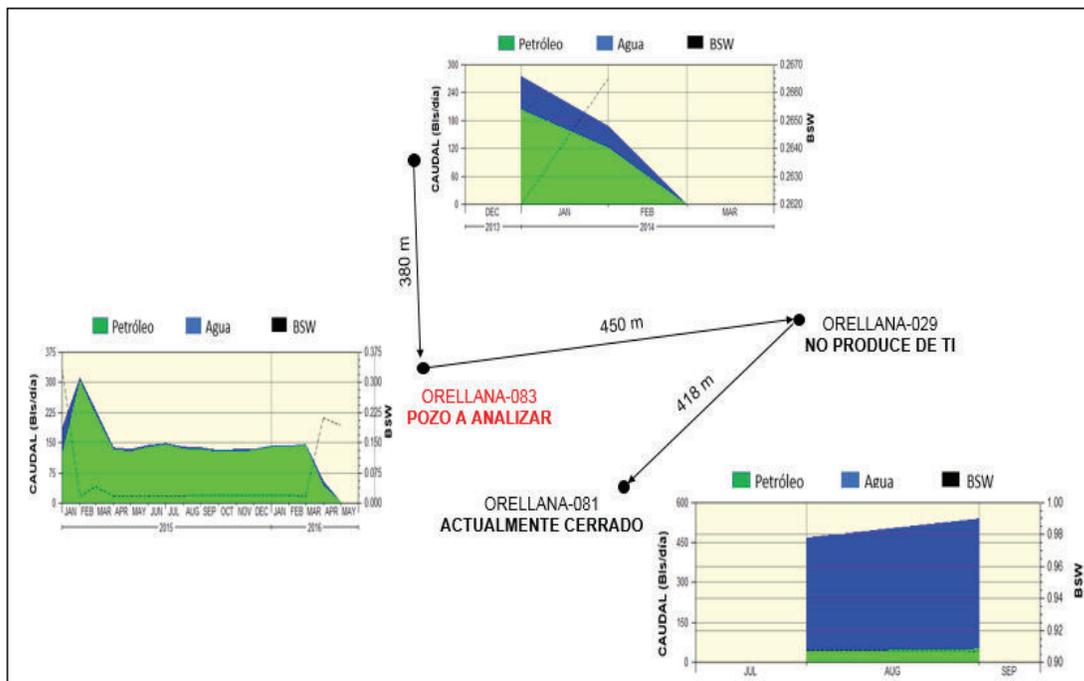
ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE AGUA ARENA T INFERIOR POZOS COCA-024



ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

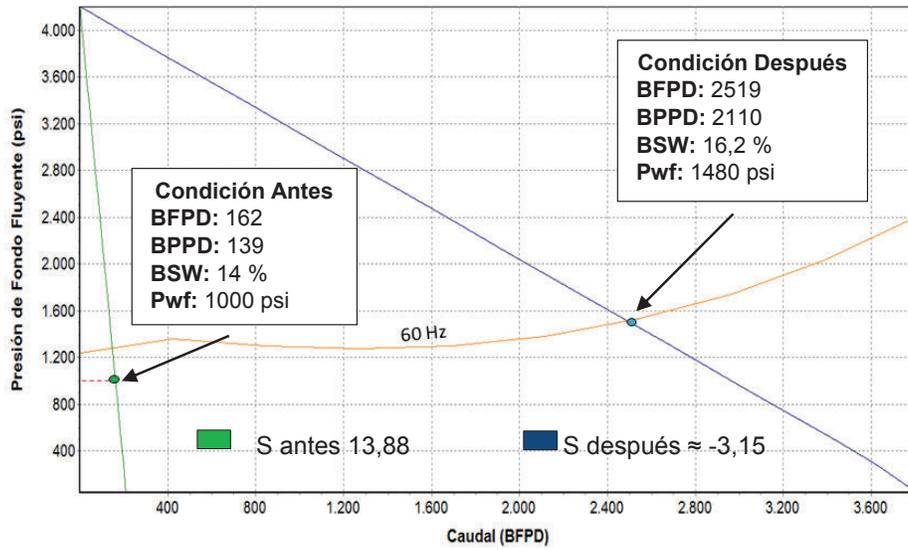
COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE AGUA ARENA T INFERIOR POZOS ORELLANA-083



ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

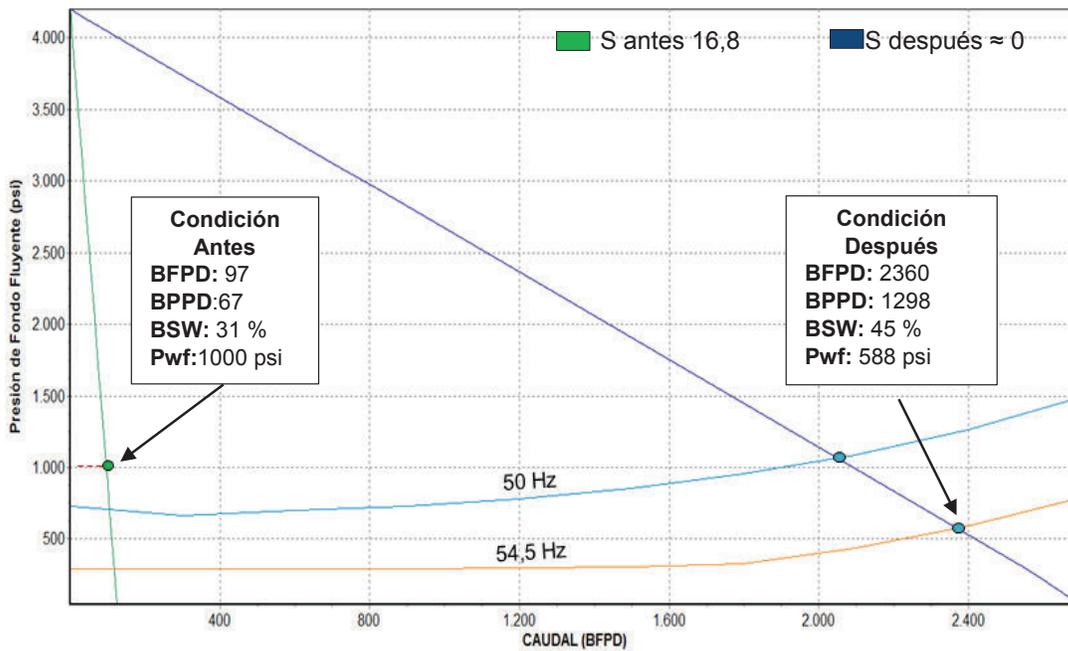
ANEXO 10 ANÁLISIS CURVAS IPR PRE Y POST TRABAJO DE ESTIMULACIÓN

