

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Análisis de factibilidad técnico – económico de la conversión de un pozo productor a pozo reinyector de ripios en el campo Tambococha dentro del Bloque 43 - ITT.

PROYECTO INTEGRADOR

Previo la obtención del Título de:

Ingeniero en Petróleo

Presentado por:

Burneo Domínguez Aarón Fernando

Mendoza Villarreal Aarón Alberto

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2020

DEDICATORIA

A mis papás, quienes me han apoyado desde el momento que nací, que gracias a su amor incondicional han hecho de mí una persona fuerte y segura que me permiten crecer de manera personal y profesional, aprovecho este espacio para decirles que los amo y trataré de que toda la vida se sientan orgullosos de mí. A mis hermanos, Mafi, Ariel y Nayib que los quiero mucho, y que saben que cuentan conmigo siempre para las buenas y las malas, no duden en buscarme que estaré para ustedes, a mis abuelitos a quienes pienso siempre y los tengo también en mi corazón, a mis amigos que me han alegrado muchos días y con los que he pasado muy buenos momentos en una gran etapa de nuestras vidas y por último a mis mascotas. A todos ustedes gracias por pertenecer a mi vida, mi logro es también de ustedes.

Aarón Fernando Burneo Domínguez

DEDICATORIA

A mis padres; Cecibel y Alberto, la razón por la cual intento ser mejor cada día y no solamente como estudiante, si no como persona, como ellos me lo enseñaron, gracias a ustedes soy quien soy y por ustedes busco ser mejor, son el sustento y la razón de este logro. A mis hermanas Sarath y Lía quienes fueron confidentes y solución en los peores momentos, las que saben todas las batallas que gané y algunas que perdí.

A toda a mi familia, de quienes nunca me faltó una palabra de aliento y siempre en el momento más adecuado, en especial a mis queridos Quitos; Panchita, Lorena, Karen, todos quienes me ayudaron en formas que nadie se puede imaginar y que solo nosotros sabemos, eternamente agradecido.

Mis amigos, con quienes viví momentos que estarán guardados por siempre en el corazón, los Ishikawa, los Cojuditos y los Petroleros, esta historia no habría sido escrita de esta manera sin ustedes.

Este proyecto representa el esfuerzo de varios años de estudio y por tal motivo es por y para cada uno de ustedes.

Aaron Alberto Mendoza Villarreal

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Burneo Domínguez Aaron Fernando y Mendoza Villarreal Aaron Alberto* damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

Burneo Domínguez Aarón Fernando

Mendoza Villarreal Aarón Alberto

EVALUADORES

Fernando Javier Sagnay Sares

PROFESOR DE LA MATERIA

Xavier Ernesto Vargas Gutiérrez

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

El bloque 43 perteneciente al Yasuní es una zona de alta sensibilidad ambiental, la cual no permite el uso de piscinas de disposición para el tratamiento de rípios de perforación, o el uso de un gestor ambiental dadas las dificultades de acceso a la zona, por tal motivo se realiza un estudio de los pozos existentes en la zona para convertirlos en reinyectores de rípios y cubrir la futura demanda de tratamiento de recortes; para esto se dio un análisis de los pozos Tambococha D2 y D6, que funcionaron como reinyectores en campañas de perforación previas dentro del bloque, se evaluaron los principales parámetros petrofísicos y mecánicos de los pozos, así como parámetros operaciones para una correcta reinyección, una vez determinados dichos valores se evaluó el estado actual de los pozos existentes en el bloque, y se identificaron dos pozos con alto corte de agua y muy bajo aporte de petróleo neto, estos pozos candidatos a reinyectores fueron sometidos a un análisis de sus principales características como permeabilidad, porosidad, saturación de agua, espesor de la arena, entre otros, con la finalidad de determinar su capacidad de recepción para almacenar los rípios y los costos asociados a su conversión de productor a inyector; el pozo con las mejores condiciones para funcionar como inyector de rípios es el Tambococha B68 ya que presenta una permeabilidad de 1821.29 mD, porosidad 0.1726, saturación de agua de 0.96, un espesor de arena de 240 ft, litología adecuada y un volumen de recepción teórico de 908651.03 BBL, lo que da la capacidad de almacenar los desechos hasta de 38 pozos y contar un 14% de capacidad remanente, también se estimó una utilidad de aproximadamente \$1600000 por cada pozo al usar la reinyección de rípios en lugar de un gestor ambiental; con los resultados expuestos no solo se determinó la existencia de un pozo con buenas condiciones para funcionar como inyector de rípios sino que además la aplicación de este proyecto es sumamente favorable ya que presenta una utilidad de aproximadamente \$6035004 solamente al tratar los desechos de la mitad de la campaña de perforación, rentabilidad del 119% para todo el proyecto y tiempos de retorno de inversión de aproximadamente 10 meses.

Palabras Clave: ITT, rípios de perforación, costos operacionales, capacidad de recepción.

ABSTRACT

Block 43 belonging to Yasuní Park shows a high environmental sensibility, for this reason the use of setting pit isn't allowed, also there is access difficulty for an environmental manager, the objective of this project is realize an study of existing wells into the zone in order to turn them into reinjectors and cover the future production of cuttings; for this an analysis of Tambococha D2 and D6 wells was given, this ones worked as reinjectors for the previous drilling campaigns, in this analysis the main well parameters was evaluated, also were included operational parameters for a good reinjection, once this values were estimated the next step was an evaluation of the current state of the wells on the block 43 and could identify two wells with high water production and low oil production, this wells were named as candidates to reinjectors and were subjected into an analysis of its main petrophysical characteristics (permeability, porosity, water saturation, net gross), the purpose of this was determine the reception capacity to store cuttings and the costs related with the conversion from producer to cutting's reinjector; the best well to function as an reinjector was the Tambococha B68 due to its good petrophysics (permeability: 1821.29 mD, porosity: 0.1726, water saturation: 0.96, net gross: 240 ft) and the results for the theoretical reception capacity (908651 barrels) that shown the capacity of store the cuttings of early 40 wells and have a remaining capacity of 14% from the total, an utility of \$1600000 was estimated if the reinjection is used instead of environmental manager; this results expose the existence of a great well to function as cutting's reinjector, also this project shows a utility of approximately \$ 6035004 only when treating the waste of half of the drilling campaign, profitability of 119% for the entire project and times to recover the investment of 10 months, for this reason the application of this project is highly recommended.

Keywords: ITT, cuttings, operational costs, reception capacity.

ÍNDICE GENERAL

Contenido

EVALUADORES.....	V
RESUMEN.....	I
<i>ABSTRACT</i>	II
ÍNDICE GENERAL	III
ABREVIATURAS	VIII
SIMBOLOGÍA	IX
ÍNDICE DE FIGURAS.....	X
ÍNDICE DE TABLAS.....	XIII
CAPÍTULO 1.....	1
1. Introducción.....	1
1.1 Descripción del problema.....	2
1.2 Justificación del problema	3
1.3 Objetivos	3
1.3.1 Objetivo General	3
1.3.2 Objetivos Específicos.....	4
1.4 Marco teórico.....	4
CAPÍTULO 2.....	13
2. Metodología.....	13
2.1. Información Estratigráfica.....	14
2.2. Análisis de la reinyección en los pozos Tambococha D 002 y Tambococha D 006	16
2.2.1. Análisis Petrofísico.....	16
2.2.1.1. Modelo de Porosidad.....	17

2.2.1.2.	Modelo de Permeabilidad.....	18
2.2.1.3.	Intervalos de Reinyección	18
2.2.2.	Mapas de Isopropiedades.....	19
2.2.2.1.	Mapas de Espesor de Arena Neta (H).....	19
2.2.2.2.	Mapas de Índice de Almacenamiento (PHI*H)	19
2.2.2.3.	Mapas de Índice de Flujo (K*H).....	19
2.2.3.	Caracterización Geomecánica.....	20
2.2.3.1.	Esfuerzo Vertical	20
2.2.3.2.	Presión de Poro.....	20
2.2.3.3.	Propiedades Mecánicas	21
2.2.3.4.	Gradiente de Fractura y Esfuerzo Horizontal Mínimo.....	22
2.2.4.	Capacidad de Recepción de la Formación	22
2.2.5.	Ensayos de Formulación de la Lechada	23
2.2.6.	Simulaciones de Fractura	24
2.2.7.	Análisis de Interferencia.....	24
2.2.8.	Condiciones Mecánicas del Pozo	25
2.2.8.1.	Pruebas de Inyectividad	25
2.2.8.2.	Configuración Actual de Pozo	26
2.2.8.3.	Estado del Cemento del Pozo	26
2.2.8.4.	Presiones de Colapso y Estallido	26
2.2.8.5.	Cabezal de Inyección	27
2.2.8.6.	Velocidad de Erosión.....	27
2.2.9.	Riesgos Asociados a la Operación	27
2.2.10.	Monitoreo de la Reinyección	27
2.2.11.	Costos Operativos	28
2.3.	Descripción de equipos de superficie para la reinyección de ripios.	29

2.3.1.	Tanques de recepción.	30
2.3.2.	Tanques de dispersión.....	31
2.3.3.	Zarandas.....	32
2.3.4.	Molino.	32
2.3.5.	Tanques de procesamiento.....	32
2.3.6.	Tanques de almacenamiento.....	33
2.3.7.	Bombas de inyección.....	34
2.4.	Análisis de los pozos candidatos a reinyectores (Tambococha B59 y Tambococha E68).....	35
2.4.1.	Análisis petrofísico.....	35
2.4.2.	Isopropiedades.....	36
2.4.3.	Caracterización geomecánica.....	36
2.4.4.	Condiciones mecánicas del pozo.....	36
2.4.5.	Operación de reinyección.....	37
2.4.6.	Análisis de costos.....	38
2.5.	Análisis económico de la aplicación de la reinyección de ripios.....	38
2.5.1.	Análisis costo-beneficio.....	39
2.5.2.	Punto de equilibrio.....	40
CAPÍTULO 3.....		41
3.	Resultados Y ANÁLISIS.....	41
3.1.	Análisis de resultados de los pozos reinyectores: Tambococha D 002 y Tambococha D 006.....	41
3.1.1.	Pozo Tambococha D002.....	41
3.1.1.1.	Análisis petrofísico.....	41
3.1.1.1.1.	Arenisca M1.....	42
3.1.1.1.2.	Arenisca M2.....	43
3.1.1.1.3.	Arenisca Napo U.....	44

3.1.1.1.4. Arenisca Napo T	45
3.1.1.2. Mapas de isopropiedades	49
3.1.1.3. Caracterización geomecánica	51
3.1.1.4. Capacidad de recepción de la formación	58
3.1.1.5. Ensayos de formulación de la lechada	60
3.1.1.6. Simulaciones de fractura	61
3.1.1.7. Análisis de interferencia	63
3.1.1.8. Condiciones mecánicas del pozo	64
3.1.1.9. Riesgos asociados a la operación	69
3.1.1.10. Monitoreo de la reinyección	70
3.1.1.11. Análisis de costos	72
3.1.2. Pozo Tambococha D006.....	74
3.1.2.1. Análisis petrofísico	74
3.1.2.2. Mapas de isopropiedades	78
3.1.2.3. Caracterización geomecánica	82
3.1.2.4. Capacidad de recepción de la formación	88
3.1.2.5. Ensayos de formulación de la lechada	90
3.1.2.6. Simulaciones de fractura	91
3.1.2.7. Análisis de interferencia	93
3.1.2.8. Condiciones mecánicas del pozo	94
3.1.2.9. Riesgos asociados a la operación	98
3.1.2.10. Monitoreo de la reinyección	99
3.1.2.11. Análisis de costos	101
3.2. Análisis de resultados de los pozos candidatos a reinyectores: Tambococha E59 y Tambococha B68.....	103
3.2.1. Pozo Tambococha E59.....	103
3.2.1.1. Análisis petrofísico	105

3.2.1.2.	Isopropiedades.....	113
3.2.1.3.	Condiciones mecánicas del pozo	114
3.2.1.4.	Operación de reinyección.....	117
3.2.1.4.1.	Capacidad de recepción teórica del pozo TMBD-002	118
3.2.1.4.2.	Capacidad de recepción teórica del pozo TMBD-006	119
3.2.1.5.	Análisis de costos.....	121
3.2.2.	Pozo Tambococha B68.....	122
3.2.2.1.	Análisis petrofísico	124
3.2.2.2.	Isopropiedades.....	134
3.2.2.3.	Condiciones mecánicas del pozo	134
3.2.2.4.	Operación de reinyección.....	138
3.2.2.5.	Análisis de costos.....	139
3.3.	Análisis económico de la aplicación de la reinyección de ripios.....	140
3.3.1.	Análisis costo-beneficio.....	141
3.3.2.	Punto de equilibrio	142
CAPÍTULO 4.....		143
4.	Conclusiones y recomendaciones.....	143
4.1	Conclusiones.....	143
4.2	Recomendaciones.....	145
BIBLIOGRAFÍA.....		147

ABREVIATURAS

ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
CRI	Cuttings Reinjection
BHA	Bottom Hole Assembly
ROP	Rate of Penetration
API	American Petroleum Institute
SP	Spontaneous Potential
GR	Gamma Ray
ITT	Ishpingo Tiputini Tambococha
FRACPRO	Fracture Design Modeling Software
IVA	Impuesto al Valor Agregado
PE	Punto de Equilibrio
MD	Measure Deep
TVD	Total Vertical Deep
LOP	Leak Off Point
FBP	Formation Breakdown Pressure
FPP	Formation Propagation Pressure
FCP	Fracture Close Pressure
RP	Reservoir Pressure
BSW	Basic Sediment Water
CBL	Cement Bond Log
VDL	Variable Density Log
CAST	Circumferential Acoustic Scanning Tool
MSG	Micro Sismograma
BES	Bombeo Electro Sumergible

SIMBOLOGÍA

mD	Milidarcy
ft	Feat
bbl	Barriles
H	Espesor
K	Permeabilidad
bpm	Barriles por Minuto
psi	Libra por pulgada al cuadrado
A	Área
r	Longitud de la fractura
Ø	Porosidad
Ppg	Pound per gallon
Ppg / ft	Libras por galón por cada pie.
Cp	Centipoise
Lb / 100 ft ²	Libra cada cien pies cuadrados
Um	Micrómetro
Km	Kilómetros
Ppf	Pound per feet
Mrayl	Miles de Rayls
Mbls	Millones de barriles
BPD	Barriles por día
SQZ	Squeeze
Swirr	Saturación de agua irreducible
Rg	Radio de garganta
Sw	Saturación de agua
Vcl	Volumen de arcilla
PHID	Porosidad de registro de densidad
RHOBma	Densidad de la matriz
RHOBf	Densidad del fluido
RHOBlog	Densidad lectura del registro

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 Estratigrafía de la cuenca oriente del Ecuador.....	15
Figura 2-2 Prueba de Inyectividad para un pozo	25
Figura 2-3 Sistema de reinyección de lodos y ripios.....	30
Figura 2-4 Tanques de recepción o catch tanks en pozo Tambococha D6 (2019).....	31
Figura 2-5 Tanques de dispersión en pozo Tambococha D6 (2019).....	31
Figura 2-6 Tanque de procesamiento en pozo Tambococha D2 (2019).....	33
Figura 2-7 Tanques de almacenamiento en pozo Tambococha D6 (2019).....	33
Figura 3-1 Registros disponibles para el cálculo de volumen de arcilla.....	41
Figura 3-2 Calibración de la porosidad y datos de la matriz (TMBA-001).....	42
Figura 3-3 Relación porosidad vs permeabilidad para M1.....	43
Figura 3-4 Relación porosidad vs permeabilidad para M2.....	44
Figura 3-5 Relación de porosidad vs permeabilidad para Napo U	45
Figura 3-6 Interpretación petrofísica de la arena M1 para el pozo TMCD-002	46
Figura 3-7 Interpretación petrofísica de la arena Napo U para el pozo TMBD-002	46
Figura 3-8 Interpretación petrofísica de la arena Napo T para el pozo TMBD-002	47
Figura 3-9 Correlación de la arenisca Napo T con intervalo a cañonear	48
Figura 3-10 Mapa de espesores de arena neta (H) para arenisca Napo T.....	49
Figura 3-11 Mapa de índice de almacenamiento (PHIE*H) para arenisca Napo T.....	50
Figura 3-12 Mapas de índice de flujo (K*H) para arenisca Napo T	50
Figura 3-13 Set de registros usados en el pozo TMBD-002.....	52
Figura 3-14 Esfuerzo vertical en el pozo TMBD-002	52
Figura 3-15 Perfil de presiones para el pozo TMBD-002.....	54
Figura 3-16 Propiedades mecánicas del pozo TMBD-002	55
Figura 3-17 Perfiles geo mecánicos utilizados en las simulaciones de fractura, pozo TMBD-002.....	56
Figura 3-18 Geometría de la fractura arenisca Napo T AL 15% de sólidos y 4 BPM	59
Figura 3-19 Prueba Leak Off, pozo TMBD-002.....	61
Figura 3-20 Prueba Step Rate, pozo TMBD-002.....	62
Figura 3-21 Geometría de la fractura, 15% de sólidos y 4 BPM ajustado a las pruebas de inyectividad.....	63

Figura 3-22 Análisis de interferencia del pozo Tambococha D6, arenisca Napo T con volumen inyectado de 1.430.000 bbl.	64
Figura 3-23 Registro de cemento para el pozo TMBD-002	65
Figura 3-24 Esquema mecánico del pozo TMBD-002	66
Figura 3-25 Diseño de cargas de estallido y colapso del pozo TMBD-002.....	67
Figura 3-26 Evaluación de velocidades de erosión en tubería del pozo TMBD-002	68
Figura 3-27 Registro de presiones de inyección del pozo TMBD-002.....	72
Figura 3-28 Tarifas diarias de reinyección de lodos y ripios de perforación	73
Figura 3-29 Interpretación petrofísica de la arena M1 para el pozo TMBD-006	75
Figura 3-30 Interpretación petrofísica de la arena Napo U para el pozo TMBD-006	75
Figura 3-31 Interpretación petrofísica de la arena Napo T para el pozo TMBD-006	76
Figura 3-32 Correlación de la arenisca Napo T con el intervalo a cañonear	77
Figura 3-33 Mapas de espesores de arena neta (H) para la arenisca Napo T	79
Figura 3-34 Mapas de índice de almacenamiento ($PHIE \cdot H$) para la arenisca Napo T ..	80
Figura 3-35 Mapas de índice de flujo ($K \cdot H$) para la arenisca Napo T.....	81
Figura 3-36 Set de registros usados en el pozo TMBD-006.....	82
Figura 3-37 Esfuerzo vertical en el pozo TMBD-006.....	83
Figura 3-38 Perfil de presiones de poro para el pozo TMBD-006.....	84
Figura 3-39 Propiedades mecánicas del pozo TMBD-006	85
Figura 3-40 Perfiles geo mecánicos utilizados en las simulaciones de fractura, Pozo TMBD-006.....	86
Figura 3-41 Geometría de fractura arenisca Napo T al 15% de sólidos y 3 bpm.	89
Figura 3-42 Resultados de las pruebas Leak Off y Step Rate del pozo Tambococha D6	91
Figura 3-43 Modelo Geo mecánico ajustado a las pruebas de inyectividad.....	92
Figura 3-44 Geometría de fractura, 15% de sólidos y 4 bpm ajustado a las pruebas de inyectividad.....	93
Figura 3-45 Análisis de interferencia del pozo Tambococha D6, arenisca Napo T con volumen inyectado de 1050000 bbl.	94
Figura 3-46 Prueba Step Rate para el pozo TMBD-006.....	95
Figura 3-47 Esquema mecánico del pozo TMBD-006	95
Figura 3-48 Registro de cemento para el pozo TMBD-006	96
Figura 3-49 Diseño de carga de estallido y colapso del pozo Tambococha-D6	97

Figura 3-50 Evaluación de velocidades de erosión en tubería del pozo Tambococha D6	98
Figura 3-51 Repartición de los desechos reinyectados en el pozo TMBD-006	100
Figura 3-52 Registro de presiones de inyección del pozo TMBD-006	100
Figura 3-53 Locación de la plataforma E, bloque 43.	103
Figura 3-54 Pronostico de producción para el pozo TMBE59	104
Figura 3-55 Registros disponibles para el pozo TMBE59.....	106
Figura 3-56 Petrofísica final de la arena Napo T (5610' a 5730') del pozo TMBE059 .	107
Figura 3-57 Petrofísica final de la arena Napo U (5400' a 5610') del pozo TMBE059.	110
Figura 3-58 Esquema mecánico actual del pozo Tambococha E59.....	114
Figura 3-59 Registro de la calidad del cemento para la sección de 4700' a 5250' (contiene M1)	115
Figura 3-60 Registro de la calidad del cemento para la sección de 5250' a 5770' (contiene Napo U y Napo T).....	116
Figura 3-61 Completación sugerida para el pozo TMBE059	117
Figura 3-62 Perfil de producción pozo TMBB 68	123
Figura 3-63 Cabecera de la evaluación petrofísica pozo TMBB 68	125
Figura 3-64 Evaluación Petrofísica del pozo TMBB 68 Arena T	126
Figura 3-65 Evaluación Petrofísica del pozo TMBB 68 Arena U	130
Figura 3-66 Configuración mecánica actual pozo TMBB 68.....	135
Figura 3-67 Registro de cemento pozo TMBB 68 Arena T	136
Figura 3-68 BHA sugerido para el pozo reinyector	138

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1-1 Propiedades del fluido de perforación (Adams, 1845).....	5
Tabla 1-2 Clasificación de partículas según su tamaño	6
Tabla 2-1 Cálculo inicial de reservas para el bloque 43 (Fuente: Petroamazonas, 2016)	13
Tabla 2-2 Matriz de propiedades petrofísicas y geomecánicas del análisis de pozos ...	34
Tabla 2-3 Matriz de parámetros de operación del análisis de pozos	35
Tabla 2-4 Costos directos e indirectos de la reinyección de ripios	39
Tabla 2-5 Costos asociados al uso de gestor ambiental	39
Tabla 3-1 Resultados de la evaluación petrofísica del pozo TMBD-002.....	47
Tabla 3-2 Resultados del análisis de mapas de isopropiedades para la arena, pozo TMBD - 002	51
Tabla 3-3 Resumen de puntos de presión TMBD-002	53
Tabla 3-4 Variables consideradas en la ponderación de reservorios diposal (Halliburton Consulting)	56
Tabla 3-5 Resumen de resultados de las simulaciones en la arenisca Napo T al 15% de solidos	59
Tabla 3-6 Propiedades de la lechada de reinyección para el pozo TMBD-002	60
Tabla 3-7 Resumen de resultados de la prueba de inyectividad	62
Tabla 3-8 Factores de diseño del pozo TMBD-002	67
Tabla 3-9 Análisis de velocidades críticas para tubería del pozo TMBD-002.....	69
Tabla 3-10 Volúmenes inyectados en el pozo TMBD-002.....	70
Tabla 3-11 Volúmenes promedio generado por cada pozo en Tambococha	70
Tabla 3-12 Datos de la operación de reinyección de ripios	70
Tabla 3-13 Volúmenes de cada secuencia inyectada	71
Tabla 3-14 Costos estimados de la reinyección de ripios en el pozo TMBD-002	73
Tabla 3-15 Costos asociados a la perforación y completación del pozo TMBD-002	74
Tabla 3-16 Resultados de la evaluación petrofísica	76
Tabla 3-17 Resultados del análisis de mapas de isopropiedades para la arena, pozo TMBD-006	81
Tabla 3-18 Resumen de puntos de presión TMBD-002.....	83

Tabla 3-19 Variables consideradas en la ponderación de reservorios diposal (Halliburton Consulting)	87
Tabla 3-20 Resumen de resultados de la simulación en la arena Napo T al 15% de solidos	89
Tabla 3-21 Propiedades de la lechada de reinyección para el pozo TMBD-006	90
Tabla 3-22 Factores de Diseño de pozo, Tambococha D6.....	97
Tabla 3-23 Monitoreo de presiones y volúmenes de inyección de slurry para el pozo TMBD-006	101
Tabla 3-24 Análisis de la volumetría del pozo inyector TMBD-006	101
Tabla 3-25 Costos estimados de reinyección para el pozo TMBD-006	102
Tabla 3-26 Parámetros petrofísicos recomendados para pozos reinyectores del bloque	102
Tabla 3-27 Parámetros operativos recomendados para pozos reinyectores del bloque	102
Tabla 3-28 Registro de producción del pozo TMBEE59	104
Tabla 3-29 Topes y bases de las arenas del pozo TMBE59	105
Tabla 3-30 Parámetros petrofísicos de la arena Napo T	107
Tabla 3-31 Valores promedio de la petrofísica para la arena Napo T	109
Tabla 3-32 Parámetros petrofísicos de la arena Napo U.....	110
Tabla 3-33 Valores promedio de la petrofísica para la arena Napo U	113
Tabla 3-34 Isopropiedades de la arena Napo T en el pozo TMBE59	113
Tabla 3-35 Promedio de los datos para el cálculo de volumen de recepción	119
Tabla 3-36 Costos asociados a servicios de geociencias para la conversión de un pozo productor a reinyector.....	121
Tabla 3-37 Costo de workover para la conversión de un pozo productor a reinyector	121
Tabla 3-38 Historial de producción pozo TMBB 68	123
Tabla 3-39 Topes y bases de las arenas pozo TMBB 68	124
Tabla 3-40 Resultados de la evaluación petrofísica del pozo TMBB 68 Arena T	126
Tabla 3-41 Resultados promedio de la evaluación petrofísica del pozo TMBB 68 Arena T	129
Tabla 3-42 Resultados de la evaluación petrofísica del pozo TMBB 68 Arena U.....	130
Tabla 3-43 Resultados promedio de la evaluación petrofísica del pozo TMBB 68 Arena U.....	134

Tabla 3-44 Isopropiedades para la arena T del pozo TMBB68	134
Tabla 3-45 Volúmenes de recepción teóricos y reales para los pozos reinyectores TMBD-002 y TMBD-006	138
Tabla 3-46 Costos totales de reinyección de ripios de un pozo.....	140
Tabla 3-47 Costos totales de uso de gestor ambiental de ripios de un pozo.....	141
Tabla 3-48 Costos totales por manejo de ripios a partir del segundo pozo	142

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

Dentro de la industria petrolera uno de los mayores riesgos que se corren son los impactos ambientales que se pueden desprender de cada uno de los procesos que se realizan, estos responden principalmente a un mal manejo de los desechos que se generan, siendo los más comunes los que resultan de las operaciones de perforación, es decir, ripios y fluidos usados para la misma, que deben ser tratados antes de que sean retirados de la localidad.

La reinyección de ripios (CRI) consiste en el uso de pozos que sirvan para la deposición de desechos dentro de formaciones subterráneas, las cuales garanticen que no existan filtraciones u otro tipo de riesgo ambiental. Esta reinyección se puede dar a través de la tubería principal del pozo o del espacio anular del mismo, esto dependerá principalmente del tipo de completación que se encuentre en el fondo del pozo y de la calidad de la formación escogida como receptora, la cual será evaluada a través de pruebas de admisión.

Esta técnica ha sido desarrollada desde finales de los ochenta (Crawford & Lescarbours, 1993) y se ha extendido a lo largo de todo el mundo, en la mayoría de los casos ha atraído grandes beneficios para empresas operadoras de campos petroleros. Tal como lo detallan Romero y Ramírez en un caso realizado en Ecuador en el campo de Apaika-Nenke, donde entre los años 2014 y 2015 se llegaron a reinyectar 209000 barriles de lechada proveniente de 11 pozos de dicho campo, la cual contenía ripios, desechos de fluidos de perforación y aguas de desagüe. (Romero, Ramirez, Hernandez, & Bastidas, 2016).

Es por esto por lo que la reinyección de ripios garantiza ventajas como reducir sus descargas ambientales, una posible reducción de costos en el tratamiento de desechos y evita la contratación de empresas externas para el tratamiento de residuos, de esta manera puede deslincarse de responsabilidad ante posibles malas prácticas realizadas por estas.

1.1 Descripción del problema

La perforación de un pozo petrolero es considerada uno de los principales procesos para el buen desarrollo de un campo, pero al mismo tiempo es responsable de la generación de altos volúmenes de residuos, un solo pozo puede generar aproximadamente 20000 barriles de desechos, los cuales debido a su configuración se llegan a considerar como desechos peligrosos por ser corrosivos, reactivos, tóxicos, inflamables y/o radioactivas, tal como lo menciona el acuerdo ministerial 142 (Ministerio del Ambiente del Ecuador, 2012, p. 20) y por tal motivo deben tener un tratamiento especial antes de que sean liberados.

Es necesario tener en consideración que hoy por hoy todo proceso industrial está estrechamente ligado al cuidado del planeta, por lo que dentro de la industria petrolera se deben ejecutar mecanismos que permitan reducir los impactos ambientales que se han producido a lo largo de su historia. Dicho sea de paso, en Ecuador la mayoría de las instalaciones petroleras se encuentran dentro de zonas con altos volúmenes de flora y fauna, que principalmente pertenecen a grupos de alta sensibilidad debido a sus características o a la escasez de estas especies, por lo que existe la necesidad de disminuir a su mínima expresión todas las actividades que puedan sobrar a la hora de ejecutar operaciones petroleras tales como perforación, producción o reacondicionamientos.

Por estos motivos como alternativa para reducir los impactos ambientales que se generan al perforar uno o varios pozos petroleros se plantea el análisis de la técnica de reinyección de ripsos, la cual será evaluada para determinar si sus resultados realmente significarían un aporte al cuidado ambiental, y simultáneamente no genere pérdidas económicas a la empresa que la aplicaría.

1.2 Justificación del problema

Existe una proyección de perforar al menos 30 pozos nuevos dentro del bloque 43, los cuales incluso serían localizados en la zona de Ishpingo, la cual representa una de las zonas de mayor sensibilidad, esto genera una cantidad significativa de residuos principalmente ripios y lodos. El manejo de dichos residuos es un gran problema económico y ambiental para las empresas perforadoras, como se ha mencionado previamente se han usado varios métodos para solucionarlo los cuales no han sido eficientes ya que generan altos gastos y no cumplen efectivamente con los parámetros ambientales.

Además, hay que considerar la ubicación del proyecto planteado, ya que la sensibilidad ambiental de la zona dificulta la logística y transporte de aquellos desechos vía terrestre, por ende, es necesario una alternativa de tratamiento de residuos dentro del área destinada.

La finalidad de este proyecto es realizar un análisis de la técnica de reinyección de ripios para el continuo desarrollo del bloque 43, ya que esta alternativa cumple de manera eficaz el tratamiento y deposición de residuos, garantizando una reducción de costos y de impactos ambientales.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Analizar la factibilidad técnico-económica de la aplicación de la reinyección de ripios para el tratamiento de residuos en el campo Tambococha.

1.3.2 Objetivos Específicos

1. Evaluar la litología de la columna estratigráfica de la zona para seleccionar la formación receptora más conveniente.
2. Estudiar las propiedades del volumen total de desechos a tratar.
3. Analizar la configuración de la completación de los pozos candidatos para establecer el más indicado para la aplicación de la técnica
4. Comparar la tecnología planteada con los métodos actuales que se desarrollan en la industria.
5. Determinar el pozo más adecuado para continuar con la reinyección de rípios dentro del bloque 43.

1.4 Marco teórico

Existen varias aristas desde las cuales se va a llevar a cabo el desarrollo del proyecto, una de estas es el denominado lodo de perforación que recorre de manera continua el sistema de circulación y se introduce en el pozo durante la perforación de este con la finalidad de que la operación se ejecute bajo parámetros de seguridad óptimos y que al mismo tiempo permita mejorar los tiempos de perforación del pozo y reducir costos, este lodo de perforación cumplirá una serie de funciones y propiedades las cuales son básicas para garantizar una optimización de las operaciones de perforación de pozos.

El lodo de perforaciones cumple con varias funciones dentro del pozo, entre las más resaltables esta; remover los rípios del fondo del pozo, contrarrestar la presión de formación del pozo, estabilizar al pozo, enfriar y lubricar la broca, reducir el peso de la broca y de la tubería de perforación en el casing, limpiar la broca.

Además de estas funciones, existen otros beneficios que se pueden obtener si se realiza una correcta selección del fluido de perforación a utilizar, tales como; reducir daño de formación, reducir corrosión del BHA de fondo, mejorar

la ROP, disminuir efectos de fricción y reducir impactos ambientales.(Adams, 1845)

Para cumplir con estas funciones es necesario que el fluido que se va a preparar tenga ciertas propiedades que se encuentren dentro de ciertos parámetros, esto será constantemente chequeado con pruebas de campo y laboratorio que se ejecutan por el personal pertinente, se puede destacar:

Tabla 1-1 Propiedades del fluido de perforación (Adams, 1845)

PROPIEDAD	PRUEBA DE CAMPO
Peso del lodo	Balanza de lodos
Viscosidad	Viscosímetro de Marsh
Contenido de arena	KIT de contenido de arena
Reología (PV, YP, gel)	Viscosímetro
Filtrado de lodo	Prensa de filtrado
Temperatura	Celdas presurizadas
Volumen de agua, petróleo y solidos	KIT retorta
Contenido de bentonita	Azul de metileno
Contenido de cloruros	Cromato de potasio, nitrato de plata
Alcalinidad	Ácido sulfúrico N-50

Además, es importante reconocer los tipos de fluidos de perforación que se usan dentro de campo, así como las últimas innovaciones que se presentan en este rubro:

Fluido base agua: En este tipo de lodo la fase continua del fluido es el agua, teniendo como fase discontinua al aceite (emulsión) o aire, este tipo de lodos es el más común dentro de la industria petrolera, por lo general no contiene aditivos especiales a excepción de un inhibidor de corrosión que es básico en todo tipo de lodo.

Fluido base aceite. En el lodo base aceite la fase continua del fluido consta de aceites o crudo, en este tipo de lodo se pueden encontrar dos clasificaciones que se denominan emulsión invertida (agua dispersa mayor al 5%) y lodo de aceite (agua dispersa menor al 5%), se recurre a este tipo de lodos cuando el sistema de perforación se encuentra en zonas que presenta un nivel de complejidad al momento de ser atravesadas tales como: zonas de altas temperaturas, arcillas reactivas al agua, domos salinos y formaciones con presencia de elementos corrosivos (H₂S, CO₂, etc.).

En el año 2013 Young y Friedheim expusieron resultados favorables en el uso de las nanopartículas para prevenir la invasión en lutitas, además del uso potencial de estas nanopartículas para la variación de los fluidos de perforación con propiedades únicas y específicas para cada pozo. (Young & Friedheim, 2013)

El control de sólidos es otro de los componentes principales del sistema de circulación de fluido de perforación, su objetivo principal es remover la mayor cantidad de sólidos que se encuentren contenidos en el lodo para así permitir que este sea nuevamente utilizado dentro del pozo y pueda cumplir un ciclo cerrado.

Estos sólidos o ripios de perforación son los residuos de la roca que se producen por el corte de la broca a la formación que se está atravesando, estos recortes se originan por debajo de la broca y tienden a subir por el anular debido a las características del fluido de perforación que se está utilizando. Existen varios tipos de rocas de las cuales se pueden generar ripios, entre las más comunes podemos encontrar ripios de areniscas, arcillas o calizas.

Los ripios se pueden clasificar según la API en base su granulometría:

Tabla 1-2 Clasificación de partículas según su tamaño

CLASIFICACION DE RIPIOS SEGÚN SU TAMAÑO

CLASIFICACION	TAMAÑO EN MICRAS
COLOIDAL	< 2 μ
ULTRAFINOS	2 μ - 44 μ
FINOS	44 μ - 74 μ
MEDIOS	74 μ - 250 μ
INTERMEDIO	> 250 μ

Estos solidos pueden generar contratiempos durante la perforación por lo que es necesario un mecanismo de control de sólidos para volver al estado original del fluido de perforación, se pueden mencionar alternativas como: dilución, desplazamiento, piscinas de asentamiento y separación mecánica.

Para William H. Marshall y Louis K. Brandt los costos más altos de la perforación hoy en día, así como grandes profundidades requeridas están obligando a los operadores y contratistas de todo el mundo a conocer las técnica y equipos disponibles para controlar los sólidos efectivamente, mediante el uso de agitadores de lutitas, centrifugadoras, zarandas, hidrociclones, entre otros. (Marshall & Brandt, 1978)

Una vez realizado el control de solidos se presenta un nuevo inconveniente, la generación de ripios de perforación impregnados con aceite y lodos requiere un manejo para estos desechos que sea ambientalmente adecuado para disposición de estos.

Para esto se usan varios tratamientos para estos ripios tales como fosas para disposición de cortes de perforación, en la que el diseño considera la impermeabilidad del suelo y sistemas de drenaje para la recolección del agua fluvial para que, según la cantidad de pozos y la profundidad sea transmitido al sistema de aguas industriales de la locación, la fosa será rellena con suelo natural y restauradas con técnicas de vegetación.

Otra alternativa es la biorremediación que utiliza microorganismos como bacterias y hongos que degradan las cadenas de hidrocarburos complejos de

carbono, hidrogeno y otros elementos químicos en menor proporción, y también compuestos simples como el CO₂ y agua.

El encapsulamiento es un método que trata cortes que contengan materiales que se solidifican al reaccionar con agua formando capsulas, posterior se las empaican y se las amarran con telas de material sintético para enterrarlos, en lo que sería un proceso de confinamiento que tiene como finalidad reducir el volumen de residuos a tratar.

Otra opción es la incineración entre temperaturas de 870 °C – 1200 ° C con existencia de oxígeno para volatizar, después destruir con oxidación térmica compuestos orgánicos refractarios y halogenados.

Una de las técnicas más recientes para el tratamiento de ripios es la reinyección de ripios o también denominada CRI, que consiste en depositar los ripios en formaciones subterráneas a través de un pozo que se denominara como reinyector de ripios, por lo general se ocupan pozos ya existentes y la elección de estos dependerá de su completación, profundidades y de la litología que se presente.

Según Xia y Bilak en un caso de estudio realizado en el campo Manifa (Arabia Saudí) desde el año 2012, los elementos claves para llevar a cabo una exitosa operación de reinyección de ripios son: evaluación geológica, evaluación de residuos, diseño de equipos de superficie y de fondo de pozo, análisis de datos de inyección y un correcto monitoreo de la respuesta de la formación destinada a receptor la lechada.(Xia, Bilak, Marika, Al-Shehri, & Al-Qahtani, 2014)

La reinyección de ripios se puede realizar de varias maneras, las más utilizadas en la industria son:

Reinyección anular; se inyecta la lechada por medio del espacio anular que existen en las completaciones del pozo, hay que verificar que el espacio anular

este abierto a la formación, ya que en algunas ocasiones programas de perforación incluyen aislar dicho espacio anular con cemento para evitar la migración de fluidos ya sea en la etapa de perforación o producción.

Los riesgos principales de este método son: el rango de presión de inyección por anular es en su mayoría menores, la configuración del casing intermedio y el asentamiento de partículas y/o productos de corrosión del casing en el anular.

Reinyección por pozo redundante; Se reinyecta la lechada por la tubería de producción por la cual se estaba produciendo el pozo, de ser necesario se debe repunzonar la formación receptora para garantizar comunicación y además instalar tapones en profundidades estratégicas para impedir migración de fluidos.

Reinyección por medio de un pozo dedicado; diseñada para una formación objetivo específico, lo que hace más sencillo el diseño de completamiento y no depende como la inyección anular del tipo de configuración del completamiento del pozo.

El proceso de reinyección de ripios inicia con la recolección de todos los cortes y fluidos de perforación, de acuerdo con la ubicación de origen de estos recortes estos serán transportados por medio de volquetas o por el uso de líneas instaladas para este objetivo.

Para iniciar el tratamiento de los cortes todos los ripios y fluidos recolectados son trasladados hacia una ranfla o catch tank, en la cual con el uso de una retroexcavadora se remueve constantemente hasta conseguir una mezcla homogénea entre ripios, lodos y aguas reusadas. Esta mezcla homogénea pasa al tanque de dispersión con el uso de una bomba electro sumergible.

En el tanque de dispersión, con el uso de bombas centrifugas se rompe la arcilla compactada y adherida a los cortes, además una de estas bombas

también cumple con la finalidad de subir la mezcla a las zarandas de mallas API la cual asegura el paso solamente de partículas con un tamaño menor al establecido en el diseño de operación, en caso de que existan grandes volúmenes de arcillas se considerarían mallas más grandes.

Si las partículas cumplen con el tamaño requerido estas se dirigirán hacia el tanque de finos, mientras las que no cumplan con dicho tamaño serán recirculadas nuevamente en todo el proceso. Una vez que se haya acumulado un volumen considerable de partículas que no cumplen con el tamaño requerido (gruesos) estos serán sometidos a un molino el cual las triturará hasta tal punto de obtener el tamaño de diseño establecido.

Antes de que trasladen el fluido viscoso desde la piscina de finos hacia los tanques de almacenamiento, pasará por filtros que suprimirán la presencia de arena al tanque, posterior se trasladará el fluido hacia la bomba de reinyección, de igual manera existe un filtro intermedio que ayudará el control de las arenas para conservar la vida útil de la bomba de reinyección y las líneas de alta presión.

La reinyección se la realiza con equipos de bombeo de desplazamiento horizontal y alta potencia, los cuales toman el fluido contenido en los tanques de almacenamiento y lo redirige por las líneas de alta presión hasta el cabezal del pozo, una vez en el cabezal el fluido es enviado hacia la formación deseada, en la cual debido a las presiones manejadas en superficie se empezarán a crear fracturas las cuales deben ser de manera paralela a la formación para así poder evitar posibles migraciones y contaminación de otras zonas,

Cada proceso de reinyección se denomina “secuencia” y esta está compuesto al menos por cinco etapas, la primera etapa es el “pre-flush” se inyecta agua fresca que tiene como finalidad realizar un análisis de las presiones máximas permitidas tanto en los equipos de bombeo como en las tuberías de alta presión y las tuberías del pozo, posteriormente se realiza el bombeo de una

píldora química que contiene un aditivo que logra aumentar la viscosidad y evitar posibles asentamientos dentro de las tuberías de inyección.

Una vez que se han cumplido estas dos etapas se procede a la inyección de la lechada de ripios de perforación, esta etapa es la que conlleva mayor tiempo de la secuencia puesto que es donde se cumple el objetivo principal de la operación, una vez culminada la inyección de la lechada se realiza una nueva inyección de píldora y “post-flush” de agua fresca, las cuales tienen como finalidad realizar una limpieza de las líneas de alta presión y de la cara del pozo.