IPR PRE Y POST TRABAJO DE ESTIMULACIÓN POZO LOBO SUR-003



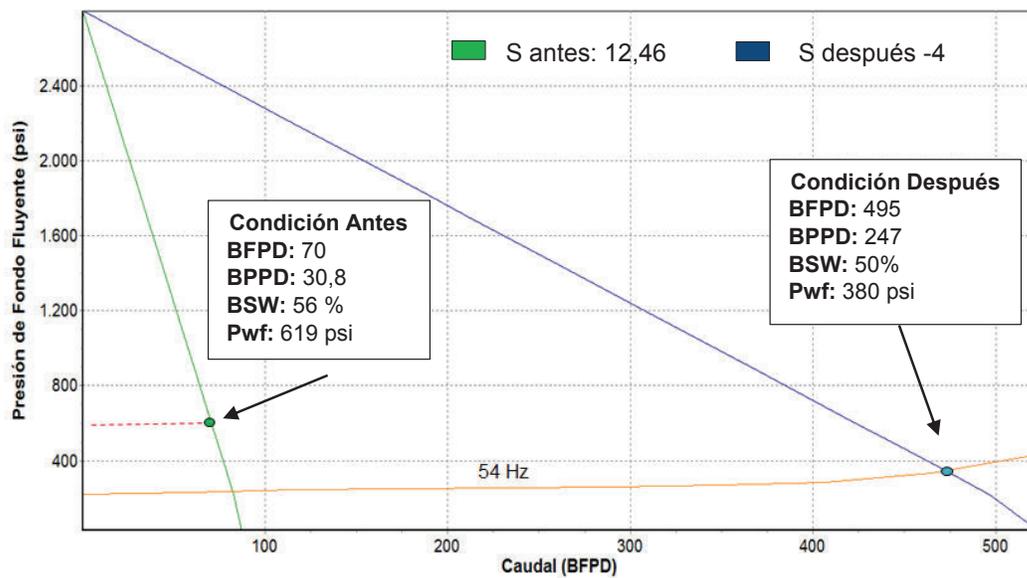
FUENTE: Shaya Ecuador S.A., 2016
 ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

IPR PRE Y POST TRABAJO DE ESTIMULACIÓN POZO COATÍ-054



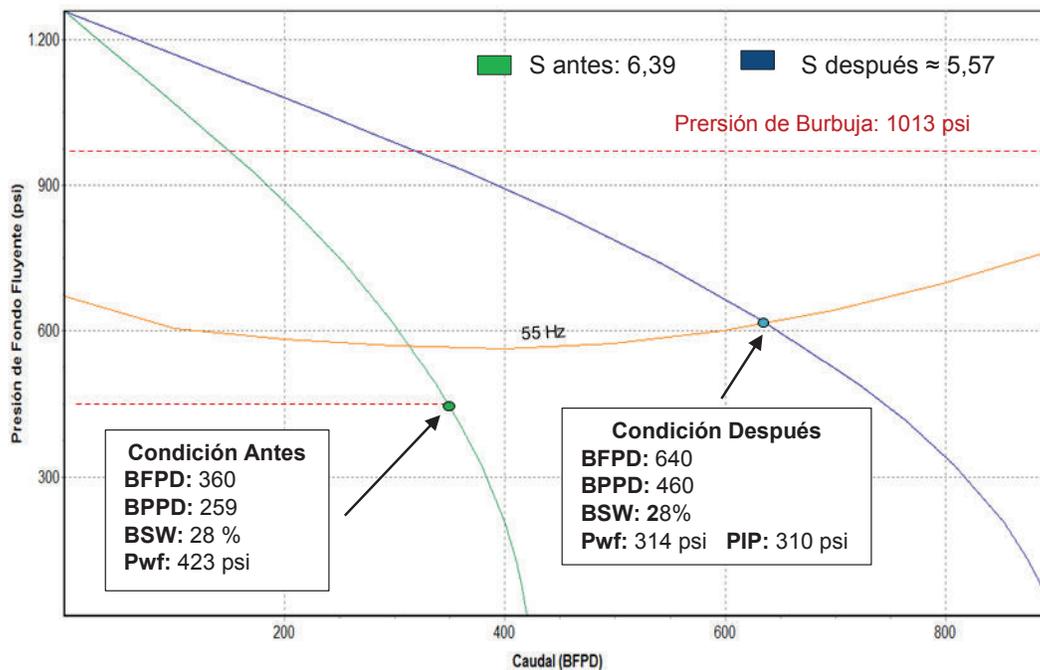
FUENTE: Shaya Ecuador S.A., 2016
 ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