Es importante recalcar que cuando se ha terminado la inyección de una secuencia se toma un tiempo de espera en el cual las presiones del pozo vuelven a sus condiciones iniciales, estas presiones deberían llegar hasta 0 psi, pero operacionalmente se reinician las operaciones de reinyección con presiones entre 900 y 1000 psi.

Para poder definir cual factible es un proyecto, ese necesario también un análisis desde el aspecto económico, existen varias herramientas utilizadas al momento de realizar este análisis entre los cuales podemos encontrar: análisis de costo beneficio, punto de equilibrio, periodo de devolución, valor presente neto y la tasa interna de retorno.

El análisis técnico económico consiste, tal como lo dice su nombre, en realizar una comparación entre todos los costos asociados a la actividad desarrollada con los posibles beneficios que esta misma genere, estos beneficios pueden ser los ingresos generados por la aplicación de la actividad o también el ahorro que signifique usar una alternativa en lugar de otra, además en conjunto con estos datos es posible realizar una estimación de la utilidad y la rentabilidad de la misma, en pocas palabras este tipo de análisis nos da un indicativo de cuanto se está generando por cada dólar invertido en un proyecto.

Al realizar este análisis se tiene un buen indicativo al momento de la toma de decisiones, sin embargo, esta decisión también debe ser tomada bajo otros criterios como la moral y seguridad de los empleados, las obligaciones legales y la satisfacción del cliente. (Calidad, 2000)

Otro punto de interés dentro del análisis económico es el calculo del punto de equilibrio, este nos da un estimado de cuánto tiempo tomaría que el total de los ingresos generados por una actividad sea igual al valor de la inversión o del costo total que esta ha significado, en menos palabras en cuanto tiempo la inversión será recuperada.

Para el presente caso de estudio se iniciara por realizar un estudio al pozo reinyector de solidos ya existente dentro del campo, posteriormente se analizara el estado de las completaciones de los pozos candidatos a ser reinyectores y en conjunto hacer análisis de las arenas que también serán consideradas como receptoras de la lechada, finalmente se definirá las características que deberá tener la lechada así como los equipos de superficie que serán requeridas para con toda esta información realizar la evaluación final de los beneficios que la aplicación de la CRI podría ofrecer.

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

Para la metodología de este proyecto de titulación es necesario empezar con una delimitación de las reservas que se conforman el bloque 43 ITT, estas reservas se encuentran divididas entre los campos Tiputini, Tambococha e Ishpingo.

El desarrollo de este bloque inicio en el mes de julio del 2016, con cálculos iniciales de reservas probables de 44.088.000 y reservas posibles de 517.970.000 de barriles aproximadamente en las arenas basal tena, M1 y la U, hasta la fecha el proyecto está desarrollado en un 18% de su totalidad referente a facilidades de superficie y perforación.

Tabla 2-1 Cálculo inicial de reservas para el bloque 43 (Fuente: Petroamazonas, 2016)

Yacimiento	Reservas Probables BBL	Reservas Posibles BBL
BT	3.974.000	182.977.000
M1	15.450.000	334.993.000
U	24.664.000	
TOTAL	44.088.000	517.970.000

Actualmente la producción del bloque 43 es de 86618 BBL provenientes de 139 pozos pertenecientes a los campos de Tiputini (69) y Tambococha (62).

Es de suma importancia conocer también cual es la estratigrafía que se encuentra presente dentro del bloque 43, ya que con esta información preliminar se tienen nociones básicas del comportamiento de la reinyección de rípidos en las arenas de interés para el proyecto.

2.1. Información Estratigráfica

La estratigrafía se basa en el estudio de las capas, sustratos o arenas del subsuelo, sus relaciones espaciales en sentido horizontal y vertical o denominadas correlaciones de unidades estratigráficas al igual que relaciones temporales que son las edades de las rocas, el cual tiene como principal propósito la identificación de capas sellos, formaciones, areniscas y reservorios en zonas de interés.

Los principales yacimientos de la cuenca son: arenisca Basal Tena, arenisca M-1, arenisca Napo U, arenisca Napo T y arenisca Hollín.

En el siguiente grafico se visualiza la columna estratigráfica de la cuenca oriente ecuatoriana.

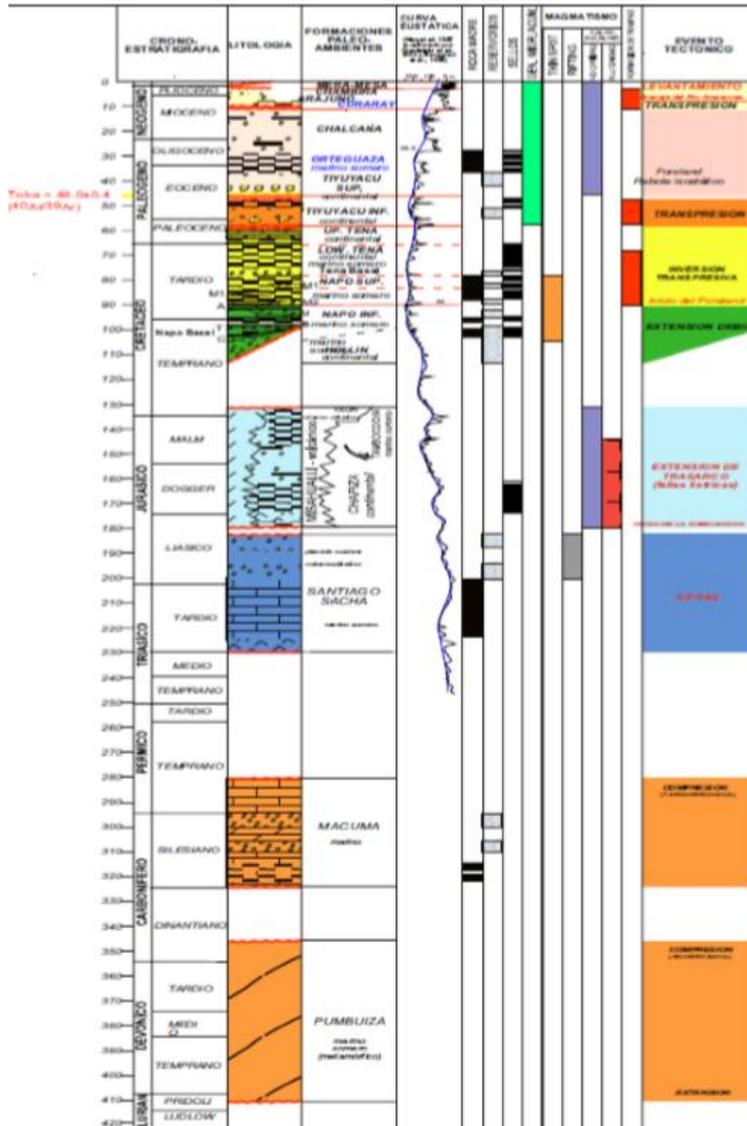


Figura 2-1 Estratigrafía de la cuenca oriente del Ecuador

Arenisca Basal Tena:

Con presencia de cuarzo, gris clara, blanca, gris verdosa, hialina, de grano muy fino a muy grueso. Además, cemento calcáreo, cemento silíceo, parcialmente matriz argilácea, presenta manchas puntuales de hidrocarburo color negro a café claro.

A la base de esta formación se encuentra lutita gris oscura, gris clara, firme a muy firme en bloques, ocasionalmente quebradiza, no calcárea.

Arenisca Napo M1:

Cuarzosa, hialina, clara sub transparente de grano fino a medio, con manchas puntuales color negro castaño de hidrocarburos, presencia regular de hidrocarburos. Hacia la base lutita, gris oscura, gris clara, de firme a muy firme en bloques, ocasionalmente quebradiza, no calcárea.

Arenisca Napo M2

Presencia de cuarzo, clara blanca, gris oscura, sub transparente a sub translucida, de grano muy fino a fino, escasas manchas puntuales de hidrocarburo color café oscuro.

Intercalaciones de lutita gris oscura y gris clara, pero en menor cantidad, firme a muy firme en bloques, ocasionalmente quebradiza, no calcárea.

Arenisca Napo U

Cuarzosa, hialina clara, en parte gris oscura, de grano medio, cemento calcáreo en parte, presencia de regular a pobre de hidrocarburos.

Intercalaciones de lutita gris oscura, en parte gris clara, de firme a muy firme, quebradiza, no calcárea.

Una vez que se cuenta con información inicial del bloque 43 ITT, es necesario que antes de hacer el análisis de los pozos candidatos a reinyectores, realizar una revisión de las operaciones de reinyección de ripios ya ejecutadas dentro del campo, de esta manera se logran establecer rangos de valores para los distintos parámetros que se evaluarán en los pozos candidatos.

2.2. Análisis de la reinyección en los pozos Tambococha D 002 y Tambococha D 006

2.2.1. Análisis Petrofísico

Para este análisis se usaron los registros de SP, GR, caliper, resistividad profunda, resistividad somera, micro resistivos, micro log, densidad, neutrón,

PF y sónico, además del análisis de núcleos convencionales y especiales del bloque 43.

2.2.1.1. Modelo de Porosidad

Para el análisis de porosidad efectiva se basó en registros disponibles como el de densidad, neutrón y sónico y comparando con datos del pozo tambococha-1. Posteriormente se realiza un cálculo del promedio entre los resultados de porosidad de los registros de densidad-neutrón y la porosidad absoluta proveniente de los registros de densidad y en su respectiva matriz.

$$PHID = \frac{RHOBma - RHOBlog}{RHOBma - RHOBf}. \quad (2-1)$$

PHID: porosidad derivada de la curva densidad volumétrica

RHOBma: densidad de matriz de la formación (2.65 y 2.71 gr/cc)

RHOBf: densidad del fluido (1 gr/cc)

RHOBlog: lectura curva densidad del registro (1 gr/cc)

$$PHIDN = \frac{PHID + PHIN}{2}. \quad (2-2)$$

PHIDN: porosidad total promedio densidad-neutrón

PHID: porosidad absoluta según de densidad, en matriz correspondiente (arena 2.66 gr/cc, calizas 2.71 gr/cc)

PHIN: porosidad según registro neutrón, matriz limestone.

Finalmente se calcula la porosidad efectiva a través de la siguiente ecuación.

$$PHIE = PHIDN \times (1 - VCL). \quad (2-3)$$

PHIE: porosidad efectiva

PHIDN: porosidad total promedio densidad-neutrón

VCL: volumen de arcillas

2.2.1.2. Modelo de Permeabilidad

En general puede ser estimada con una variación de la Ecuación de Timur modificada, considerando las mediciones de núcleos, permeabilidad, porosidad, efectiva y muestras de presión capilar disponibles.

$$K = A \frac{PHIE^b}{Swirr^2}, \quad (2-4)$$

Donde,

K: permeabilidad absoluta (mD)

A: coeficiente establecido como 1000

PHIE: porosidad efectiva

B: exponente establecido 3.8

Swirr: saturación irreducible de agua

C: exponente, establecido como 2

2.2.1.3. Intervalos de Reinyección

Para el pozo TMBD-002 después de correr los registros eléctricos del pozo y comparando con la data de los pozos Tiputini-3 y Tiputini-C32, se reconoció el intervalo a seleccionar.

Mientras que con el uso de los registros eléctricos del pozo Tambococha D6 y con información de pozos tiputini C32, tiputini C3 y tambococha D2 se identifica la arena que será seleccionada, así como el intervalo de esta.

2.2.2. Mapas de Isopropiedades

Para poder identificar las zonas que cuentan con las mejores propiedades para realizar una reinyección de manera correcta se elaboraran mapas de espesores, índices de almacenamiento e índice de flujo, este análisis se realizara a las areniscas U y T, esto en base a comparaciones de otros pozos aledaños.

2.2.2.1. Mapas de Espesor de Arena Neta (H)

Se obtuvieron mapas de espesores o también llamados isópacos correspondientes a las arenas de interés, con estos mapas se podrá definir los espesores variables de la unidad estratigráfica interés a través de la lectura de las curvas trazadas.

2.2.2.2. Mapas de Índice de Almacenamiento ($\text{PHI} \cdot \text{H}$)

Los mapas de índice de almacenamiento se elaboraron en base a la data obtenida en el análisis petrofísico del pozo, estos mapas permitirán localizar los intervalos que cuenten con mejores características para el almacenamiento de la lechada, este mapa trabaja con el índice $\text{PHI} \cdot \text{H}$ el cual a su vez está asociado directamente con el volumen poral de la arena.

2.2.2.3. Mapas de Índice de Flujo ($\text{K} \cdot \text{H}$)

El índice de flujo es otro índice adimensional y está asociado a la capacidad que tiene el fluido para poder moverse a través de la arena que se está estudiando, para este caso se elabora un mapa de índice de flujo el cual indicara hacia que pozo tienen los mayores valores del índice planteado.

2.2.3. Caracterización Geomecánica

Este análisis tuvo enfoque en obtener perfiles de esfuerzos, presión de poro y propiedades mecánicas como el módulo de Young y relación de Poisson para las formaciones presentes en el pozo tambococha D2, esto para obtener el comportamiento del pozo ante operaciones de fracturamiento e inyección.

La efectividad de esta caracterización disminuirá la incertidumbre en las simulaciones de fractura, lo cual dará paso a operaciones de inyección seguras.

2.2.3.1. Esfuerzo Vertical

Es un esfuerzo de sobrecarga el cual se mide a cualquier profundidad del pozo y se lo calcula como el peso acumulado de los sedimentos dentro de la columna estratigráfica hasta la profundidad de interés, se lo puede definir con la siguiente ecuación:

$$\sigma_v = \int_0^z \rho(z) * g * dz. \quad (2-5)$$

σ_v = esfuerzo vertical

z = altura

g = gravedad

2.2.3.2. Presión de Poro

Para el cálculo de la presión de poro se usa el principio de Terzaghi asociado a los esfuerzos efectivos, este principio enuncia la distribución de todos los esfuerzos a través de la roca y de los fluidos contenidos en la misma, considerando que cuanto mayor es la profundidad de interés, los fluidos contenidos presentar mayores esfuerzos de sobrecarga.

Se presenta la siguiente ecuación:

$$PP = \sigma_v - \sigma_E. \quad (2-6)$$

PP: presión de poro

σ_v = esfuerzo vertical

σ_e = esfuerzo efectivo (matriz)

En base al principio de Terzaghi, Eaton desarrollo una correlación empírica que asocia el tiempo de transito de ondas (obtenido en registro sínico) con la presión de poro que se busca calcular.

$$PP = OBG - (OBG - PP_n) \left(\frac{\Delta t_{nmt}}{\Delta t_{ob}} \right)^X. \quad (2-7)$$

PP: gradiente de presión de poro

OBG: gradiente de sobrecarga

PP_n = gradiente normal de presión de poro (1.05 g/cc)

Δt_{nmt} = tiempo de transito observado

Δt_{nmt} = tiempo de transito medido sobre la tendencia de compactación normal

X = coeficiente exponencial empírico (1.7 para este proyecto)

2.2.3.3. Propiedades Mecánicas

Los resultados del módulo de Young y relación de Poisson son esenciales para un correcto modelamiento de fractura, estos valores se obtuvieron a través de correlaciones empíricas las cuales a su vez se basan en los resultados de los registros sínicos compresional y de cizalla.

Estos datos por lo general son ajustados con el uso de data real proveniente de pruebas de laboratorio, pero para este caso no se contó con dichas pruebas por lo que se realizó la calibración con los valores de ensayos de laboratorio de otros campos cercanos al bloque 43.

2.2.3.4. Gradiente de Fractura y Esfuerzo Horizontal Mínimo

Se define como esfuerzo horizontal mínimo a la presión que se requiere para una reapertura de fracturas originales de la roca, por condiciones de seguridad es necesario determinar los límites operacionales que deben encontrarse debajo del gradiente de fractura de una roca intacta y del esfuerzo mínimo para una roca naturalmente fracturada.

Para la calibración de los esfuerzos mínimos y gradientes de fractura se realiza un análisis de curvas Leak Off Test, a través de una gráfica presión/volumen vs tiempo de la cual se obtendrán presiones de ruptura, cierre y estabilización.

El cálculo de la magnitud de S_{hmin} se lo realiza por el modelo de falla por fricción de Mohr Coulomb:

$$S_{hmin} = ((1 - \sin(FA)) * OBG + (\sin(FA) * PP)). \quad (2-8)$$

FA: ángulo de fricción

PP: presión de poro

OBG: esfuerzo vertical

Con los resultados de este análisis es posible definir las zonas donde se dé una mejor propagación de una fractura, las cuales deben poseer resistencia elástica y ser limitadas por zonas sellos tanto en su tope como en su base con la finalidad de que la fractura no invada otra zona del pozo si no que se limite dentro de la zona de interés.

2.2.4. Capacidad de Recepción de la Formación

El modelamiento de la fractura incluye resultados de los análisis: petrofísicos, geomecánicas, geológicos, volumen estimado de los efluentes, estado mecánico del pozo y mecanismos de reinyección. Todos estos aspectos

ingresan al software FRACPRO, para poder estimar la capacidad de almacenamiento tanto de sólido y líquido en la fractura que se creó y los parámetros óptimos para el bombeo de la lechada. Las premisas fundamentales de las simulaciones son:

- El mecanismo de inyección que se usó en todas las simulaciones de fractura se fundamentó en el pozo completado como reinjector con una tubería de 4 ½.
- Se asumió como una inyección continua, que comparte resultados de geometría de fractura lo más pesimista posible, ya que se asume la creación de una sola fractura que crece proporcional se inyecta el fluido, en cambio la reinyección por baches se crean varias fracturas de menores dimensiones que aumentan la capacidad máxima de almacenamiento. Este aspecto da un margen de seguridad cuando se estima la capacidad máxima de almacenamiento del reservorio sin que se contacten con las arenas productoras (M1, M2 y U).
- Las simulaciones de fractura se hicieron con diversas tasas de bombeo (3, 4, 5 y 6 bpm) y el porcentaje de sólidos que tiene la lechada (10%, 15% y 20%).
- La estimación de la capacidad máxima de almacenamiento en la fractura, con la simulación de una inyección de un volumen alto de lechada que permita crecer la fractura hasta tocar el sello que lo separa del estrato suprayacente y comprobando que no se rompa.

2.2.5. Ensayos de Formulación de la Lechada

Es necesario una caracterización granulométrica y reológicas de las formaciones de la lechada para el pozo, las pruebas se pueden resumir por etapas, como se muestra a continuación:

- i. Análisis del reservorio a reinjectar.
- ii. Formulación de fluidos de dilución.
- iii. Mezcla de fluidos a diferentes concentraciones de sólidos.

- iv. Análisis de granulometría de las mezclas.
- v. Análisis reológico de las mezclas.
- vi. Evaluación de filtrado de los fluidos PPT (particle-plugging test).

2.2.6. Simulaciones de Fractura

A través del software FRACPRO se realizaron simulaciones tanto en la arena T y U a distintos intervalos de profundidades, estas simulaciones involucraban al fluido de reinyección con concentración de sólidos al 10%, 15% y 20% y a tasas de 3 bpm.

La finalidad de estas simulaciones es obtener el comportamiento previo del trabajo de reinyección, obteniendo datos preliminares de la dimensión de la fractura, comportamiento de las presiones y la capacidad de almacenamiento que tendrá la arena.

2.2.7. Análisis de Interferencia

La invasión de filtrado de la lechada desde el pozo reinyector hacia las formaciones sub y suprayacentes y hacia las áreas de drenaje de los pozos vecinos productores se evaluó con la aplicación Quicklook, que es un simulador numérico que realiza diversas estimaciones de parámetros del reservorio a su vez del impacto de las fracturas mediante la incorporación de características geomecánicas.

En Quicklook se realizó un modelo geológico de la arenisca Napo T con 10 layers o capas desde la Arenisca Napo M1 hasta el Pre-Cretácico. Se cargaron las propiedades petrofísicas de todas las formaciones de los pozos Tambococha-1, Tambococha-D2, Tiputini-2, Tiputini-3, Tiputini-C32 con sus completaciones, y los aspectos de las fracturas generadas en FRACPRO.

Se asumió un proceso de inyección continuo, considerando: un volumen máximo de lechada es igual o menor al volumen estimado al momento que el

filtrado de la lechada se aproxime al pozo más cercano (interferencia areal) o cuando la altura de la fractura alcance reservorios de interés (interferencia vertical).

2.2.8. Condiciones Mecánicas del Pozo

2.2.8.1. Pruebas de Inyectividad

Para los pozos TMBD-002 y TMBD-006 se realizaron 2 pruebas: Leak Off Test y Step Rate Test, los resultados de estas pruebas servirán como referencia para calibrar el modelo geo mecánico y las simulaciones de fractura.

La SRT tiene consiste en inyectar un fluido a varios caudales estabilizados consiguiendo valores de presión mayores al de fractura, esta prueba tiene como finalidad identificar las presiones de extensión de la fractura y el caudal que fue requerida para esta, se utiliza un gráfico de presión estabilizada vs caudal de inyección.