IPR PRE Y POST TRABAJO DE ESTIMULACIÓN POZO ORELLANA-096



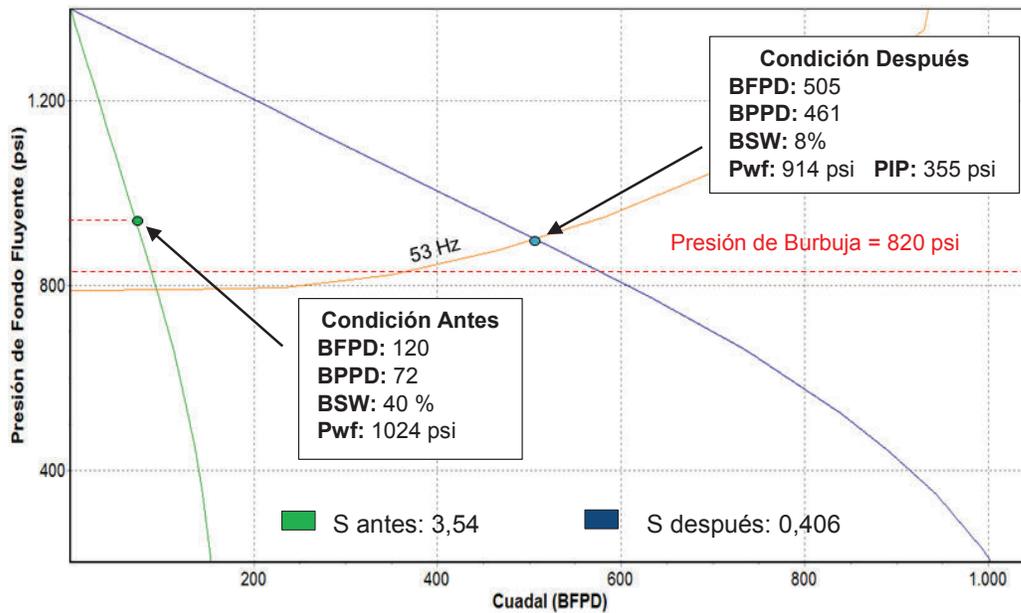
FUENTE: Shaya Ecuador S.A., 2016
ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

IPR PRE Y POST TRABAJO DE ESTIMULACIÓN POZO ORELLANA-095



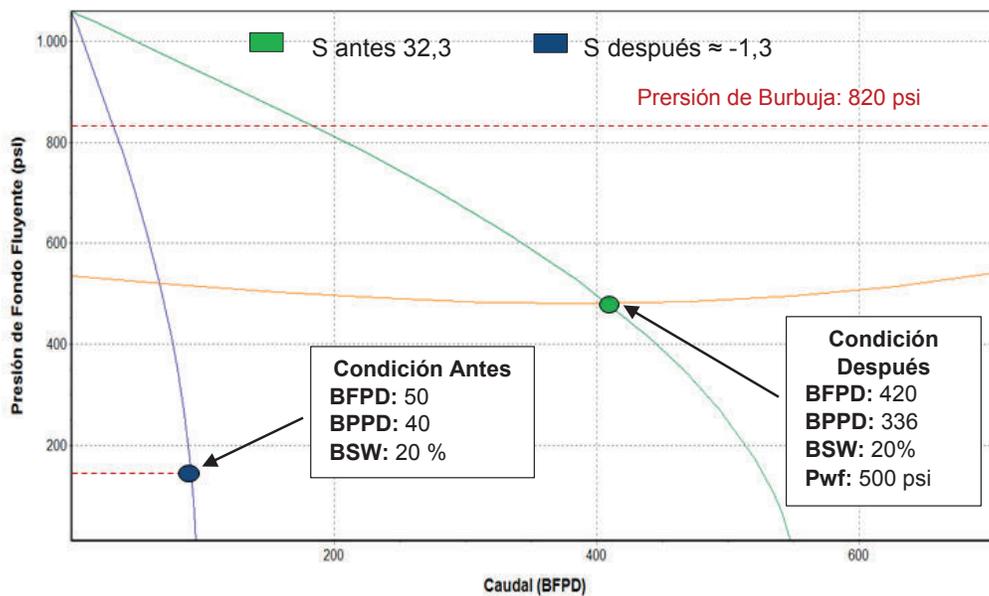
FUENTE: Shaya Ecuador S.A., 2016
ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

IPR PRE Y POST TRABAJO DE ESTIMULACIÓN POZO COCA-024



FUENTE: Shaya Ecuador S.A., 2016
 ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

IPR PRE Y POST TRABAJO DE ESTIMULACIÓN POZO ORELLANA-083



FUENTE: Shaya Ecuador S.A., 2016
 ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

**ANEXO 11 ANÁLISIS PETROFÍSICO, PRODUCCIÓN Y CARACTERIZACIÓN
PETROFÍSICA POR TIPOS DE ROCA**

CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA Y DE PRODUCCIÓN: ROCAS TIPO 0

TIPO DE ROCA	MUESTRA	Permeabilidad (Mdarcy)	Porosidad (%)	Q. Fluido (Bls/día)	Espesor neto (ft)	BFPD/ft
0	1	6224	22,7			
	2	5827	23,1			
	3	6523	24			
	4	4754	22,1			
	5	6205	22,2			
	6	4250	22,3			
	7	3721	22,4			
	8	2965	22			
	9	2209	21,9			
	10	2817	21,7			
	11	4274	21,5			
	12	2955	21,4			
	13	2908	21,3			
	14	3875	20,1			
	15	3203	20,5			

CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA Y DE PRODUCCIÓN: ROCAS TIPO 4

TIPO DE ROCA	MUESTRA	Permeabilidad (Mdarcy)	Porosidad (%)	Q. Fluido (Bls/día)	Espesor neto (ft)	BFPD/ft
4	1	0,10	2,4			
	2	0,33	7,4			
	3	0,40	10,6			
	4	0,08	3,2			
	5	0,42	6,9			
	6	0,03	4,7			
	7	0,30	2,7			
	8	0,95	7,2			
	9	0,09	6,9			
	10	0,22	3,8			
	11	0,38	8,8			
	12	0,61	6,3			
	13	0,92	9,6			
	14	0,46	5,8			
	15	0,84	3,4			

ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA Y DE PRODUCCIÓN: ROCAS TIPO 1