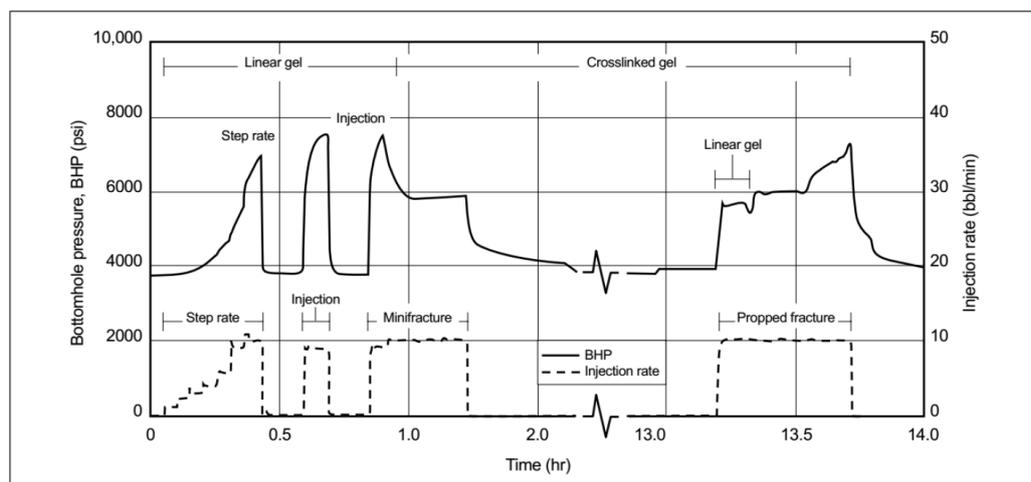


Figura 2-2 Prueba de Inyectividad para un pozo

2.2.8.2. Configuración Actual de Pozo

Por medio de los diagramas de la empresa se conoció la configuración actual del pozo TMBD-002 y TMBD-006.

2.2.8.3. Estado del Cemento del Pozo

Se realizó la evaluación de la calidad del cemento para profundidades entre los 4850' y 6066' (MD) en el liner de 7" con un peso nominal de 26 lb/ft.

2.2.8.4. Presiones de Colapso y Estallido

Es fundamental realizar un análisis del estado actual del pozo, esto quiere decir evaluar las tuberías de revestimiento y BHA que pueda encontrarse a lo largo del pozo.

Esta evaluación se la realizó con la finalidad determinar las máximas presiones que puede soportar la estructura del pozo, es decir las presiones de estallido y de colapso de la última sección de revestimiento (liner de 7") y tubería de producción o reinyección (tubing de 4 ½"), para esto se hizo uso del software StressCheck Landmark el cual simula variaciones en las presiones internas y externas de la tubería.

Para el correcto análisis de las presiones de estallido y colapso se requirió de la siguiente información:

- Presión de Poro.
- Gradiente de fractura.
- Densidad del fluido de completación.
- Profundidad de los perforados.
- Otros elementos presentes en el fondo (packers hidráulicos o mecánicos).

2.2.8.5. Cabezal de Inyección

La selección del cabezal se hizo de acuerdo con el diseño de presiones de inyección que se haya fijado de acuerdo con el estudio

2.2.8.6. Velocidad de Erosión

Otro análisis que se realizó y que es sumamente necesario fue el análisis de velocidad crítica de erosión de las tuberías utilizados, esto debido a las características de la lechada de reinyección.

Para esto se tomó como referencia la norma API RP 14E en conjunto a las diferentes densidades de las lechadas y los diámetros de las tuberías utilizadas, y se realizó el cálculo de velocidades críticas para poder determinar las tasas de bombeo optimas en esta operación.

2.2.9. Riesgos Asociados a la Operación

Se identificaron posibles riesgos que se puedan presentar dentro de la operación de reinyección de ripios.

2.2.10. Monitoreo de la Reinyección

Para evitar posibles impactos ambientales ya sea en superficie o subsuelo se va a monitorear diariamente los parámetros en superficie durante la inyección de la lechada para garantizar la disposición dentro de la zona de reinyección especificada.

Los principales parámetros para considerar son:

- Propiedades física-químicas: Densidad, propiedades reológicas, contenido de sólidos, aditivos de la lechada, distribución del tamaño de la partícula.
- Parámetros operacionales durante el bombeo: Presión en superficie (Tubing y anular), volumen y caudal de bombeo, periodo de desplazamiento por cada bache.

2.2.11. Costos Operativos

En primer lugar se estimaron los costos en realizar la perforación, completación y toda la movilización para llevar a cabo el desarrollo de este pozo, se señaló costos para la logística tanto de la torre de perforación como de reacondicionamiento, además de la tarifa diaria de para realizar la completación y perforación, los equipos y herramientas que tuvieron que considerar para una pesca, la tubería de revestimiento que se usó, la cabeza del pozo, el servicio de toma de núcleos para realizar pruebas de laboratorio, servicio del Liner Hanger, el control de sólidos, los registro de lodo, servicio de lodos, servicio direccional, manejo de los respectivos desechos, servicio de cementación, de geomecánica, de brocas, de registros, entre otros.

También se analizó una propuesta económica donde detalla la tarifa diaria para la reinyección de fluidos, en el cual se fundamentó para calcular el costo real de esta tecnología, en esta propuesta se detallan costos como el equipo y personal para la reinyección de fluidos, el equipo y personal para la reinyección de fluidos stand by, horas de bombeo adicional desde 0 a 2000 psi, 2001 a 5000 psi, y de hasta 7500 a 1000 psi.

$$\text{Costo de operacion} = \text{tarifa diraiia} * \text{dias operativos.} \quad (2-9)$$

Se estimará cual es costo que representa reinyectar todos los desechos de un solo pozo perforado multiplicando el tiempo en horas que implicará en reinyectar todos los ripios, además se obtendrá un valor referencial de cuanto

volumen se obtiene por cada pozo este obtiene dividiendo el volumen promedio de ripios que genera un pozo con la tasa de bombeo de inyección con las tarifas diarias en tiempos inoperables como operables (considerando una jornada laboral de 12 horas diaria).

$$\text{Volumen promedio por pozo} = \frac{\text{Lechada de ripios de perforacion}}{\text{Numero de pozos}}. \quad (2-10)$$

Además, también será fundamental una revisión al proceso operativo de la reinyección de ripios, esto incluye el desarrollo paso a paso de la reinyección, así como un estudio de los equipos utilizados para esta operación, esto se realiza con la finalidad de establecer posibles parámetros operacionales que garanticen seguridad y eficiencia del trabajo.

2.3. Descripción de equipos de superficie para la reinyección de ripios.

El equipo usado para la aplicación del CRI fue seleccionado una vez que el estudio de factibilidad haya sido desarrollado, toda la información y parámetros fueron tomados en consideración para que el equipo pueda ser aplicado de manera eficiente para el proceso de inyección.

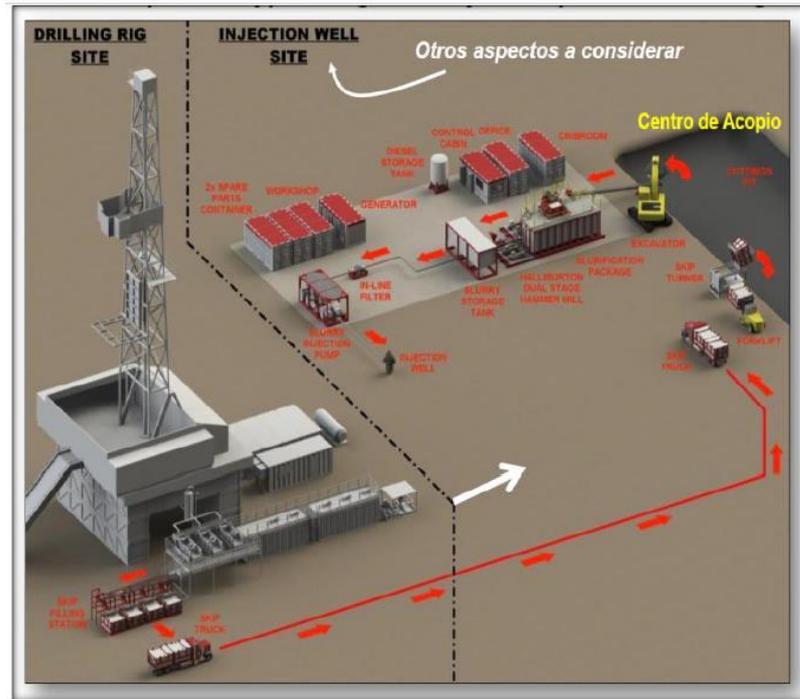


Figura 2-3 Sistema de reinyección de lodos y rípios

2.3.1. Tanques de recepción.

Tanques de recolección de cortes de perforación y fluidos, cuentan con una capacidad de 250 BBL (3) y 150 BBL (1) y reciben los desechos provenientes de los pozos de los campos Tambococha y Tiputini.



Figura 2-4 Tanques de recepción o catch tanks en pozo Tambococha D6 (2019)

2.3.2. Tanques de dispersión.

Tanques horizontales los cuales están en constante movimiento giratorio, en esta etapa se logra que todo el material arcilloso presente en la lechada se rompa y se separe de los granos, de esta manera se llega a reducir un porcentaje del tamaño de la partícula.



Figura 2-5 Tanques de dispersión en pozo Tambococha D6 (2019)

2.3.3. Zarandas.

Las zarandas cumplen con la función de admitir el paso de particular que tengan un tamaño menor al establecido en el diseño, esto garantiza que las partículas reinyectadas no presentes inconvenientes al momento de su reinyección, y las partículas que sean mayor a ese tamaño son almacenadas en un tanque de gruesos.

2.3.4. Molino.

El molino es un equipo auxiliar dentro de la unidad de reinyección de ripios que se encarga de tratar las partículas que no han cumplido con el tamaño mínimo requerido de acuerdo con el diseño, dentro del molino las partículas son trituradas y después retornan hacia el tanque de almacenamiento inicial para volver a cumplir con el ciclo de la unidad de reinyección hasta cumplir con el tamaño requerido.

2.3.5. Tanques de procesamiento.

Consta de un tanque de 60 barriles y dos tanques de procesamiento de 220 barriles, con una capacidad total de 440 barriles para la preparación de la lechada, tiene una unidad para los cortes finos (que han cumplido con el tamaño de partícula requerido, y otra unidad para los cortes gruesos que serán recirculados hacia el molino para cumplir con los parámetros de diseño.

Además, en estos tanques se agregan los aditivos químicos que requiere la lechada, principalmente un viscosificante para evitar asentamiento de partículas, y se realizan las pruebas de parámetros físicos de la lechada (peso, densidad, viscosidad, viscosidad plástica, punto de gel).



Figura 2-6 Tanque de procesamiento en pozo Tambococha D2 (2019)

2.3.6. Tanques de almacenamiento.

Consta de 6 tanques verticales, con una capacidad total de 2000 barriles para almacenamiento de la lechada y 1000 barriles para agua fresca.



Figura 2-7 Tanques de almacenamiento en pozo Tambococha D6 (2019)

2.3.7. Bombas de inyección.

La unidad de bombeo es de las más importantes de la unidad, ya que tiene como finalidad de otorgar la potencia al fluido que será reinyectado al pozo diposal.

En superficie se controlan parámetros como la capacidad de la bomba, tasa de bombeo y presión de bombeo, este último es uno de los más importantes ya que se debe procurar en no exceder la presión de fractura de la formación.

En base al análisis realizado se obtiene una matriz con los parámetros necesarios tanto del pozo como de la arena para garantizar el éxito de la operación, esta matriz será el modelo por seguir en el análisis de los pozos candidatos a reinyección.

Tabla 2-2 Matriz de propiedades petrofísicas y geomecánicas del análisis de pozos

POZO	ESPESOR (ft)	POROSIDAD (dec)	Saturación de agua (dec)	Radio de garganta (µm)	Permeabilidad (mD)
TMBD-002					
TMBD-006					
Recomendación					
POZO	Índice de almacenamiento (-)		Índice de flujo (-)	Presión de poro (ppg)	Gradiente de Fractura (psi/ft)
TMBD-002					
TMBD-006					
Recomendación					

De igual manera se obtuvo una matriz guía para los parámetros de operación óptimos.

Tabla 2-3 Matriz de parámetros de operación del análisis de pozos

Pozo	Tasa de inyección (BPM)	Longitud de Fractura (ft)	Concentración de solidos (%)
TMBD-002			
TMBD-006			
RECOMENDACION			

2.4. Análisis de los pozos candidatos a reinyectores (Tambococha B59 y Tambococha E68)

Una vez que se determinaron los parámetros más importantes para una correcta selección de pozo y parámetros operativos bajo condiciones seguras, se procederá a analizar a los pozos tambococha B59 y tambococha E6 como candidatos a pozos reinyectores, inicialmente la propuesta consistía en el análisis solamente de uno de estos dos pozos, pero debido a que la reinyección es la estrategia mas recomendada para esta zona se realizó el planteamiento para un segundo pozo, considerando futuras campañas de perforación en los siguientes años.

Si bien estos pozos actualmente funcionan como productores se establecerán los justificativos necesarios para realizar su conversión en bases a registros de producción y pronósticos de este.

2.4.1. Análisis petrofísico

Para el caso de estos dos pozos no se cuenta con información suficiente de la arena de interés, sin embargo, se hará uso del registro de petrofísica final de todo el pozo, en el cual a través de la lectura de las curvas se establecerán los principales parámetros del pozo como el espesor, porosidad, permeabilidad, saturaciones y posibles litologías de la formación.

2.4.2. Isopropiedades

A pesar de que no se cuentan con los mapas de isopropiedades para la arena de interés como en los pozos previamente estudiado, con los resultados del análisis petrofísico es posible estimar los principales valores que se interesa como espesor, índice de almacenamiento e índice de flujo.

$$\text{Índice de almacenamiento} = PHI * H. \quad (2-11)$$

$$\text{Índice de flujo} = K * H. \quad (2-12)$$

Donde:

PHI: Porosidad efectiva (dec)

K: Permeabilidad (m D)

H: Espesor (ft)

Para el caso del índice de flujo, este debe ser correlacionado con el índice de flujo para la arena anterior a la estudiada.

2.4.3. Caracterización geomecánica

Para este punto del análisis no se cuenta con ningún tipo de registro para la arena de interés, por tal motivo se buscará conocer si existe correlación entre los pozos candidatos y los pozos previamente analizados para de esta manera asignarle los mismos valores en cuanto a geomecánica se refiere.

2.4.4. Condiciones mecánicas del pozo

Se usarán los diagramas de la completación actual del pozo para determinar sus límites en cuanto a presiones de estallido y colapso se refiere, además de hacer una estimación de la calidad del cemento con el uso de registros CBL y VDL.

Como parte de esta sección de análisis también se estableció una posible estrategia de conversión de pozo productor a reinyector, teniendo en cuenta la configuración actual del pozo productor y la configuración de reinyección ya conocida en los pozos TMBD-002 y TMBD-006., para esto fue necesario ahondar en el tema de cementación forzada o también llamada squeeze la cual tendrá como finalidad sellar en su totalidad la actual zona productora del pozo en cuestión, esta operación ocupara de un retenedor de cemento el cual en conjunto a varios sellos permitirá la inyección de cemento a través de la tubería y que este solo se mueva dentro de la zona de interés, una vez que el cemento se ha secado es necesario realizar pruebas de presión con fluido de control para cerciorarse de que no existan filtraciones en la zona intervenida.

Se finaliza con una propuesta de diagrama para pozo reinyector.

2.4.5. Operación de reinyección

En base al análisis previo de las operaciones de la unidad de reinyección ya ejecutadas, se propondrá un diseño para la reinyección en los pozos analizados, basándose exclusivamente en las propiedades ya conocidas.

Teniendo en cuenta los parámetros petrofísicos de los pozos TMBD-002 y TMBD-006 se establecerá un volumen de recepción teórico usando la ecuación de un cilindro y los datos de la longitud de la fractura, espesor de la arena, porosidad y saturación de agua de los pozos.

$$A = \pi * r^2. \quad (2-13)$$

$$V_t = A * h. \quad (2-14)$$

$$Ec(k) V_{rt} = \frac{A * h * Sw * \emptyset}{5,61}. \quad (2-15)$$

Donde:

A = área

r = longitud de la fractura

h = espesor total de la arena

Sw = saturación de agua de la formación

\emptyset = porosidad

Este volumen será comparado con el volumen de recepción real hallado en las simulaciones de fractura y se establecerá un margen de error entre los resultados empíricos con los reales.

Este margen será aplicado al volumen de recepción teórico de los pozos candidatos hallados con la ecuación K para de esta manera establecer un rango de la capacidad de recepción para estos pozos.

Finalmente se evaluará si la capacidad de estos pozos es suficiente para almacenar la cantidad de desechos que se tiene prevista para la siguiente campaña de perforación.

2.4.6. Análisis de costos

Para el análisis de costos se tendrán en cuenta los trabajos de conversión del pozo y la operación de reinyección, además se realizará una comparativa en cuanto a precios con otras alternativas de deposiciones de recortes.

2.5. Análisis económico de la aplicación de la reinyección de ripios.

Este análisis será parte fundamental al momento de tomar la decisión de optar o no por la reinyección de ripios, en este caso será realizado en base al ahorro que esta técnica significaría en comparación con el uso gestores ambientales, que es la única alternativa para este campo.

Para el caso de la reinyección de rípios se tendrán en cuenta los costos por la tarifa cobrada por cada pozo reinyectado en base a las dos operaciones previas dentro del bloque, así como los costos asociados a operaciones de workover para adecuar el pozo productor a reinyector de rípios y valores agregados (IVA).

Tabla 2-4 Costos directos e indirectos de la reinyección de rípios

Costos por el uso de la reinyección de rípios
Tarifa promedio por reinyección
IVA
Workover

Mientras que para el caso del uso de un gestor ambiental se tomara en cuenta las tarifas fijas que se cobran por metro cúbico de desechos, agregado a eso los valores de impuestos (IVA) y el costo agregado de facilidades provisionales para el depósito de los desechos antes de ser retirados por el gestor ambiental.

Tabla 2-5 Costos asociados al uso de gestor ambiental

Costos por el uso de gestor ambiental
Tarifa cobrada por gestor
IVA
Facilidades provisionales

2.5.1. Análisis costo-beneficio

Este análisis iniciará con una sumativa de todos los costos, tanto de la reinyección como de los gestores ambientales de un solo pozo perforado, y se determinará la cantidad de dinero que se ahorraría al usar la estrategia planteada, este valor representaría la utilidad del proyecto.

$$\text{Utilidad} = \text{Costos por reinyeccíon} - \text{Costos por gestor} \quad (2-16)$$

Es importante recalcar que estos valores corresponden al tratamiento de los rípios del primer pozo perforado, por lo que se denominará utilidad parcial, la utilidad total del proyecto se la hallara al multiplicar estos valores por la cantidad total de pozos tratados con este método teniendo en cuenta que, a partir del segundo pozo se eliminan los costos correspondientes a workover para la conversión del pozo.

Este valor de utilidad a su vez permitirá calcular la rentabilidad de aplicar esta técnica en un solo pozo perforado, es importante recalcar que dicha rentabilidad será multiplicada por la cantidad total de pozos en los cuales se aplica la tecnología de la reinyección de rípios para de esa manera estimar la rentabilidad total del proyecto.

$$\mathbf{Rentabilidad} = \frac{\mathbf{Utilidad}}{\mathbf{Costos\ de\ reinyeccion}} * \mathbf{100} \quad \mathbf{(2-17)}$$

Al igual que para la utilidad, la rentabilidad total del proyecto se la hallara cuando la rentabilidad unitaria calculada con la ecuación 2.17 se multiplique por el número total de pozos tratados con el pozo reinyector.