TIPO DE ROCA	MUESTRA	Permeabilidad (Mdarcy)	Porosidad (%)	Q. Fluido (Bls/día)	Espesor neto (ft)	BFPD/ft
1	1	689	19,5	2394	15	159,6
	2	610	19	2273	14	162,4
	3	1100	18,3	2890	17	170,0
	4	920	18	3610	22	164,1
	5	910	17,5	3345	21	159,2
	6	1010	17,1	3577	22	162,6
					BFPD/ft PROMEDIO	162,98
					BFPD/ft MÁXIMO	170,00

CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA Y DE PRODUCCIÓN: ROCAS TIPO 2

TIPO DE ROCA	MUESTRA	Permeabilidad (Mdarcy)	Porosidad (%)	Q. Fluido (Bls/día)	Espesor neto (ft)	BFPD/ft
2 NORMAL	1	317	16,8	1215	9	135
	2	476	16,6	2032	17	119,5
	3	389	17,0	2468	21	117,5
	4	447	16,8	2431	24	101,3
	5	201	16,5	1158	11	105,3
	6	311	16,4	1878	20	93,9
	7	117	16,0	996	10	99,56
	8	271	15,7	1004	10	100,4
	9	325	15,6	1145	12	95,4
				BFPD/ft PROMEDIO		107,54
2 DEGRADADA	10	136	15,2	876	11	79,6
	11	166	14,8	1636	21	77,9
	12	356	13,1	957	15	63,8
	13	203	12,5	821	18	45,6
	14	199	12,2	459	11	41,7
	15	253	12,1	955	24	39,8
				BFPD/ft PROMEDIO		58,07
				BFPD/ft MÁXIMO		135,00

ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

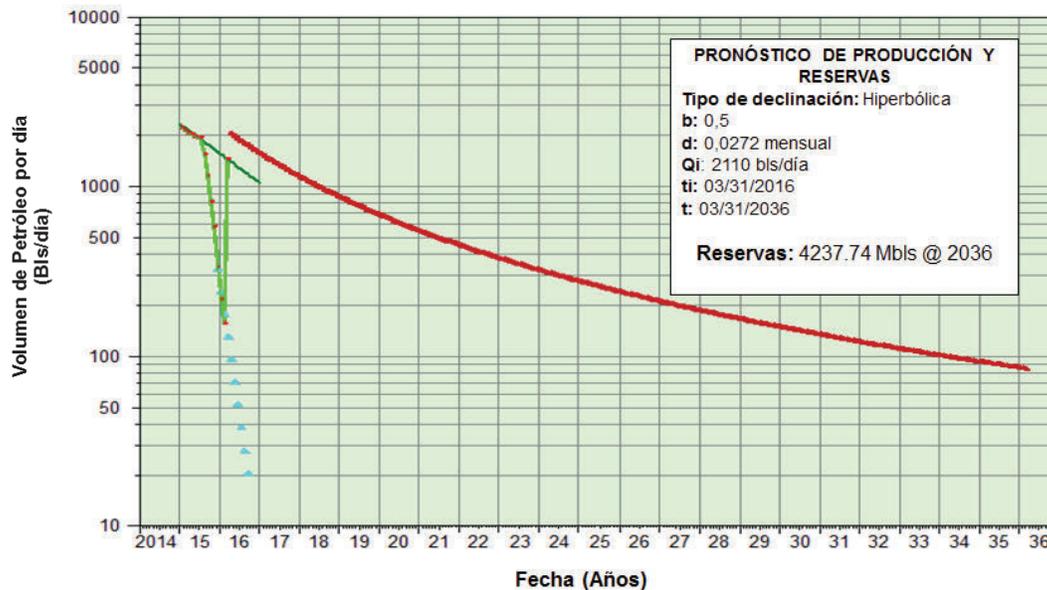
CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA Y DE PRODUCCIÓN: ROCAS TIPO 3

TIPO DE ROCA	MUESTRA	Permeabilidad (Mdarcy)	Porosidad (%)	Q. Fluido (Bls/día)	Espesor neto (ft)	BFPD/ft
3	1	5	8,5	325	17	19,1
	2	9	9,1	277	13	21,3
	3	14	9,2	217	9	24,1
	4	17	10,0	350	12	29,2
	5	24	11,7	432	9	48
BFPD/ft PROMEDIO						28,34
BFPD/ft MÁXIMO						48,00

ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

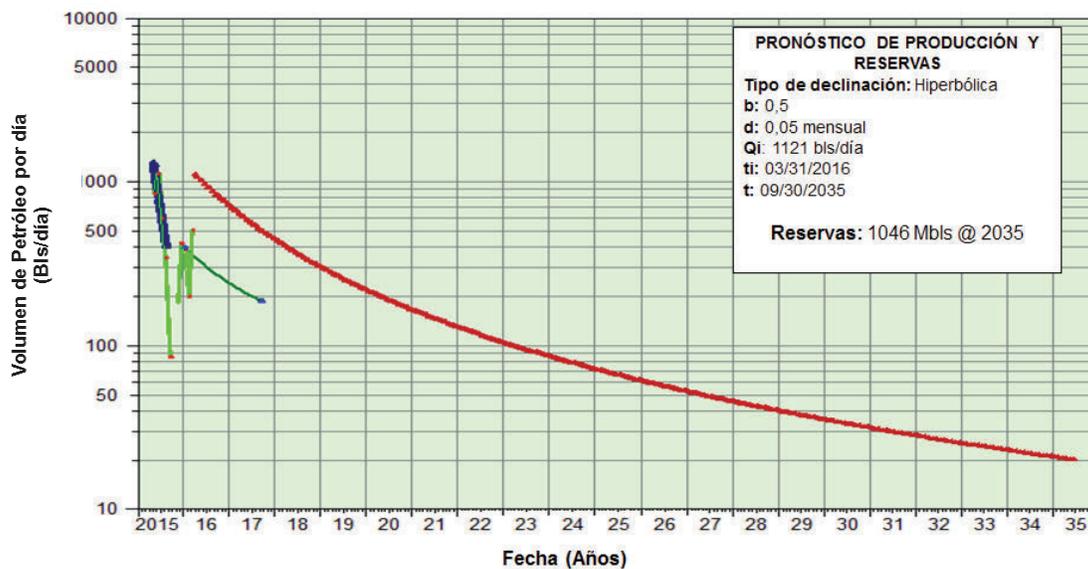
ANEXO 12 PRONÓSTICO DE RESERVAS POZOS SELECCIONADOS

PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN Y RESERVAS POZO LOBO SUR-003 “HOLLÍN SUPERIOR”



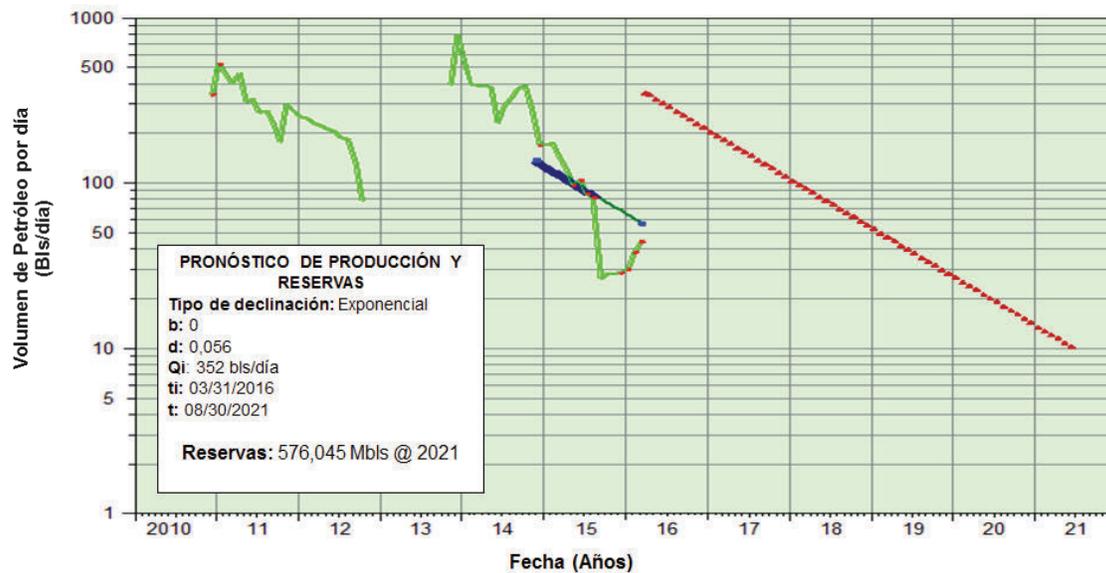
FUENTE: Shaya Ecuador S.A., 2016
 ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN Y RESERVAS POZO COATÍ-054 “HOLLÍN SUPERIOR”



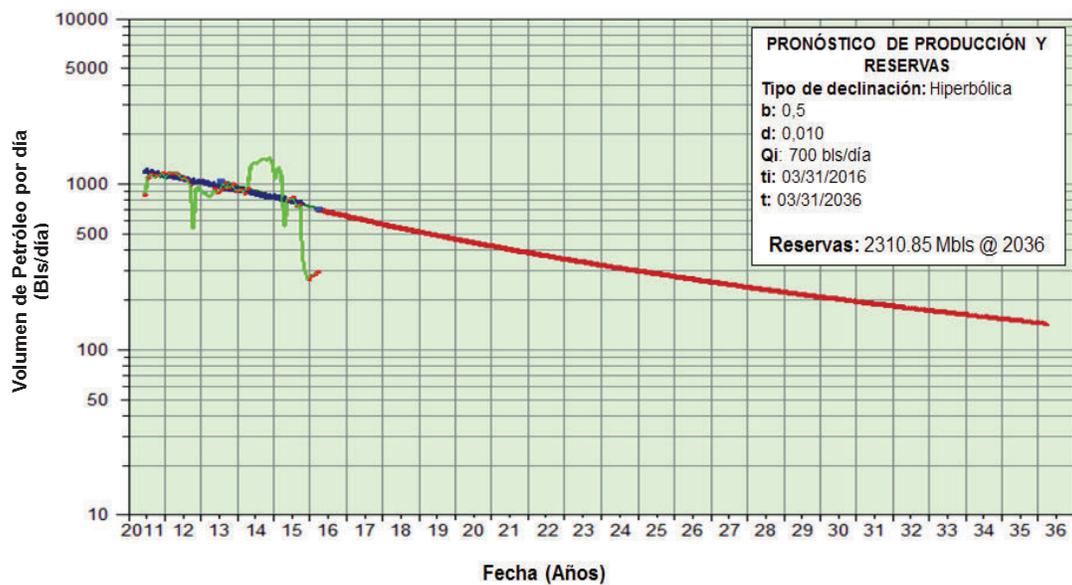
FUENTE: Shaya Ecuador S.A., 2016
 ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN Y RESERVAS POZO ORELLANA-096 “HOLLÍN SUPERIOR”



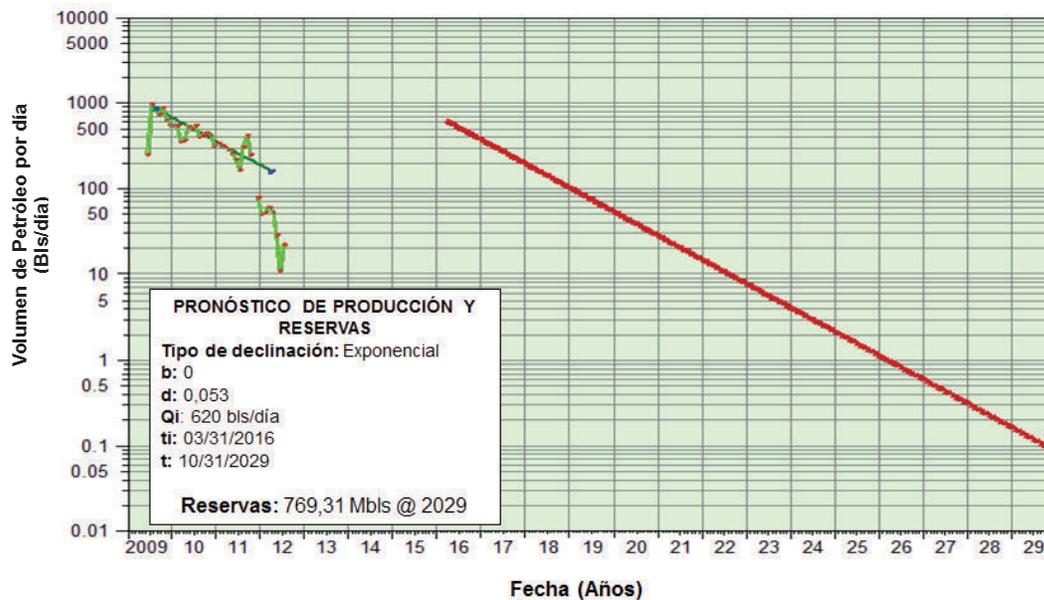
FUENTE: Shaya Ecuador S.A., 2016
 ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN Y RESERVAS POZO ORELLANA-095 “T INFERIOR”



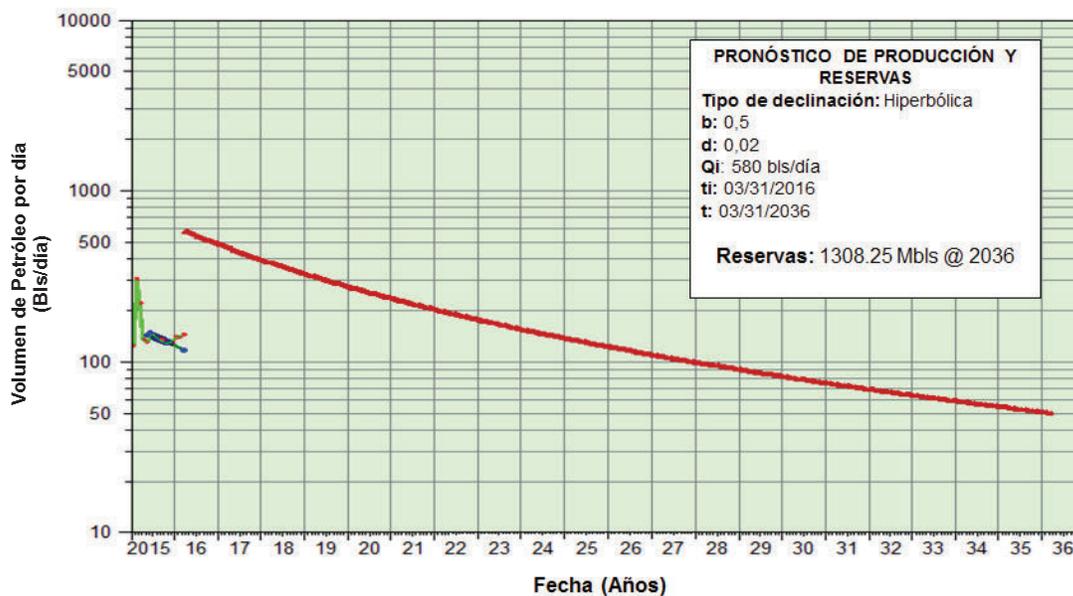
FUENTE: Shaya Ecuador S.A., 2016
 ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN Y RESERVAS POZO COCA-024 "T INFERIOR"



FUENTE: Shaya Ecuador S.A., 2016
ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN Y RESERVAS POZO ORELLANA-083 "T INFERIOR"



FUENTE: Shaya Ecuador S.A., 2016
ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

ANEXO 13 ANÁLISIS MINERALÓGICO GENERAL DEL ACTIVO ORELLANA

COMPOSICIÓN MINERALÓGICA % POZO LOBO SUR-001 FORMACIÓN HOLLÍN								
Prof.	CUARZO	CAOLINITA	ILLITA	CALCITA	SIDERITA	FPTO-K	PIRITA	TOTAL
11170.3'	79,8	7,3	1,6	0,0	0,0	10,5	0,0	99,2
11172.8'	78,8	9,5	1,8	0,0	0,0	8,9	0,0	99,0
11174.3'	78,5	8,6	2,0	0,0	0,0	10,1	0,0	99,2
11175.8'	82,6	6,3	2,1	0,0	0,0	8,6	0,0	99,6
11177.2'	80,9	6,0	1,4	0,0	0,0	10,8	0,0	99,1
11178.8'	83,9	4,2	1,6	0,0	0,0	9,2	0,0	98,9
11180.3'	84,9	4,2	1,4	0,0	0,0	8,1	0,0	98,5
11181.8'	87,9	1,1	0,0	0,0	0,0	9,5	0,0	98,4
11182.8'	87,0	2,1	0,0	1,7	0,0	8,6	0,0	99,2
1184.5'	81,9	5,7	2,8	0,0	0,0	8,3	0,0	98,8
11186.2'	61,7	4,6	2,1	24,3	0,0	6,5	0,0	99,2
11187.2'	58,0	4,6	0,0	21,9	1,6	13,4	0,0	99,4
11195.9'	27,1	18,0	8,6	7,1	38,3	0,0	0,0	99,1
11198'	19,3	17,9	5,7	34,3	22,0	0,0	0,0	99,2
11199.5'	19,3	15,5	7,4	16,8	40,6	0,0	0,0	99,6