2.5.2. Punto de equilibrio

El punto de equilibrio responde a una relación entre los costos totales del método de reinyección con la reducción de gastos que esta genera (ingresos), y nos dará un indicativo de cuantos meses tomaría recuperar la inversión del proyecto.

$$\mathbf{PE} = \frac{\mathbf{Costos\ de\ reinyeccion}}{\mathbf{Ingresos}} * \mathbf{12\ meses} \quad \mathbf{(2-18)}$$

CAPÍTULO 3

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

3.1. Análisis de resultados de los pozos reinyectores: Tambococha D 002 y Tambococha D 006

3.1.1. Pozo Tambococha D002

3.1.1.1. Análisis petrofísico

El análisis petrofísico empieza con el cálculo del volumen de arcilla (en este caso caolinita), se usó la data disponible de difracción de rayos X

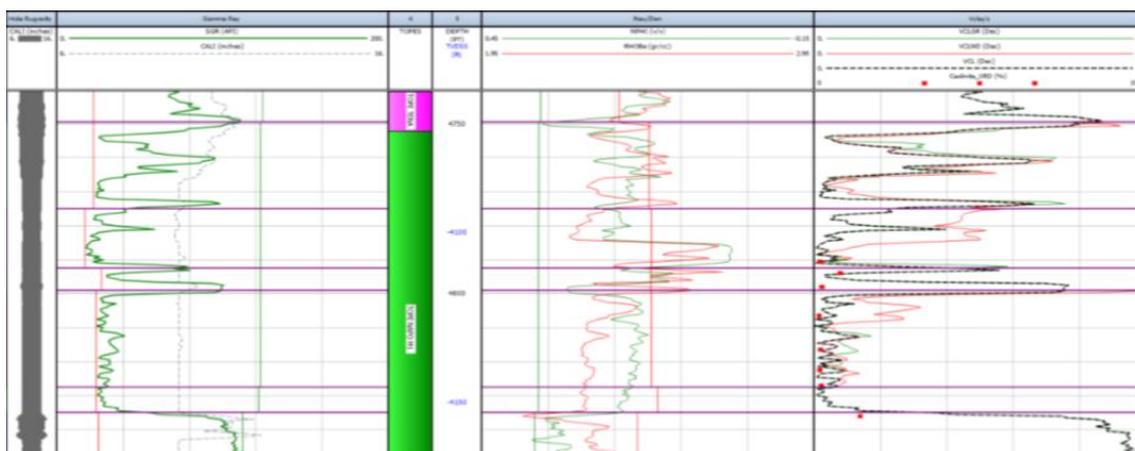


Figura 3-1 Registros disponibles para el cálculo de volumen de arcilla

$$V_{GLGR} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

En los cálculos de porosidad con el cual se usó registros (densidad, neutrón y sónicos) medidos en núcleos del pozo TMCA-001. La figura representa los valores de matriz usados para la estimación de la porosidad en Tambococha

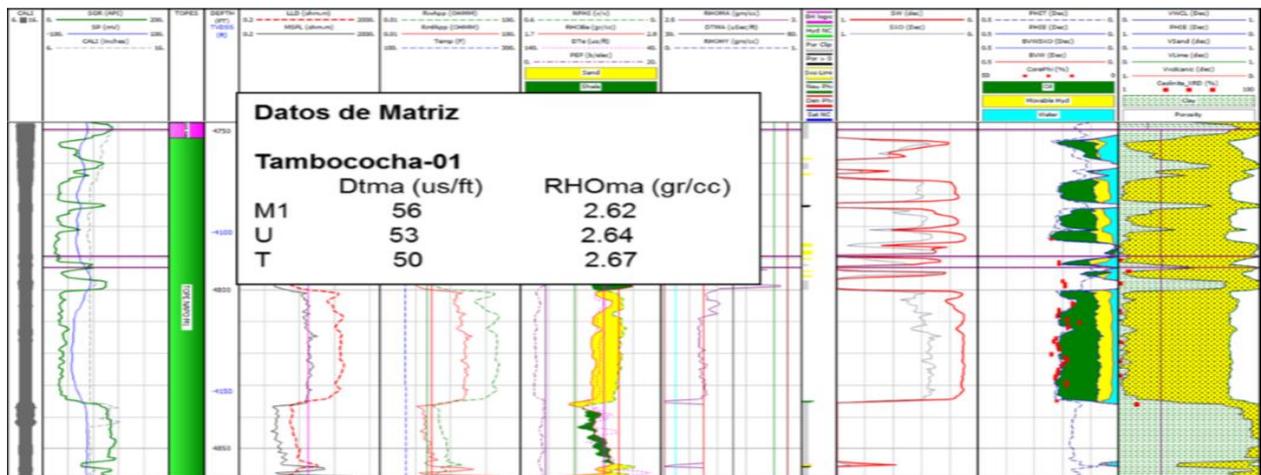


Figura 3-2 Calibración de la porosidad y datos de la matriz (TMBA-001)

Con el uso de las ecuaciones presentadas en el capítulo anterior, se ejecutará el modelo de porosidad y permeabilidad:

$$PHID = \frac{RHOBma - RHOBlog}{RHOBma - RHOBf}$$

$$PHIDN = \frac{PHID + PHIN}{2}$$

$$PHIE = PHIDN \times (1 - VCL)$$

$$K = A \frac{PHIE^b}{Swirr^2}$$

A partir de las ecuaciones mencionadas y los datos de entrada se obtuvieron los siguientes resultados para las arenas presentes en el pozo.

3.1.1.1.1. Arenisca M1

De mediciones de porosidad y permeabilidad de núcleo de los pozos Ishpingo 1 y TMBA -001 se generó la relación empírica para la saturación irreducible de agua en M1.

$$Swirr = \frac{0.04}{PHIE}$$

Donde:

Swirr: Saturación irreducible de agua

PHIE: porosidad (dec)

Mientras que para el análisis de permeabilidad se realizó una correlación entre los datos de permeabilidad y porosidad obtenida del análisis de núcleo, el comportamiento de la gráfica es el que se muestra:

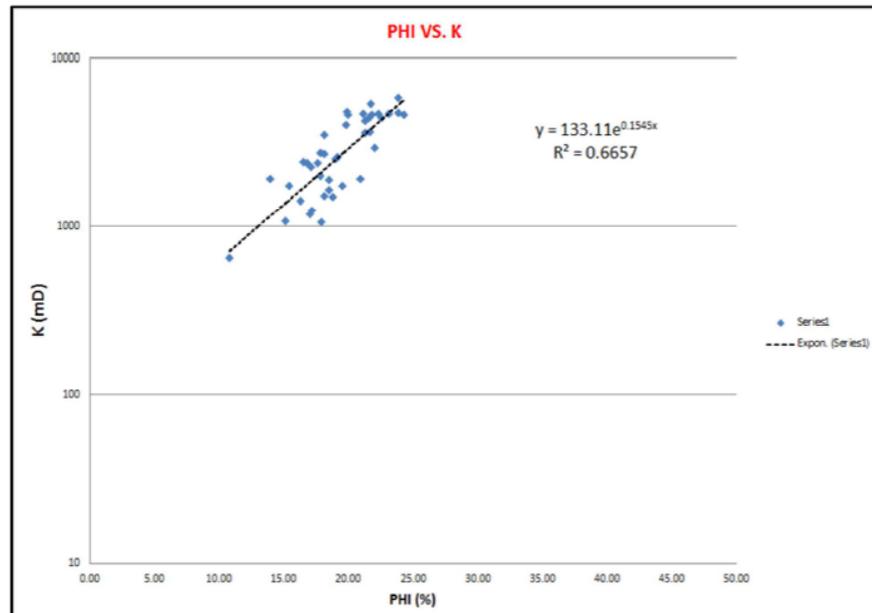


Figura 3-3 Relación porosidad vs permeabilidad para M1

Con su respectiva ecuación de correlación:

$$K = 113.11 * e^{((0.1545 * (PHIE * 100)))} , r^2 = 0.6657$$

3.1.1.1.2. Arenisca M2

Para el análisis de M2 se usaron datos de Ishpingo 2 sin embargo se contó con breves mediciones de permeabilidad y porosidad, se obtiene la siguiente correlación.

$$Swirr = \frac{0.03}{PHIE}$$

Mientras que la correlación empírica queda planteada de la siguiente manera:

$$K = 1.4448 * e^{((0.2279 * (PHIE * 100)))} , r^2 = 0.8194$$

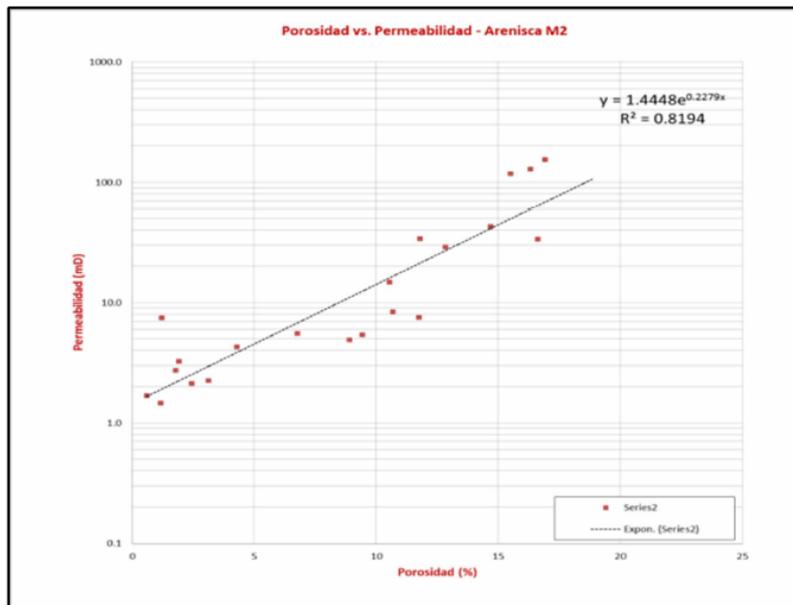


Figura 3-4 Relación porosidad vs permeabilidad para M2

3.1.1.1.3. Arenisca Napo U

Para esta se obtuvo data del análisis de núcleos de los pozos Ishpingo 2 y TMCD-01, para esta arena la relación de saturación de agua irreducible se establece como:

$$Swirr = \frac{0.03}{PHIE}$$

La correlación de permeabilidad vs porosidad se comporta de la siguiente manera:

$$K = 0.6891 * e^{(0.3925 * (Phi * 100))} , r^2 = 0.6834$$

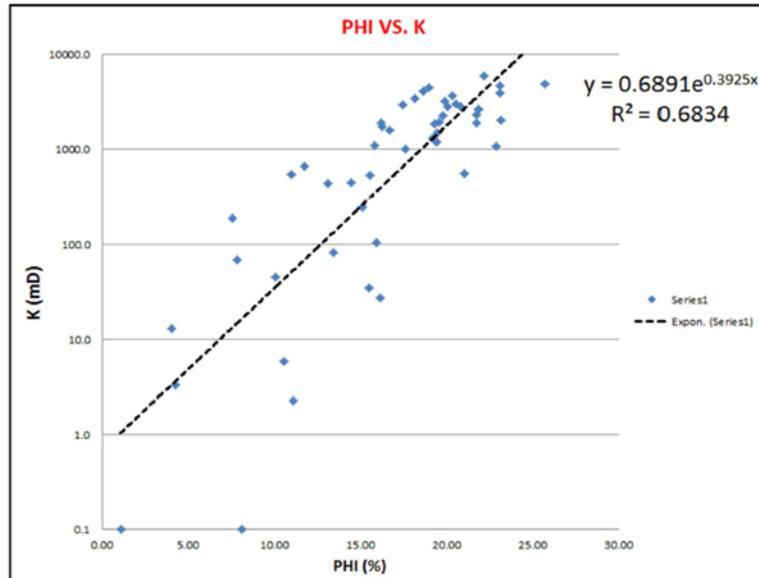


Figura 3-5 Relación de porosidad vs permeabilidad para Napo U

3.1.1.1.4. Arenisca Napo T

La información de esta arena es proveniente de núcleos de TMBA-001y Tiputini-1 Minas, con los cuales se realizaron los cálculos para saturación irreducible de agua.

$$Swirr = \frac{0.03}{PHIE}$$

La permeabilidad fue calculada según la correlación de porosidad vs permeabilidad obtenida del análisis de núcleos, pero al no llegar a un buen coeficiente de correlación entre las variables K y Phi se hizo la relación de Timur, como se enseña a continuación.

$$K = 1000 * PHIE^{3.8} / Swirr^2$$

Ya efectuados los cálculos para las arenas respectivas presentes en el pozo se presentan los sets de registros para cada arena, al igual que el resumen de los resultados obtenidos.

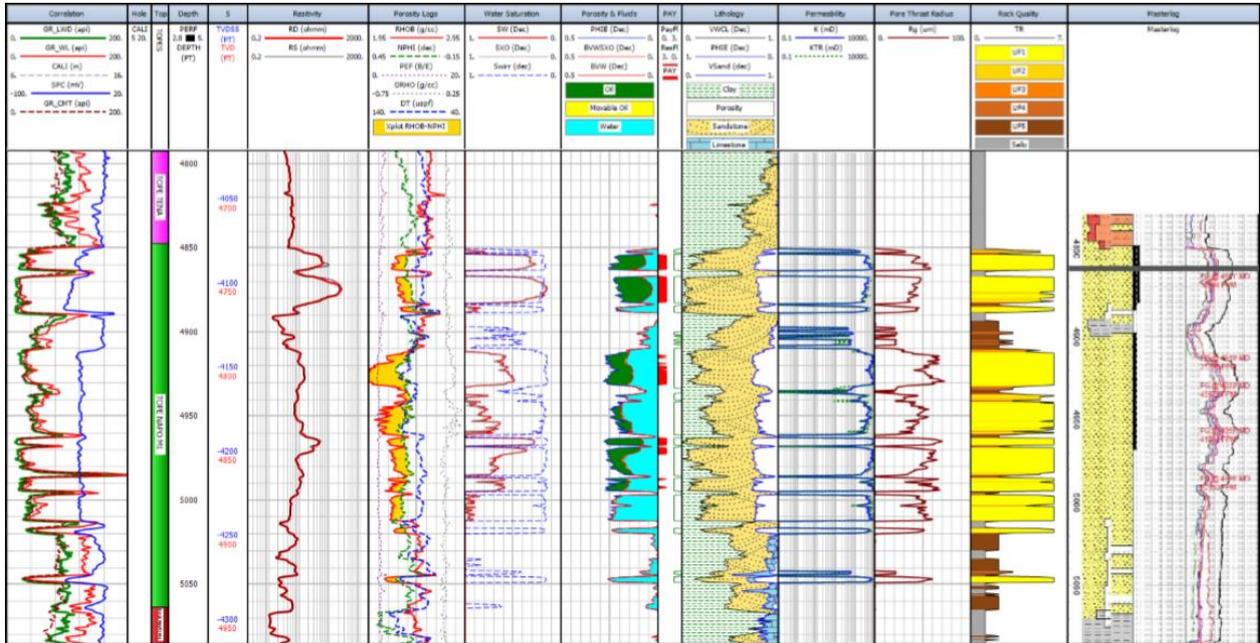


Figura 3-6 Interpretación petrofísica de la arena M1 para el pozo TMCD-002

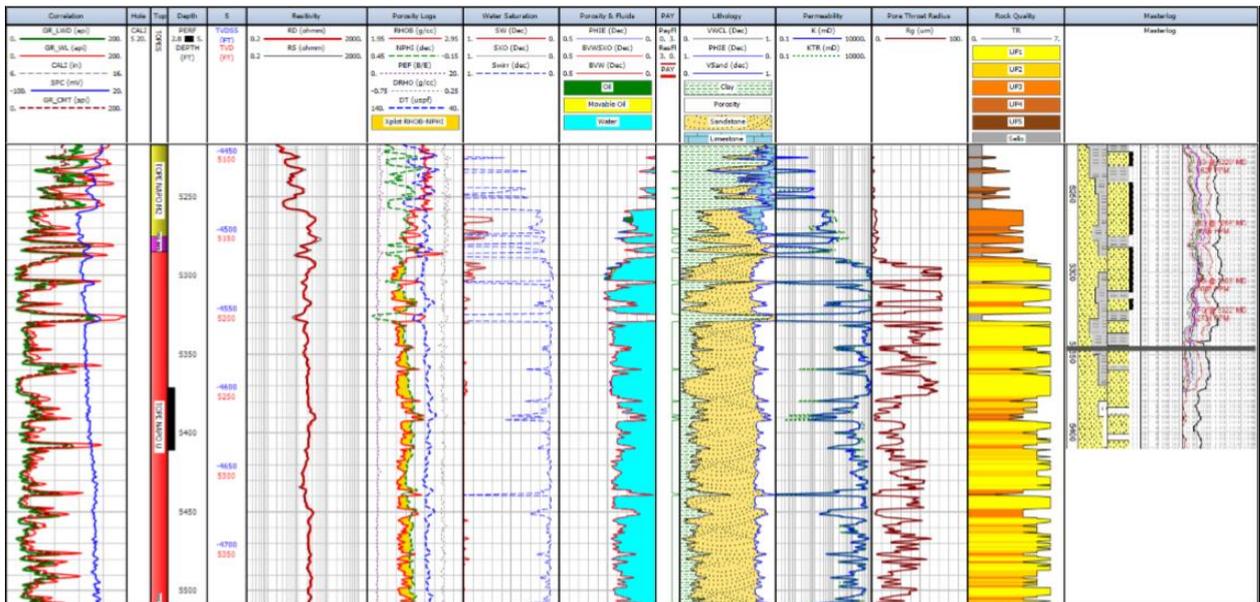


Figura 3-7 Interpretación petrofísica de la arena Napo U para el pozo TMBD-002

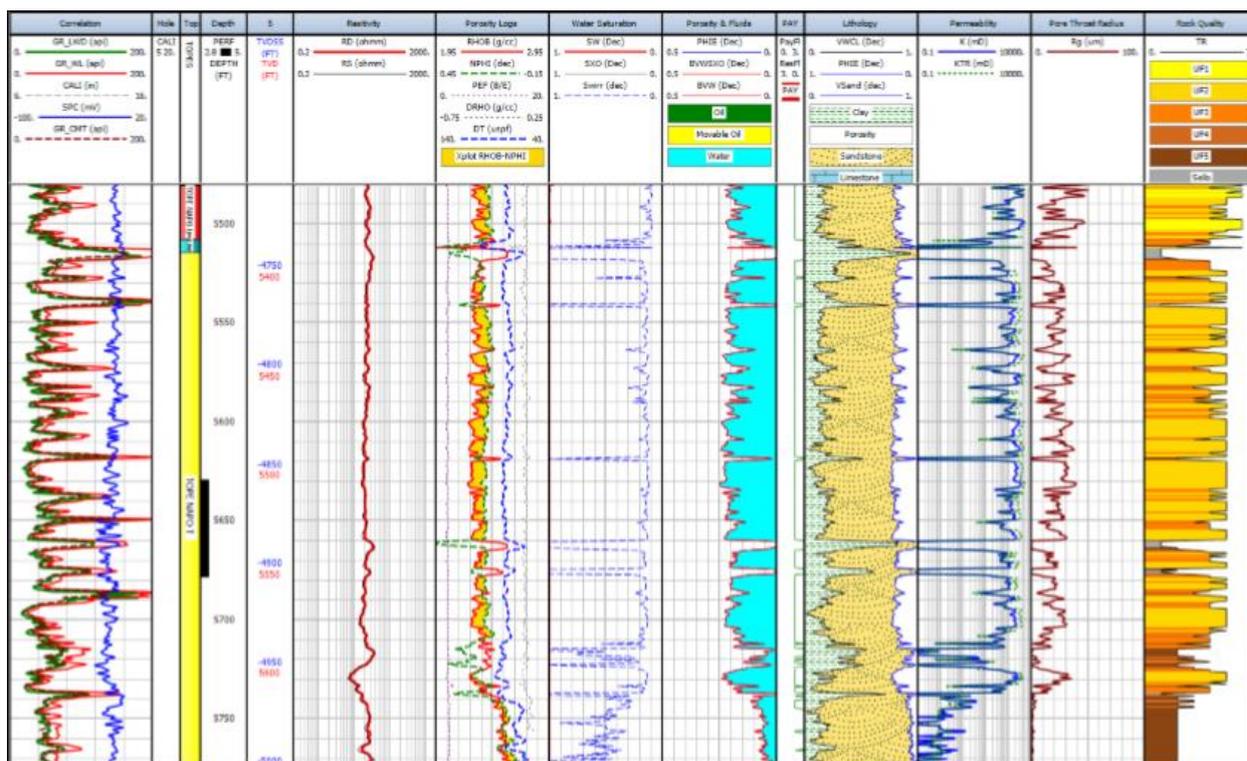


Figura 3-8 Interpretación petrofísica de la arena Napo T para el pozo TMBD-002

Tabla 3-1 Resultados de la evaluación petrofísica del pozo TMBD-002

ZONA	GROSS (ft)	Net Res (ft)	N/G	Net Pay (ft)	PHIE (dec)	Sw Res (dec)	Sw Pay (dec)	Vcl (dec)	Swirr (dec)	Rg (um)	Perm (mD)	Observación
M1	215,99	137	0,634	46	0,213	0,658	0,385	0,183	0,203	45,593	4412,595	Aceite
M2	89,45	17,49	0,196	0	0,134	0,91	...	0,268	0,24	3,522	38,674	Agua
Napo U	222,84	207,85	0,933	0	0,197	0,991	...	0,153	0,116	34,07	3029,113	Agua/Aceite
Napo T	223,29	198,82	0,89	0	0,196	1	...	0,178	0,158	20,898	1159,080	Agua

La arena M1 queda descartada debido a la gran saturación de aceite lo que nos indica que es una zona productora, su garganta de poros promedio en 45 micrones, además es la arena que tienen mayor capacidad de flujo.

En perspectiva a las propiedades de la roca para la reinyección de rípidos, las areniscas Napo U y Napo T serían las apropiadas. La garganta de poros en la arena U puede superar los 30 micrones además posee una mejor capacidad de flujo que la arena T, sin embargo, esta posee una saturación de petróleo en el pozo TMBA-001 y una alta saturación en la zona de Ishpingo.

En cambio, la arenisca Napo T, con una garganta de poros superior a 20 micrones se ubica en su plenitud en agua en los pozos que han sido perforado en el ITT.

Después de seleccionar la arena óptima para la operación, es necesario que dentro de ella se identifique el intervalo donde se va a reinyectar los efluentes, el cual tendrá que ser reacondicionado según el estudio realizado, como se mencionó en el capítulo anterior se utilizó registros eléctricos de los pozos TMBA-001, TMBD-002, TPTC-002, TPTC-003 y TPTC-032. Deben cumplir las características geológicas básicas para la reinyección (espesor, continuidad lateral, sello, litología, ausencia de fracturas y/o fallas). Se logró identificar el intervalo 5629´a 5679´ MD.