COMPOSICIÓN MINERALÓGICA % POZO COCA-013 FORMACIÓN T									
PROF.	CUARZO	CAOLINITA	AMESITA	CALCITA	SIDERITA	MICROCLINA	GLAUCONITA	PIRITA	TOTAL
9792,4	92,5	0,0	0,1	0,0	0,0	0,8	6,6	0,0	100
9793,4	90,6	0,0	0,2	0,0	0,0	1,0	8,2	0,0	100
9794,4	99,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	100
9796,0	96,6	2,9	0,1	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	100
9801,3	82,1	4,9	0,6	2,7	7,2	0,0	0,0	2,6	100
9803,0	80,3	4,5	0,5	1,5	0,0	0,9	10,6	1,8	100
9804,0	82,2	0,0	0,0	6,7	2,0	1,0	7,8	0,3	100
9805,3	85,4	4,7	0,5	0,0	0,1	1,5	7,0	0,8	100
9820,9	49,9	16,6	0,1	0,0	21,4	3,5	8,4	0,0	100

COMPOSICIÓN MINERALÓGICA % ARENISCA U POZO TULCÁN-006				
PROFUNDIDAD (ft)	CUARZO	MICROCLINA	ANHIDRITA	TOTAL
9662,5-9663,5	93,05	6,35	0,6	100
9664,5-9665,5	93,17	6,21	0,62	100

FUENTE: Shaya Ecuador S.A., 2016
ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

ANEXO 14 RESUMEN GENERAL TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL

ANÁLISIS DE POZO				RESULTADOS ESTIMULACIÓN MATRICIAL					
POZO	PRESIÓN (psi)	MINERALOGÍA	TIPO DE DAÑO	ÁCIDO Y DOSIFICACIÓN	ANTES		DESPUÉS		
					Qo (bls/día)	SKIN	Qo (bls/día)	SKIN Simulado	ΔQo (bls/día)
LBS-003 H SUPERIOR	4200	Cuarzo Caolinita Calcita Glauconita	Taponamiento por Migración de Finos (Arcillas)	ÁCIDO ACÉTICO 10%: 41 bls OCA XP: 88 bls	139	13,88	2110	-3,15	1971
CTI-054 H SUPERIOR	4200	Cuarzo Glauconita Calcita	Taponamiento por Migración de Finos (Arcillas)	ÁCIDO ACÉTICO 10%: 27 bls OCA XP: 49 bls	67	16,8	1298	0,062	1231
ORLN-096 H SUPERIOR	2800	Cuarzo Caolinita Illita	Taponamiento por Migración de Finos (Propano), emulsiones y Bloqueo por agua	CleanSWEEP I: 26 bls ÁCIDO ACÉTICO 10%: 27 bls OneSTEP: 39 bls	30,8	12,46	247	-4	216,2
ORLN-095 T INFERIOR	1260	Cuarzo Calcita	Desestabilización de Arcillas y Bloqueo por Agua	CleanSWEEP I: 39 bls ÁCIDO ACÉTICO 10%: 54 bls OCA XP: 88 bls OILSEEKER: 8 bls	259	6,39	460	5,57	201
COC-024 T INFERIOR	1800	Cuarzo Caolinita	Taponamiento por Migración de Finos y bloqueo por Agua	CleanSWEEP I: 39 bls ÁCIDO ACÉTICO 10%: 54 bls OCA XP: 88 bls OILSEEKER: 8 bls	0	3,54	461	≈ 0,406	461

Nota: Daños de Formación estimados por eficiencias de flujo

FUENTE: Shaya Ecuador S.A., 2016

ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

**ANEXO 15 ANÁLISIS ECONÓMICO DESGLOSADO ACORDE A CENTRO DE
COSTOS**

CENTRO DE COSTOS LOBO SUR-003					
INVERSIÓN	ACTIVIDAD	N°	COSTO	TOTAL	%
CAPEX	EXPLORACIÓN	1	\$ 2.235.000,00	\$ 2.235.000,00	25,47
	PERFORACIÓN	1	\$ 3.951.729,60	\$ 3.951.729,60	45,04
	COMPLETACIÓN	1	\$ 1.921.257,50	\$ 1.921.257,50	21,90
OPEX	PULLING	0	\$ 424.132,64	\$ -	0,00
	RECAÑONEO	0	\$ 550.991,52	\$ -	0,00
	ESTIMULACIÓN M.	1	\$ 666.222,62	\$ 666.222,62	7,59
	FRACTURA H.	0	\$ 1.391.681,48	\$ -	0,00
	PESCA	0	\$ 727.859,72	\$ -	0,00
	CAMBIO DE ZONA	0	\$ 670.709,33	\$ -	0,00
1	TOTAL		\$ 8.774.209,72	\$ 8.774.209,72	100,00

ANÁLISIS ECONÓMICO DESGLOSADO			
	GENERAL	ESTIMULACIÓN	T. PREVIOS
VAN (MM\$)	13,07	0,99	12,08
Δqo (Bls/día)	1971	149,66	1821,34
% Estimulación	7,59		
PRI (Meses)	0,47		

CENTRO DE COSTOS POZO COATÍ-054 HS					
INVERSIÓN	ACTIVIDAD	N°	COSTO	TOTAL	%
CAPEX	EXPLORACIÓN	1	\$ 2.235.000,00	\$ 2.235.000,00	23,67
	PERFORACIÓN	1	\$ 3.951.729,60	\$ 3.951.729,60	41,86
	COMPLETACIÓN	1	\$ 1.921.257,50	\$ 1.921.257,50	20,35
OPEX	PULLING	0	\$ 424.132,64	\$ -	0,00
	RECAÑONEO	0	\$ 550.991,52	\$ -	0,00
	ESTIMULACIÓN M.	2	\$ 666.222,62	\$ 1.332.445,24	14,11
	FRACTURA H.	0	\$ 1.391.681,48	\$ -	0,00
	PESCA	0	\$ 727.859,72	\$ -	0,00
	CAMBIO DE ZONA	0	\$ 670.709,33	\$ -	0,00
2	TOTAL		\$ 9.440.432,34	\$ 9.440.432,34	100,00