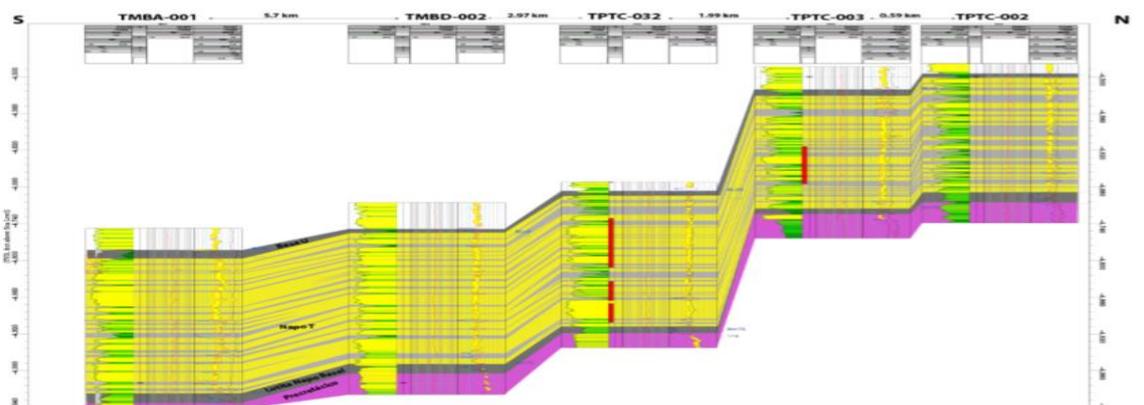


Figura 3-9 Correlación de la arenisca Napo T con intervalo a cañonear

La correlación de la arena T enseña como el reservorio tiende a tener cambios laterales de facies, convirtiéndose en la zona con más intercalaciones en los pozos TPTC-00Q, TPTC-002 y TPTC-032. Además,

se aprecia que en la arena Napo U es mucho más arenoso que el Napo T.

3.1.1.2. Mapas de isopropiedades

Como se aprecia en la figura los mapas isópacos que corresponden a las arenas Napo U y Napo T. Los espesores de arena neta de ambas son similares de norte a sur, con aproximados de 162-208 pies.

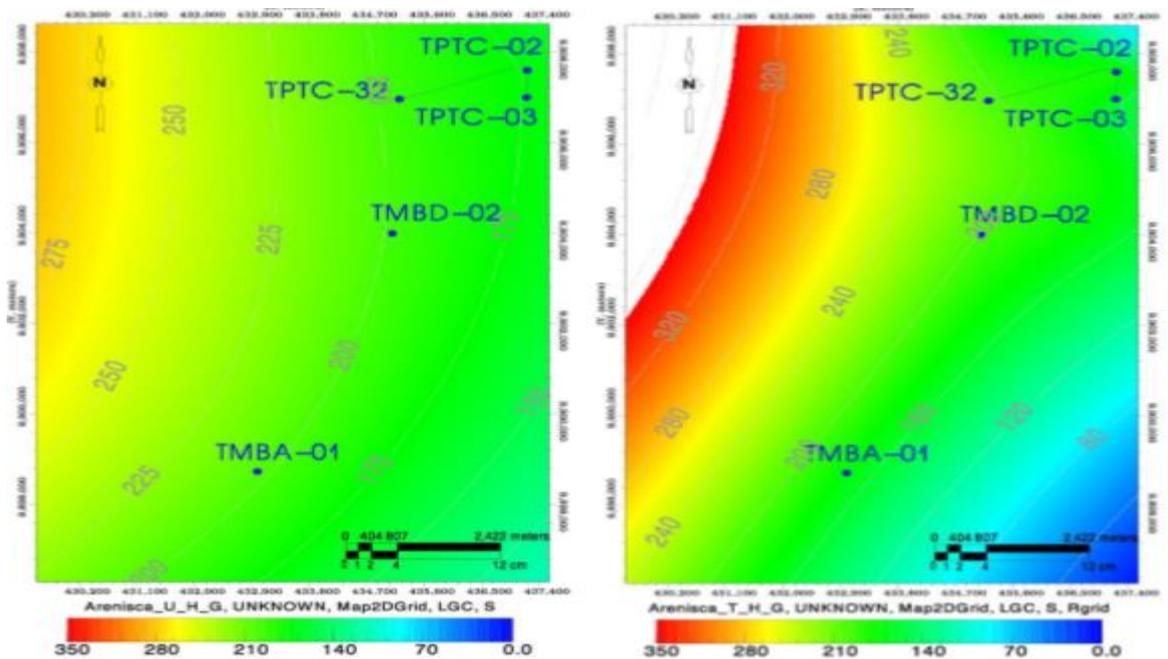


Figura 3-10 Mapa de espesores de arena neta (H) para arenisca Napo T

En la figura se aprecia que el índice de almacenamiento de la arena Napo U es uniforme entre los pozos (30-40), aunque para la arena Napo T el índice es mayor hacia los pozos TMBD-002, TPTC-032, TPTC-003 y TPTC-002; los valores de almacenamiento son casi iguales entra ambas arenas (entre 27-44).

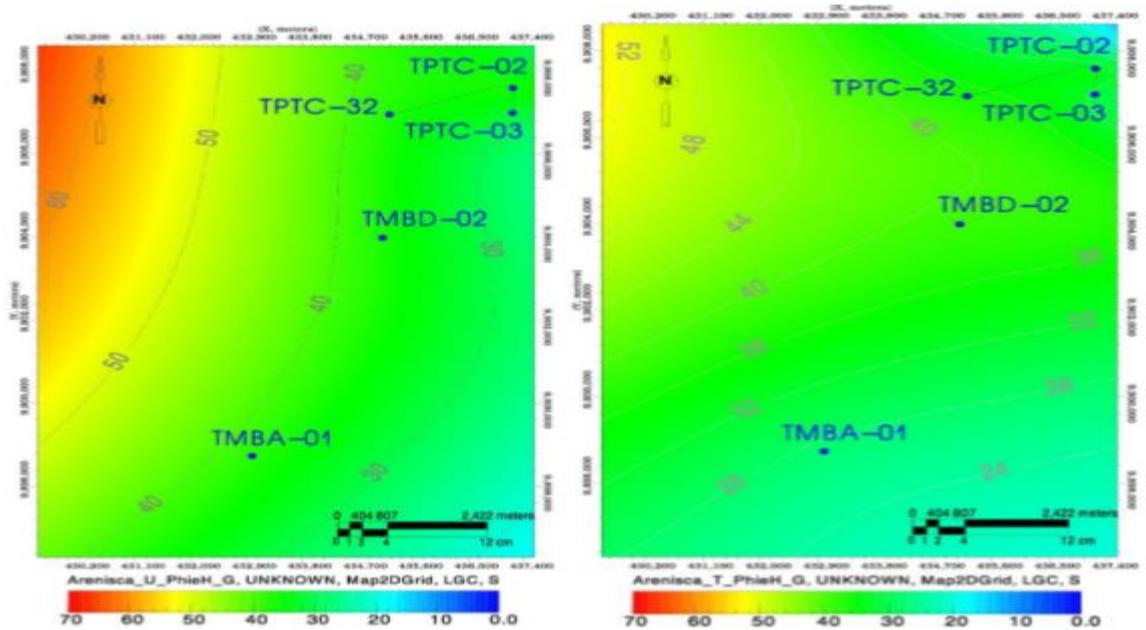


Figura 3-11 Mapa de índice de almacenamiento (PHIE*H) para arenisca Napo T

La figura enseña la manera en que el índice de flujo de la arena Napo U mejora hacia el oeste y disminuye hacia el este, en cambio de norte a sur se conserva casi igual; pero la tendencia de Napo T es diferente, el índice de flujo incrementa hacia los pozos TPTC-032, TPTC-003 y TPTC-002 y resta hacia el pozo TMBA-001.

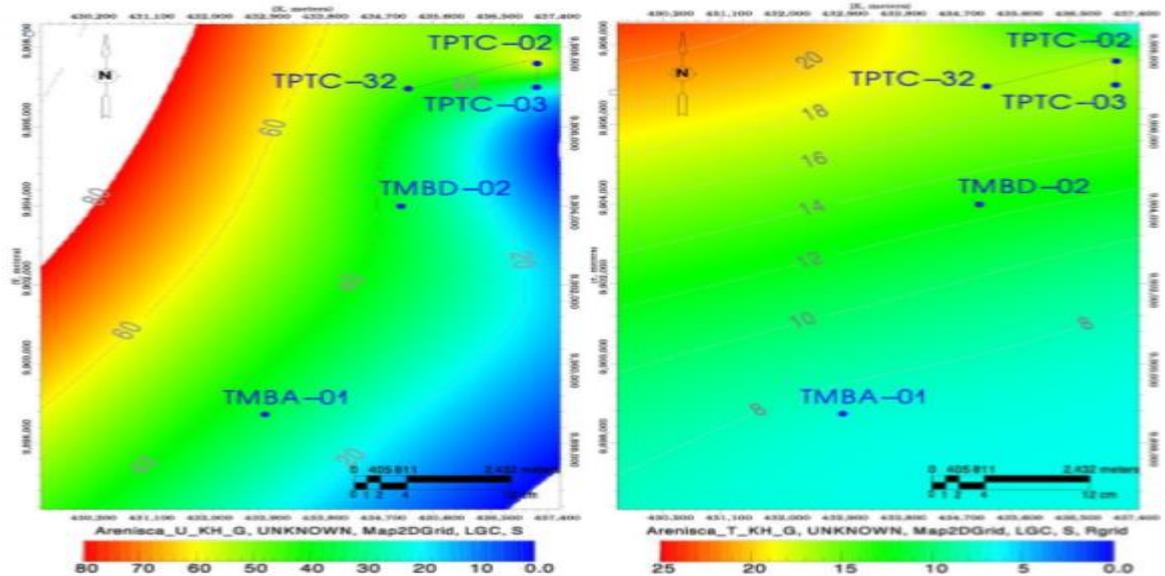


Figura 3-12 Mapas de índice de flujo (K*H) para arenisca Napo T

A continuación, los resultados de los mapas de espesor, índice de almacenamiento e índice de flujo de la arena seleccionada según el análisis petrofísico.

Tabla 3-2 Resultados del análisis de mapas de isopropiedades para la arena, pozo TMBD - 002

ARENA	ESPESOR (ft)	INDICE DE ALMACENAMIENTO (-)	INDICE DE FLUJO (-)
NAPO T	130 - 210	30 - 45	8 - 15

3.1.1.3. Caracterización geomecánica

Se enfocó en obtener los perfiles de esfuerzos, presión de poro y propiedades mecánicas tales como la relación de Poisson y módulo de Young. Alcanzar un modelo geomecánico logrará disminuir la incertidumbre en las simulaciones de fractura con el objetivo de efectuar la inyección de manera eficiente y segura.

Se utilizaron registros eléctricos de TMBD-002, gamma ray, caliper, porosidad, densidad, resistividad y sónico dipolar.

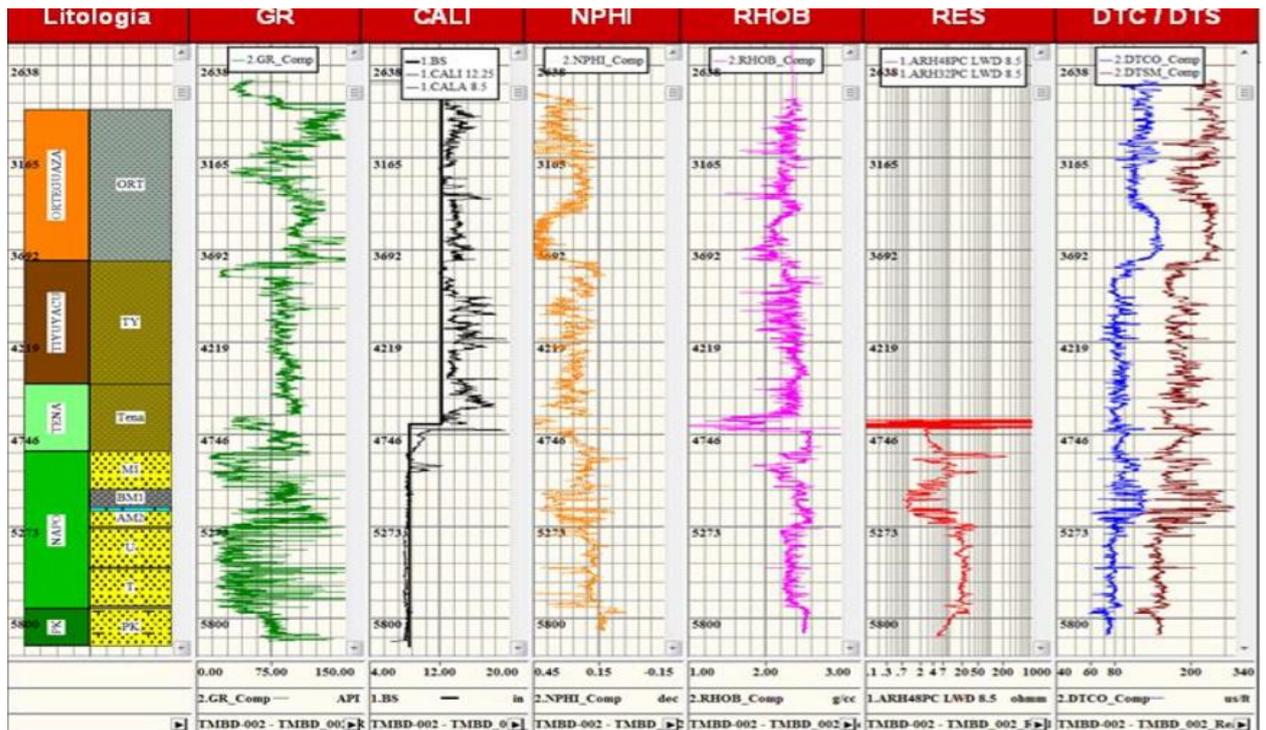


Figura 3-13 Set de registros usados en el pozo TMBD-002

De esta manera con el uso de la ecuación 5 presentada en el capítulo 2, se obtiene el comportamiento del esfuerzo vertical a lo largo de todo el pozo y en las arenas de interés.

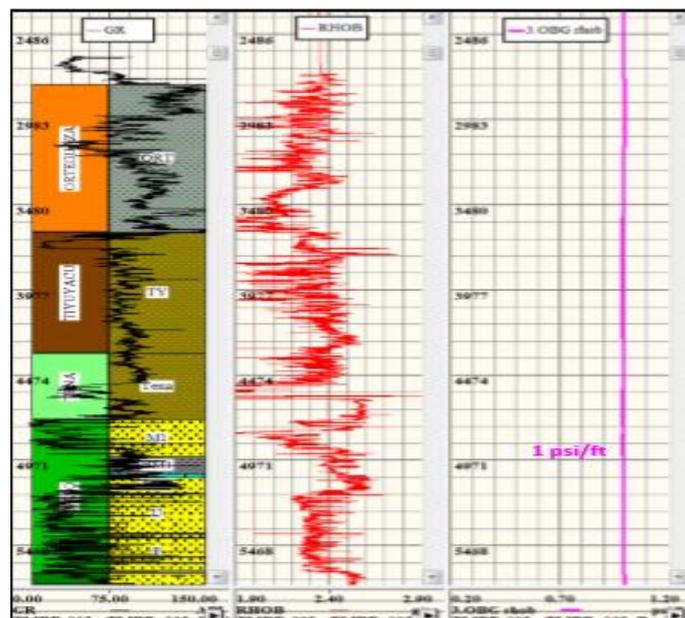


Figura 3-14 Esfuerzo vertical en el pozo TMBD-002

Para la predicción de las presiones de poro se realizaron varias correlaciones y suposiciones que permitieron efectuar cálculos y estimaciones.

Las ecuaciones fundamentadas en parámetros petrofísicos aplicadas en la teoría de geopresiones no son eficientes cuando el mecanismo con el que se generan las presiones anormales es diferente a la subcompactación. En las arenas de presión de poro se ajustó con los puntos de presión considerados con la herramienta RDT en el pozo analizado, como se observa en la tabla:

Tabla 3-3 Resumen de puntos de presión TMBD-002

ZONA	Profundidad (ft MD)	TVD (ft TVD)	Gradiente de Poro (psi/ft)	Presión de Poro (ppg)
U	5295.0	5180.3	0.41	8.0
	5300.0	5185.3	0.41	
	5311.0	5196.3	0.41	
	5321.0	5206.2	0.41	
	5334.0	5219.2	0.41	
	5367.0	5252.2	0.41	
T	5530.0	5414.1	0.41	8.0
	5545.0	5430.0	0.41	
	5623.0	5508.0	0.41	

En la figura se enseña el registro sísmico, la línea de compactación normal y también el perfil de presión de poro. Se aprecia las zonas de sobrepresión en la primera base de la formación Orteguzza con valores de hasta 10,1 ppg y la segunda en las lutitas de la formación Napo hacia la base de la arena M1 con 9,8 ppg, la misma que es favorable para la inyección porque funciona como sello que colaborará a conservar aislados los fluidos de la zona productora que es la arena M1.

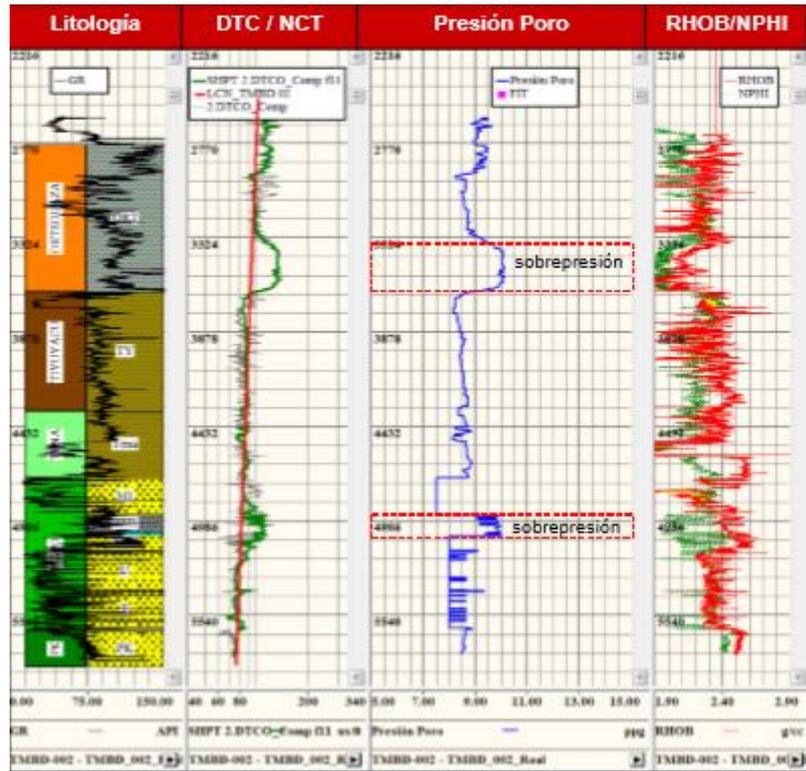


Figura 3-15 Perfil de presiones para el pozo TMBD-002

Otra parte de la caracterización geomecánica es la obtención de propiedades mecánicas como el módulo de Young y relación de Poisson, las cuales se obtienen de registros sísmicos compresionales y de cizalla, el siguiente set de registros muestra la respuesta de las unidades litológicas al registro sísmico dipolar, relación de Poisson, módulo de Young y ángulo de fricción.

Para este estudio no se consideraron pruebas de laboratorio ya que lo perfiles se calibraron tomando como referencia valores de ensayos de la arena Napo U y M1, pero de otro campo.

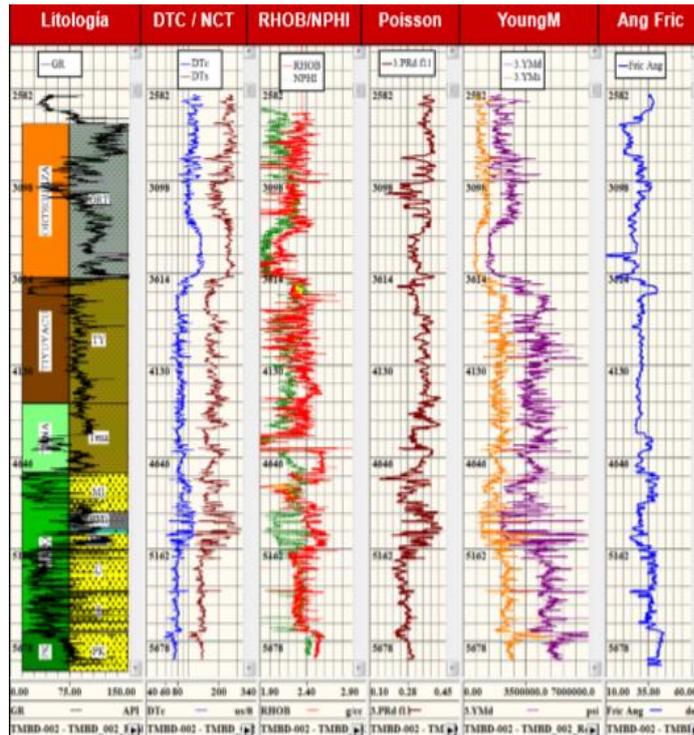


Figura 3-16 Propiedades mecánicas del pozo TMBD-002

Corroborando con la litología, donde hay mayor contenido de arcillas hay un mayor valor de Poisson y bajo en arenas, además de valores altos de módulo de Young por su gran resistencia y bajos en arcillas.

Para el cálculo del gradiente de fractura y esfuerzos mínimo se usó la ecuación 6 presentada en el capítulo dos, además en la figura a continuación se aprecian las curvas de geomecánicas que fueron usadas para el modelamiento de fracturas.

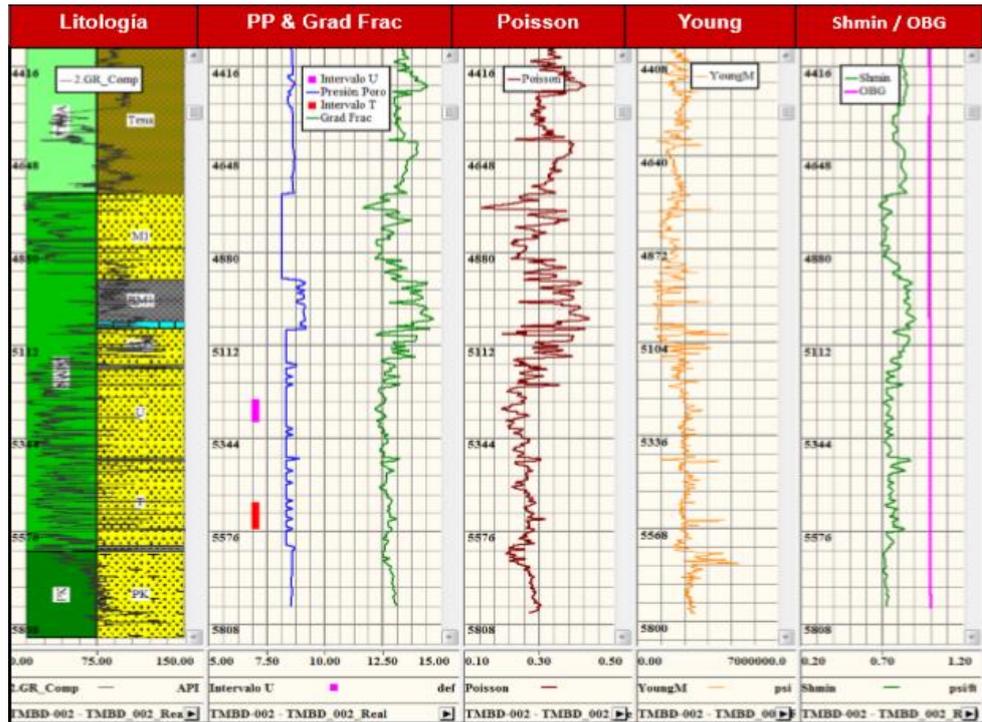


Figura 3-17 Perfiles geo mecánicos utilizados en las simulaciones de fractura, pozo **TMBD-002**

Las mejores zonas para realizar una fractura hidráulica es la que posee mejores propiedades de resistencia elástica y tener sellos tanto superiores como inferiores, para que la fractura no se propague en un intervalo extenso, sino que su propagación vertical sea limitada.

Una vez ya recopilada toda la información necesaria, pertinentes de las distintas áreas técnicas del estudio de las arenas, se realiza una matriz que ayudara como guía de selección de las arenas más adecuadas para el CRI, cabe señalar que esta no es una decisión final ya que las arenas aún están en proceso de evaluación en el área de simulación de fracturamiento hidráulico que es la que definirá la factibilidad operacional de la operación.

Tabla 3-4 Variables consideradas en la ponderación de reservorios diposal (Halliburton Consulting)

AREA TECNICA	AB.	VARIABLE CLAVE	DESCRIPCION
--------------	-----	----------------	-------------

GEOLOGIA	CL	CONTINUIDAD LATERAL	Grado de continuidad lateral o compartimentalización de la calidad del intervalo.
	H	ESPESOR	Espesor del intervalo a inyectar.
	SLL	SELLO O BARRERA SUPERIOR E INFERIOR	Presencia/ausencia y calidad de los sellos sub y sobre yacientes al intervalo.
	LIT	LITOLOGIA	Tipo de roca mayormente presente en el intervalo. Características litológicas como matriz, cemento, redondez, tamaño de grano, etc.
	FLL	FALLAMIENTO	Presencia y densidad de fallas que puedan comunicar el intervalo a inyectar con la superficie, acuíferos o zonas productoras.
	FN	FRACTURAMIENTO NATURAL	Tamaño, densidad y espesor de las fracturas naturales presentes en el intervalo.
	AF	AFLORAMIENTO	Afloramientos cercanos.
PETROFISICA	PE	POROSIDAD EFECTIVA	Porcentaje de porosidad promedio del intervalo.
	K	PERMEABILIDAD	Permeabilidad promedio del intervalo.
	RE	ACUIFERO / HIDROCARBURIFERO	Posibilidad de producción de hidrocarburos (agua o crudo).
GEOMECANICA	Δ GF	GRADIENTE DE FRACTURA	Diferencia del gradiente de fractura entre la formación evaluada y las formaciones infra y suprayacentes.
OPERACION	PF	PROFUNDIDAD	TVD de a formación al punto medio.

Cada variable fue valorada del 1 al 3, el 1 representando la mejor opción y el 3 como la peor. Además, cada una de las variables tiene un peso porcentual en la ponderación, en la cual depende de su efecto en el CRI: contención, almacenamiento e inyectividad.

Las formaciones que se evaluaron fueron la arena Napo U y Napo T, la M1 y M2 no fueron consideradas por ser zonas de interés petrofísicos en el área Tambococha. La opción mejor calificada fue la arena Napo T con un valor de ponderación de 1,64. La principal diferencia con la arena Napo U es que esta presenta crudo en el pozo TBCA-001.

3.1.1.4. Capacidad de recepción de la formación

En las siguientes figuras se enseñan las fracturas del resultado de simulaciones con 10%, 15% y 20% de sólidos a una tasa de 4 bpm. Del lado derecho están las gráficas de las presiones máximas en superficie y de las capacidades de almacenamiento.

De acuerdo con el análisis, se logra identificar el comportamiento de varios parámetros a distintas condiciones.

- La capacidad de almacenamiento tiende a disminuir mientras aumenta la concentración de los sólidos y la tasa de bombeo.
 - 10%: 740.000 y 1.430.000 bbl
 - 15%: 530.000 y 1.060.000 bbl
 - 20%: 340.000 y 680.000 bbl

- La presión máxima en superficie aumenta a medida que el porcentaje de sólidos es más bajo, se da por menores densidades.
 - 10%: 2463-2602 psi

- 15%: 2422-2521 psi
 - 20%: 2373-2512 psi
- A medida que la concentración de sólidos aumenta, el control de la geometría de la fractura es menor.

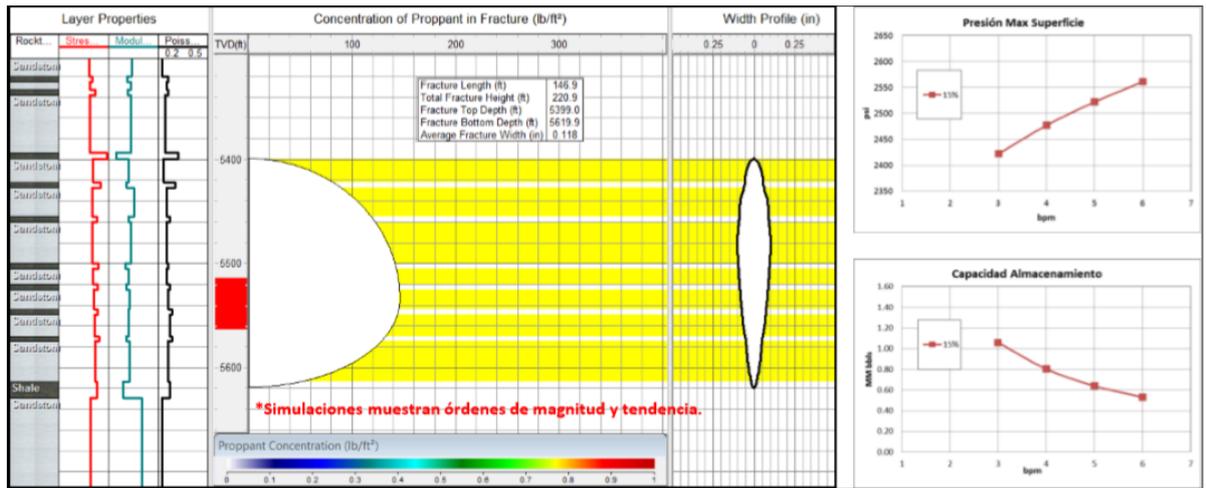


Figura 3-18 Geometría de la fractura arenisca Napo T AL 15% de sólidos y 4 BPM

Tabla 3-5 Resumen de resultados de las simulaciones en la arenisca Napo T al 15% de sólidos

Tasa de bombeo	Altura de fractura	Longitud de fractura (L/2)	Tope de fractura	Ancho promedio	Presión hidrostática	Presión máxima en superficie	Presión máxima en fondo	Capacidad de almacenamiento	
bpm	ft	ft	TVD ft	in	psi	psi	psi	MM bbl	
15%	3	218,1	148,5	5399	0,11	3046	2422	5172	1,06
	4	220,9	146,9	5399	0,12	3046	2477	5162	0,80
	5	223,2	145,2	5399	0,12	3046	2522	5154	0,64
	6	225,2	144,0	5399	0,13	3047	2561	5148	0,53

Tasas menores a 3 bpm no es recomendable porque representan altos riesgo de arenamiento. Por lo tanto, para una concentración de sólidos de 15% y tasa de bombeo entre 4 y 5 bpm, la capacidad de almacenamiento de la arena Napo T esta entre 640.000 y 800.000 bbl. Las simulaciones se ajustaron con los resultados de las pruebas de inyectividad. Los

resultados indicaron que existe un mayor contraste de esfuerzos entre la arena T y los sellos, la fractura genera una contención vertical mejor y de manera paralela crece su longitud.

3.1.1.5. Ensayos de formulación de la lechada

Con los datos de laboratorio, siguiendo el procedimiento detallada en el capítulo anterior y los resultados obtenidos en las simulaciones de fractura, se establecen los parámetros de la lechada.

Tabla 3-6 Propiedades de la lechada de reinyección para el pozo TMBD-002

IFACTS # 2069986 SLURRY PRELIMINARY STUDY BARACRI		
FORMULACION	UNIDADES	15% W/W SOLIDOS
TAMBOCOCHA 002 CUTTINGS	ppb	141.75
Propiedades @80°F		15% W/W SOLIDOS
q600		79
q300		67
q200		60
q100		50
q6		26
q3		23
Plastic Viscosity	c P	12
Yield Point	lb/100ft2	55
Yield Stress	lb/100ft2	20
10 second Gel	lb/100ft2	24
10 minutes Gel	lb/100ft3	26
PPT, filtrado	ml	110
Filtrado 7.5 min	ml	30
Filtrado 30 min	ml	55
Spurt loss	ml	10
Calibre Revoque	X/32 I inch	4
Retorta, agua	%	83
Retorta, aceite	%	TRAZAS

Retorta, solidos	%	17
Densidad	ppg	10.2+
PSD	D10, μm	1.797
PSD	D50, μm	82.334
PSD	D90, μm	227.385
pH		8.5

3.1.1.6. Simulaciones de fractura

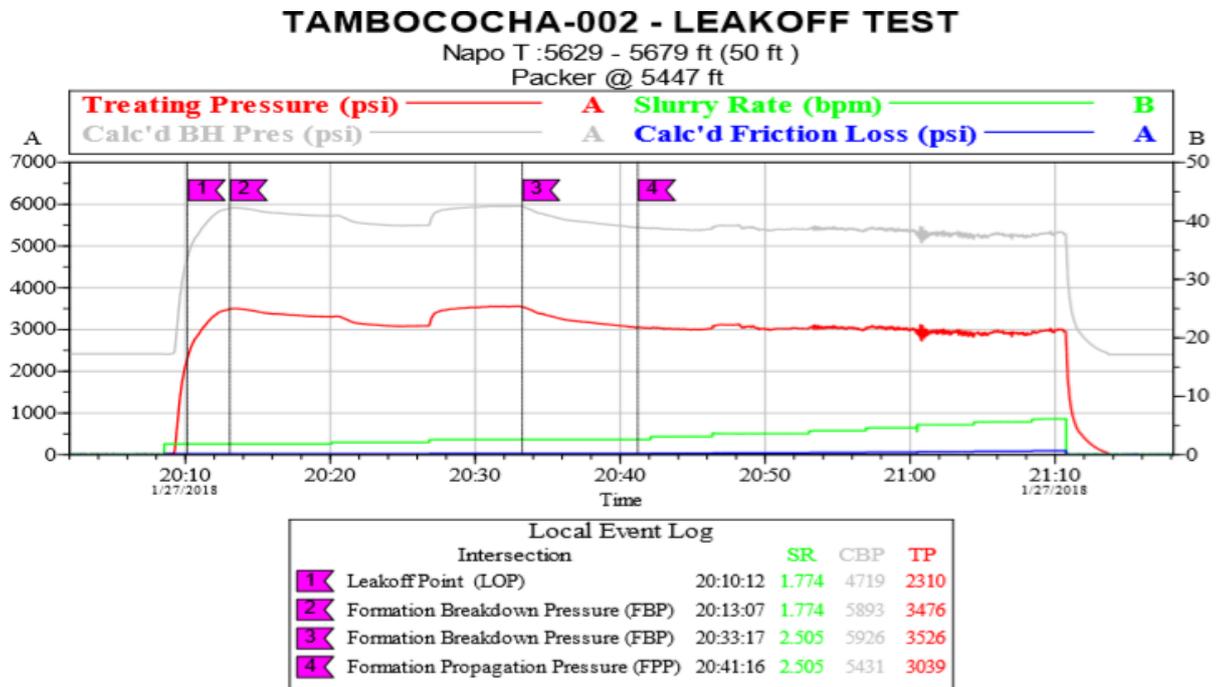


Figura 3-19 Prueba Leak Off, pozo TMBD-002

TAMBOCOCHA-002 - STEP RATE TEST

Napo T :5629 - 5679 ft (50 ft)
Packer @ 5447 ft

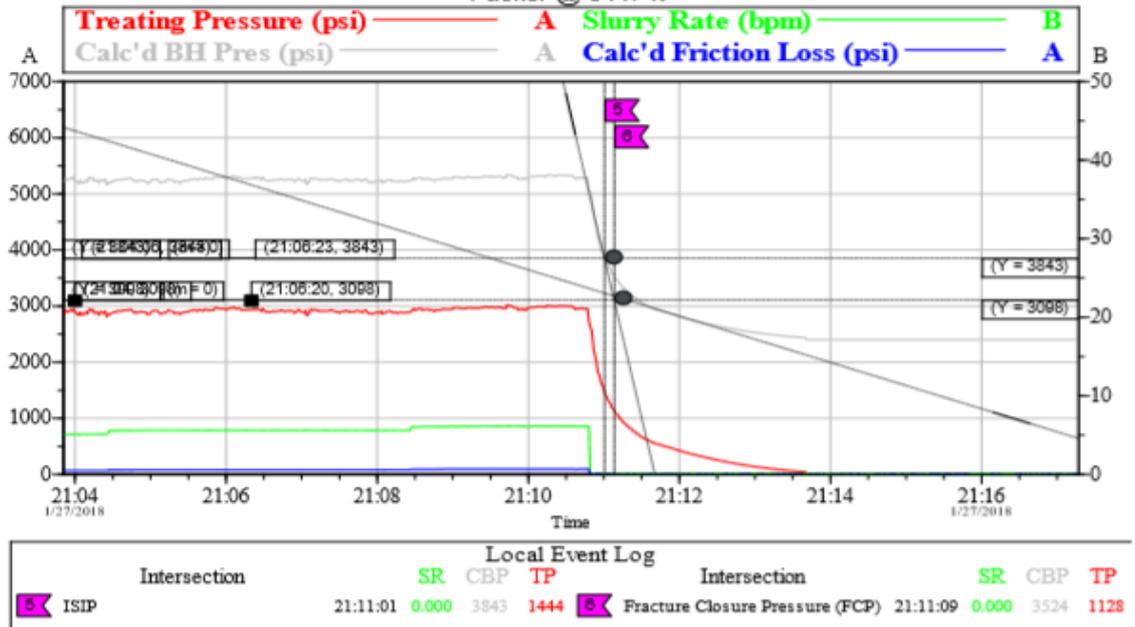


Figura 3-20 Prueba Step Rate, pozo TMBD-002

Tabla 3-7 Resumen de resultados de la prueba de inyectividad

Descripción	Valor
Leak of Pressure (LOP)	4719 psi
Formation Brakdown Pressure (FBP)	5893 psi
Fracture Propagation Pressure (FPP)	5413 psi
Instantaneous Shut in Pressure (ISIP)	3843 psi
Fracture Propagation Pressure (FPP)	5465 psi
Formation Breakdown Pressure (FBP)	5370 psi
Fracture Closure Pressure (FCP)	3098 psi
Reservoir Pressure (RP)	2120 psi

Considerando el escenario más favorable para la simulación de fractura se la realizo a una tasa de 4bpm y una concentración de solidos de 15%, se logró generar los siguientes resultados:

- Longitud de la fractura (ft): 197.2
- Altura total de la fractura (ft): 214.9

- Profundidad al tope de la fractura (ft): 5398.9
- Profundidad a la base de la fractura (ft): 5613.9
- Ancho promedio de la fractura (in): 0.125

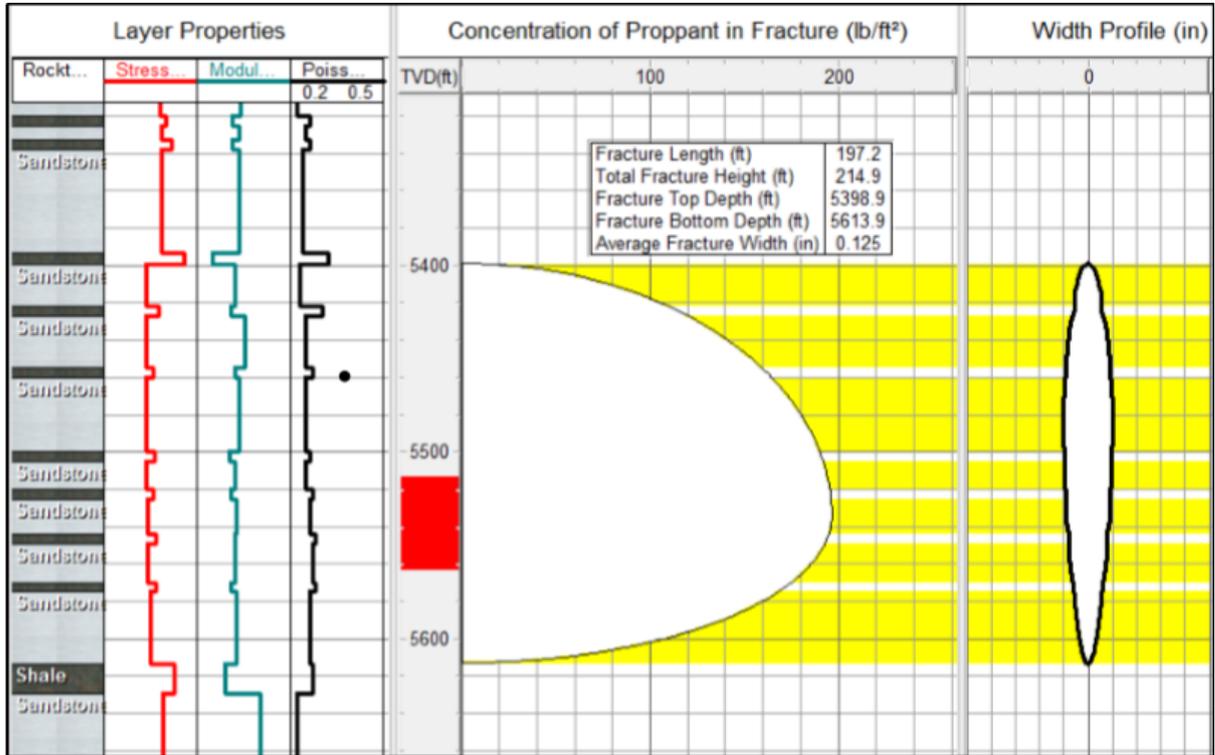


Figura 3-21 Geometría de la fractura, 15% de sólidos y 4 BPM ajustado a las pruebas de inyectividad.

El radio de invasión al ingreso de fluidos en la formación es de forma radial, la fractura se propaga continuamente a medida que se inyecta la lechada. El área pintada de rojo identifica el intervalo de disparos de la zona receptora.

3.1.1.7. Análisis de interferencia

La simulación de invasión de filtrado se realizó considerando una inyección continua y un volumen máximo de lechada que es aquel igual o inferior al volumen estimado cuando la lechada alcanza el pozo más

próximo (interferencia areal) o cuando la altura de la fractura alcanza formaciones de interés (interferencia vertical).

La invasión del filtrado de la arena T se limitó verticalmente hasta alcanzar la arena Napo U, sin embargo, el límite areal es bien extenso ya que el pozo más cercano para la fecha de elaboración de este estudio es el pozo TPTC-0032 a 2,97km. El volumen máximo admitido por esta formación fue de 1.430.00 bbl, con este volumen la lechada no hace interferencia con pozos vecinos o reservorio productores como la M2.