ANÁLISIS ECONÓMICO DESGLOSADO			
	GENERAL	ESTIMULACIÓN	T. PREVIOS
VAN (MM\$)	8,34	0,59	7,75
Δqo (Bls/día)	1231	86,87	1144,13
% Estimulación	7,06		
PRI (Meses)	0,765		

CENTRO DE COSTOS POZO ORELLANA-096					
INVERSIÓN	ACTIVIDAD	N°	COSTO	TOTAL	%
CAPEX	EXPLORACIÓN	1	\$ 2.235.000,00	\$ 2.235.000,00	19,54
	PERFORACIÓN	1	\$ 3.951.729,60	\$ 3.951.729,60	34,55
	COMPLETACIÓN	1	\$ 1.921.257,50	\$ 1.921.257,50	16,80
OPEX	PULLING	3	\$ 424.132,64	\$ 1.272.397,93	11,12
	RECAÑONEO	0	\$ 550.991,52	\$ -	0,00
	ESTIMULACIÓN M.	1	\$ 666.222,62	\$ 666.222,62	5,82
	FRACTURA H.	1	\$ 1.391.681,48	\$ 1.391.681,48	12,17
	PESCA	0	\$ 727.859,72	\$ -	0,00
	CAMBIO DE ZONA	0	\$ 670.709,33	\$ -	0,00
5	TOTAL		\$ 11.438.289,13	\$ 11.438.289,13	100,00

ANÁLISIS ECONÓMICO DESGLOSADO			
	GENERAL	ESTIMULACIÓN	T. PREVIOS
VAN (MM\$)	1,21	0,07	1,14
Δqo (Bls/día)	216	12,58	203,42
% Estimulación	5,82		
PRI (Meses)	4,5		

FUENTE: SHAYA ECUADOR S.A.
ELABORADO POR: Cristian Gualancañay

CENTRO DE COSTOS POZO ORELLANA-095					
INVERSIÓN	ACTIVIDAD	N°	COSTO	TOTAL	%
CAPEX	EXPLORACIÓN	1	\$ 2.235.000,00	\$ 2.235.000,00	23,23
	PERFORACIÓN	1	\$ 3.951.729,60	\$ 3.951.729,60	41,07
	COMPLETACIÓN	1	\$ 1.921.257,50	\$ 1.921.257,50	19,97
OPEX	PULLING	2	\$ 424.132,64	\$ 848.265,29	8,82
	RECAÑONEO	0	\$ 550.991,52	\$ -	0,00
	ESTIMULACIÓN M.	1	\$ 666.222,62	\$ 666.222,62	6,92
	FRACTURA H.	0	\$ 1.391.681,48	\$ -	0,00
	PESCA	0	\$ 727.859,72	\$ -	0,00
	CAMBIO DE ZONA	0	\$ 670.709,33	\$ -	0,00
3 TOTAL			\$ 9.622.475,01	100,00	

ANÁLISIS ECONÓMICO DESGLOSADO			
	GENERAL	ESTIMULACIÓN	T. PREVIOS
VAN (MM\$)	3,33	0,23	3,10
Δ qo (Bls/día)	201	13,92	187,08
% Estimulación	6,92		
PRI (Meses)	2,2		

CENTRO DE COSTOS POZO COCA-024					
INVERSIÓN	ACTIVIDAD	N°	COSTO	TOTAL	%
CAPEX	EXPLORACIÓN	1	\$ 2.235.000,00	\$ 2.235.000,00	25,47
	PERFORACIÓN	1	\$ 3.951.729,60	\$ 3.951.729,60	45,04
	COMPLETACIÓN	1	\$ 1.921.257,50	\$ 1.921.257,50	21,90
OPEX	PULLING	0	\$ 424.132,64	\$ -	0,00
	RECAÑONEO	0	\$ 550.991,52	\$ -	0,00
	ESTIMULACIÓN M.	1	\$ 666.222,62	\$ 666.222,62	7,59
	FRACTURA H.	0	\$ 1.391.681,48	\$ -	0,00
	PESCA	0	\$ 727.859,72	\$ -	0,00
	CAMBIO DE ZONA	0	\$ 670.709,33	\$ -	0,00
1 TOTAL			\$ 8.774.209,72	100,00	

ANÁLISIS ECONÓMICO DESGLOSADO			
	GENERAL	ESTIMULACIÓN	T. PREVIOS
VAN (MM\$)	3,4	0,26	3,14
Δ qo (Bls/día)	465	35,31	429,69
% Estimulación	7,59		
PRI (Meses)	2,2		

CENTRO DE COSTOS POZO ORELLANA-083					
INVERSIÓN	ACTIVIDAD	N°	COSTO	TOTAL	%
CAPEX	EXPLORACIÓN	1	\$ 2.235.000,00	\$ 2.235.000,00	22,36
	PERFORACIÓN	1	\$ 3.951.729,60	\$ 3.951.729,60	39,53
	COMPLETACIÓN	1	\$ 1.921.257,50	\$ 1.921.257,50	19,22
OPEX	PULLING	0	\$ 424.132,64	\$ -	0,00
	RECAÑONEO	1	\$ 550.991,52	\$ 550.991,52	5,51
	ESTIMULACIÓN M.	1	\$ 666.222,62	\$ 666.222,62	6,66
	FRACTURA H.	0	\$ 1.391.681,48	\$ -	0,00
	PESCA	0	\$ 727.859,72	\$ -	0,00
	CAMBIO DE ZONA	1	\$ 670.709,33	\$ 670.709,33	6,71
3 TOTAL			\$ 9.995.910,57	100,00	

ANÁLISIS ECONÓMICO DESGLOSADO			
	GENERAL	ESTIMULACIÓN	T. PREVIOS
VAN (MM\$)	1,92	0,13	1,79
Δ qo (Bls/día)	326	21,73	304,27
% Estimulación	6,66		
PRI (Meses)	3,21		

FUENTE: SHAYA ECUADOR S.A.
ELABORADO POR: Cristian Gualancañay