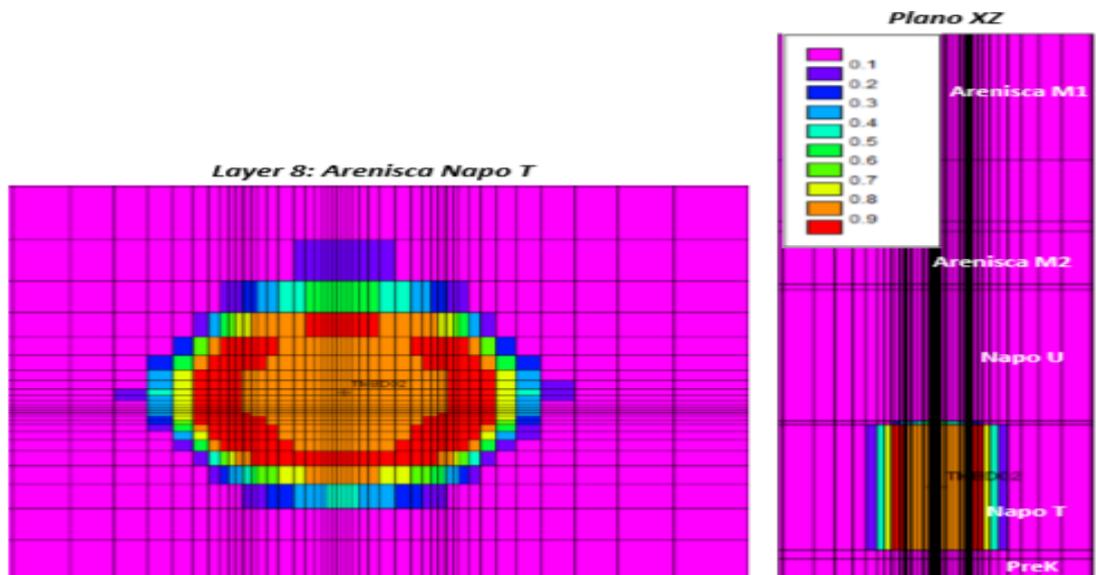


Figura 3-22 Análisis de interferencia del pozo Tambococha D6, arenisca Napo T con volumen inyectado de 1.430.000 bbl.

3.1.1.8. Condiciones mecánicas del pozo

Se inicia con un análisis del estado del cemento en base al registro respectivo, el cual fue corrido en Enero del 2018, señala una buena y muy buena calidad de cemento frente a la arena M1, arena M2, y las arenas Napo U y Napo T, además de una muy buena adherencia Liner-cemento-formación lo que resalta un buen aislamiento entre los reservorios de recepción y zonas productoras que ayudan a evadir la migración de fluidos del anular entre la formación y el liner.

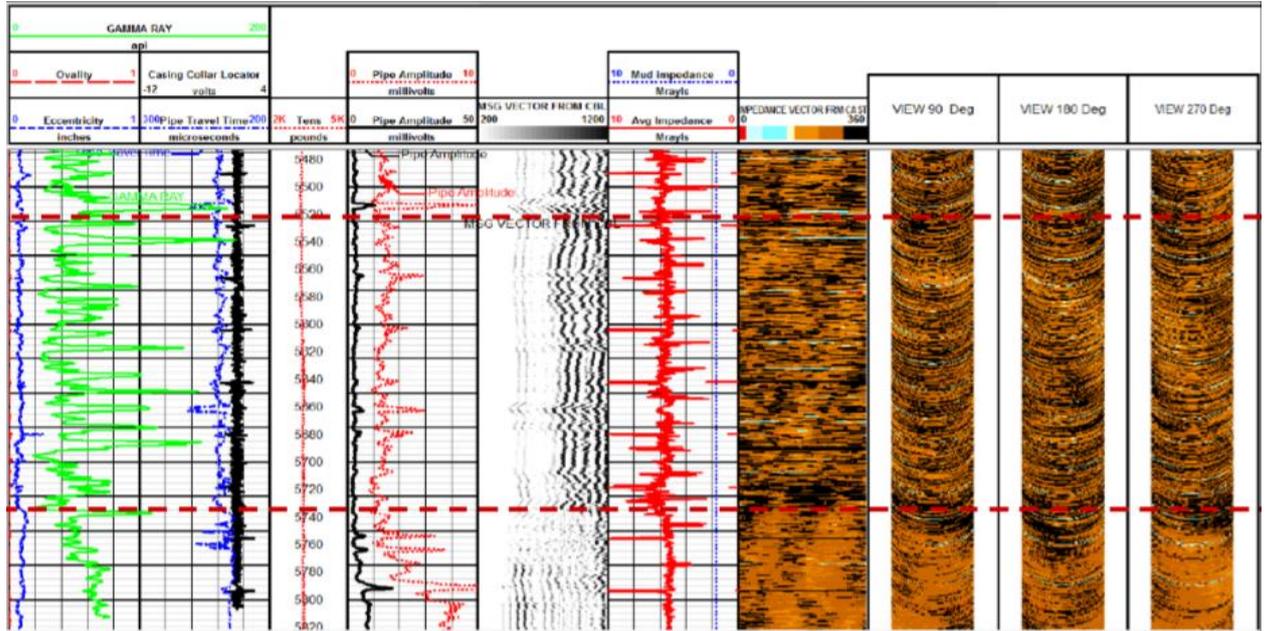
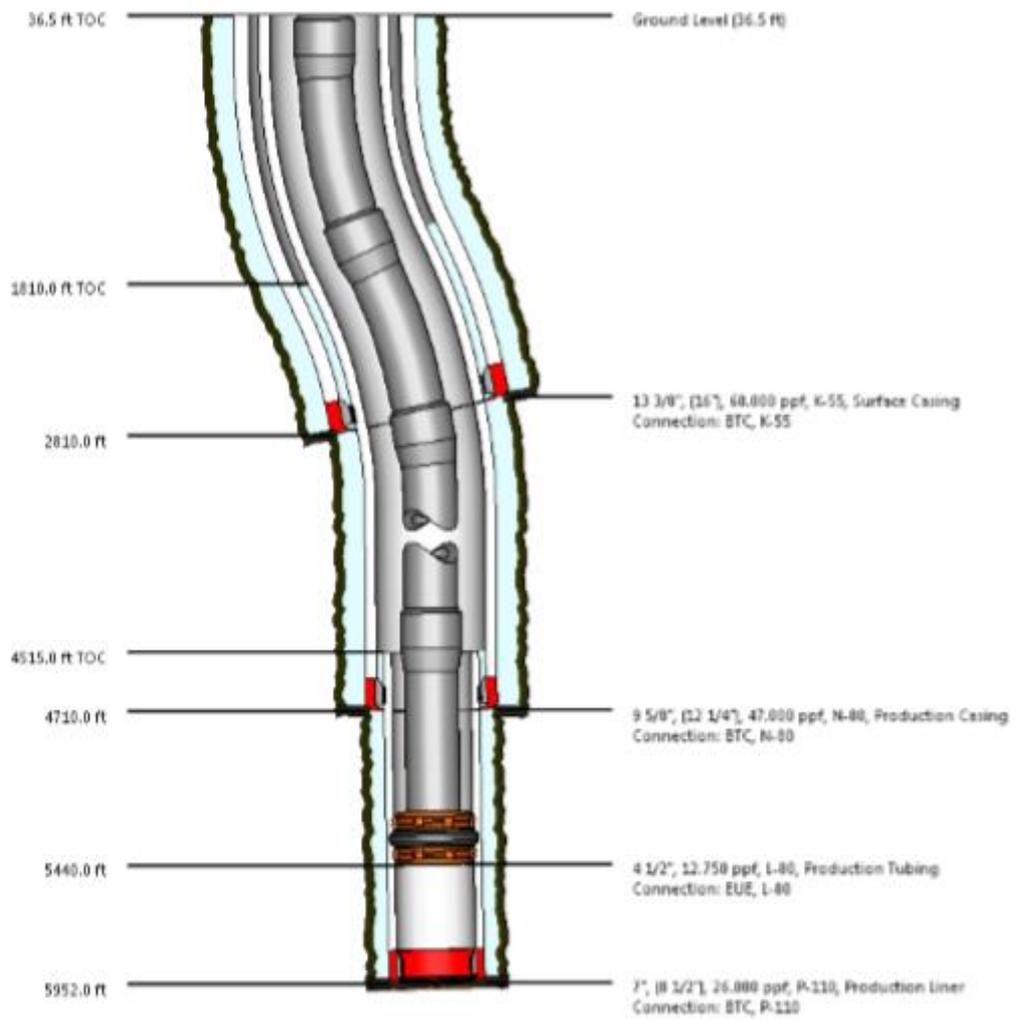


Figura 3-23 Registro de cemento para el pozo TMBD-002

Es importante también conocer la configuración actual del pozo, la cual responde a un pozo reinyector.

La configuración mecánica, la completación del pozo fue ejecutada como se muestra en la siguiente figura:



OD (in)	Name	Type	Hole Size (in)	Measured Depths (ft)		TOC	Mud at Shoe (ppg)
				Hanger	Shoe		
7"	Production	Liner	8.5	4515	5952	4515	11.52
4 1/2"	Production	Tubing	—	36.5	5440	—	8.6

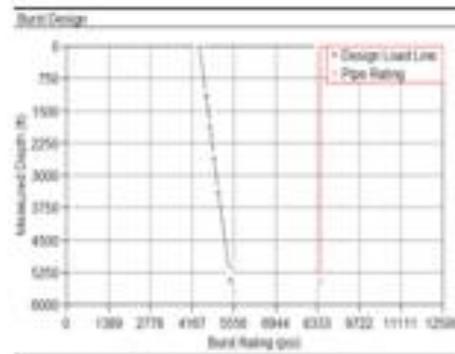
Figura 3-24 Esquema mecánico del pozo TMBD-002

También se realizó la evaluación de las presiones de colapso y estallido tanto para el liner de 7", 26ppf P-10 como el tubing de 4 1/2", 12.75 ppf L-80 EUE con la ayuda del programa StressCheck.

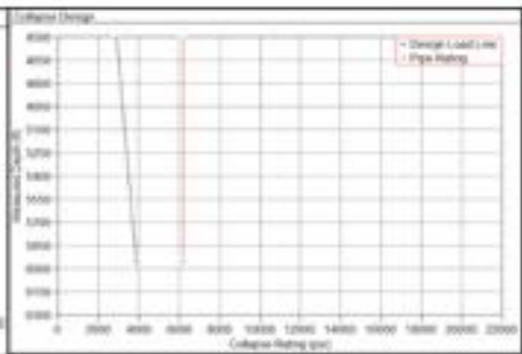
Liner 7", 26 PPF, P-110, BTC

Cargas de Diseño

Análisis de Estallido Condición Estática



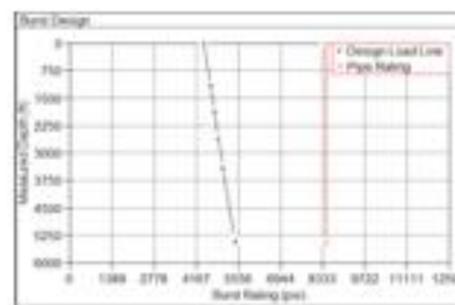
Análisis de Colapso Condición Estática



Tubing 4 1/2", 12.75PPF, L80, EUE

Cargas de Diseño

Análisis de Estallido Condición Elástica



Análisis de Colapso Condición Estática

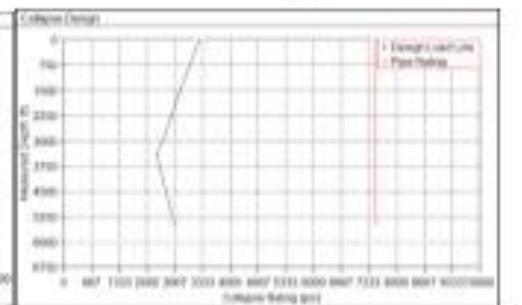


Figura 3-25 Diseño de cargas de estallido y colapso del pozo TMBD-002

Se estudio el grado, espesor y conexión del casing de 7'' y tubería 4 1/2'', como resultado se tiene que ambas tuberías cumplen con todos los factores mínimos de diseño que se asumieron en la evaluación.

Tabla 3-8 Factores de diseño del pozo TMBD-002

Tubería	
Carga	Factores de diseño
Estallido	1.1
Colapso	1.1
Axial (tensión/compresión)	1.7

Triaxial	1.25
Conexión	
Carga	Factores de diseño
Estallido	1.1
Axial (tensión/compresión)	1.7

La selección de la cabeza del pozo optimo se realizó de acuerdo con las características de los equipos del CRI, mismo que tienen una presión máxima de 5000psi, que se conecta al cabezal con tubería 1502 mediante un flange que empata al welding neck de 3 1/8" probándose a 5000 psi.

El análisis de velocidades críticas de erosión para la tubería de inyección demuestra que la tasa de inyección podrá tener un valor mínimo de 12,5 bpm para evadir riesgos de erosión

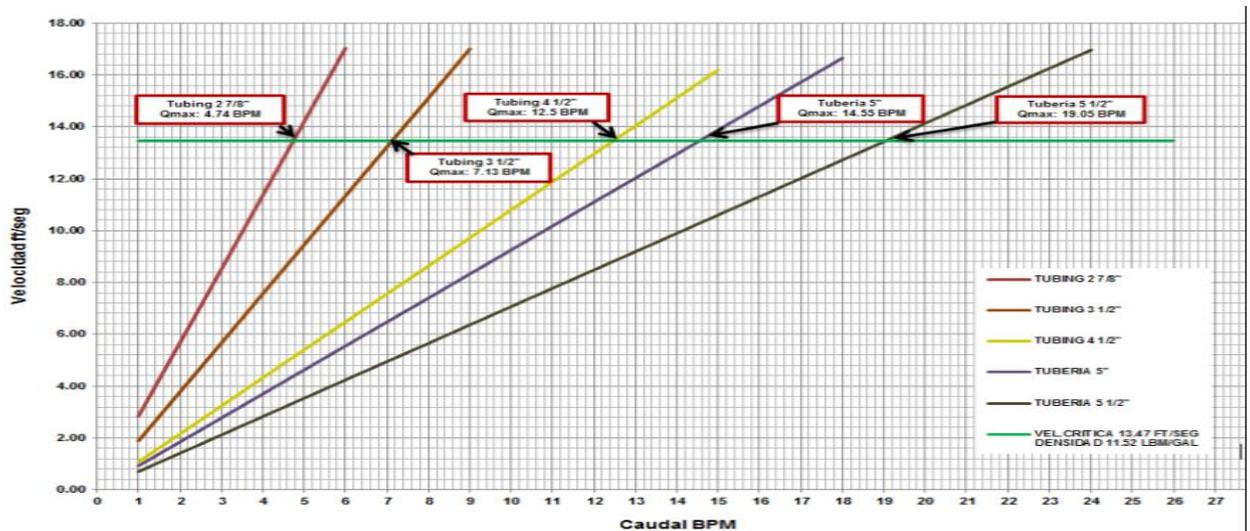


Figura 3-26 Evaluación de velocidades de erosión en tubería del pozo TMBD-002

En la siguiente tabla, las tasas de bombeo a diferente diámetro de las tuberías que se están evaluando, con densidades ya especificadas de 9,86ppg; 10,6ppg y 11,52 ppg.

Tabla 3-9 Análisis de velocidades críticas para tubería del pozo TMBD-002

Caudales Máximos Velocidad Crítica			
Diámetro de la Tubería in	Tasa Máxima (bpm)		
	9,86 lbm/gal	10,6 lbm/gal	11,52 lbm/gal
2 7/8"; 6,5 ppf	5,13	4,94	4,74
3 1/2"; 9,3 ppf	7,70	7,43	7,13
4 1/2"; 12,75 ppf	13,48	13,0	12,5
5"; 18 ppf	15,73	15,17	14,55
5 1/2"; 17ppf	20,6	19,9	19,05

Se puede bombear a tasas menor a 5 bpm con tuberías de diámetros igual o mayores de 3 1/2". Considerando que el pozo TMCD 02 será completado con tubería de 4 1/2", en base a la evaluación de las velocidades críticas se podrá manejar con tasas de hasta 12,5 bpm.

3.1.1.9. Riesgos asociados a la operación

Los riesgos identificados en la operación son los siguientes:

- Cambios de facies laterales.
- Cambio en la distancia a la falla principal.
- Interferencia con pozos.
- Pérdida de la integridad del pozo durante el proceso de reinyección debido al estallido o colapso de la tubería de revestimiento y/o producción.
- Excesiva corrosión en la tubería y cabezal del pozo.
- Perdida de inyectividad.
- Falta de espacio para la recepción de cortes y fluidos de perforación.
- Fallas operacionales en la formulada de la lechada.
- Evacuación de sólidos para disposición final en gestor ambiental.

3.1.1.10. Monitoreo de la reinyección

Tabla 3-10 Volúmenes inyectados en el pozo TMBD-002

Total, de volúmenes receptados y dispuestos por plataforma					
Pads	Ripios de perforación	Fluidos descartados	Agua de campamento	Agua fresca	Lechada de ripios de perforación
	BBL	BBL	BBL	BBL	BBL
Plataforma D	104.518,38	259.064,00	86.530,00	159.357,00	540.439,30
Plataforma A	63.683,17	230.610,00	66.600,00	200,00	302.140,17
Plataforma B	9.191,51	21020,00	7920,00	6836,00	42.217,60
Plataforma E	12.366,91	47500,00	17.040,00	0,00	69.884,01

Se cálculo el volumen promedio de ripios de perforación generados por cada pozo en cada plataforma con el uso de la ecuación 2.10.

$$\text{Volumen promedio por pozo} = \frac{\text{Lechada de ripios de perforacion}}{\text{Numero de pozos}}$$

Obteniendo los siguientes resultados para cada pad:

Tabla 3-11 Volúmenes promedio generado por cada pozo en Tambococha

Plataforma	Numero de pozos	Volumen promedio por pozo (BBL)
D	18	30024, 30
A	22	13733, 54
B	2	21108,8
E	4	17471

Con estos datos se obtiene que el volumen promedio de ripios por cada pozo inyectados en TMBD-002 es de 20584,46 bbl.

Tabla 3-12 Datos de la operación de reinyección de ripios

Proyecto general	
Total, de cortes generados (BBL)	189.760,0

Total, de fluidos descartados (BBL)	558.194,0
Total, de agua de campamento (BBL)	178.090,0
Total, de agua fresca (BBL)	166.393,0
Total, lechada de ripios de perforación (BBL)	954.681,1
Consumo de agua fresca (BBL)	166.393,0
Volumen de sólidos en lechada (BBL)	122.199,2
Volumen de líquido en lechada (BBL)	832.481,9

Respecto a los volúmenes de fluidos de inyección dispuestos según las diferentes etapas operacionales se detallan a continuación:

Tabla 3-13 Volúmenes de cada secuencia inyectada

FLUIDOS INYECTADOS		
Pre Flush (BBL)	5620,0	0,52%
Píldora 1 (BBL)	7440,0	0,69%
Slurry (BBL)	954.681,0	88,46%
Píldora (BBL)	8025,0	0,74%
Post flush (BBL)	103460,0	9,59%
Total, Dispuesto (BBL)	1.079.226,0	100,00 %

Además de los volúmenes inyectados se realizaron evaluaciones constantes de las presiones de inyección mes a mes en el pozo diposal.

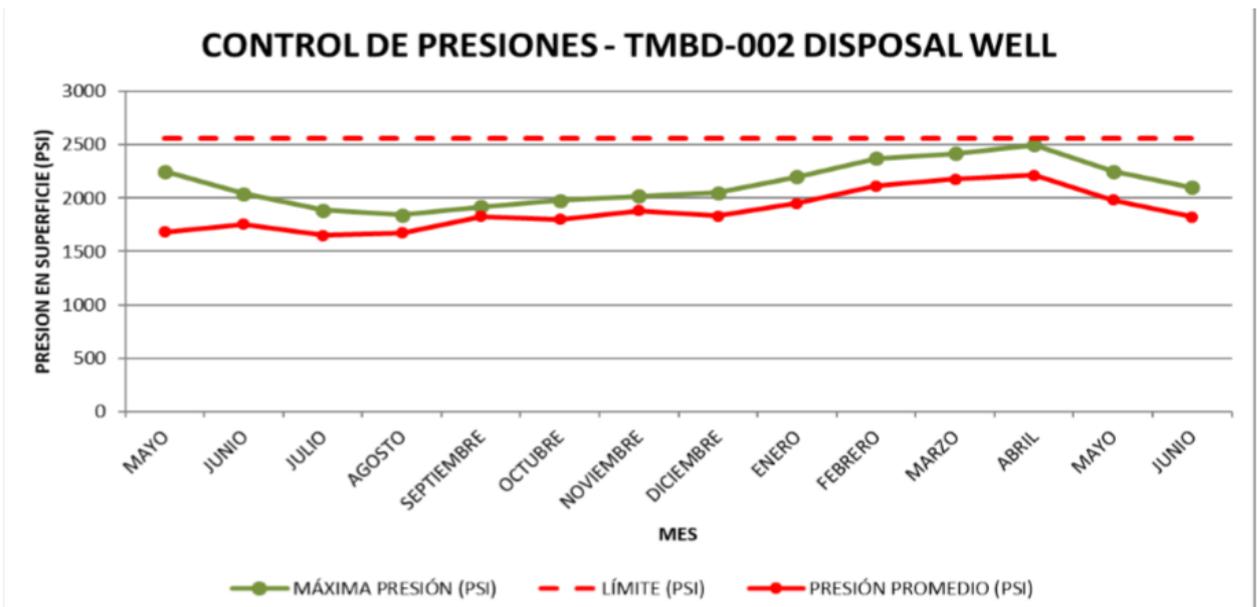


Figura 3-27 Registro de presiones de inyección del pozo TMBD-002

3.1.1.11. Análisis de costos

Para el análisis de costos se hará un enfoque en tres valores; costo operacional, costo de construcción y equipos y costos asociados al análisis de riesgos y medidas preventivas, mitigantes y correctivas.

A pesar de que la utilización de esta tecnología representa un valor monetario alto, pesa el hecho de que si la operación de almacenamiento de estos ripsos es exitosa es mejor para la protección del medio ambiente.

Reinyeccion de Fluidos Tarifas Diarias	Cantidad	Unidades	US\$
Equipo y Personal para Reinyeccion de Fluido Tarifa Diaria Primeros 3 meses	1	Dia	38745.22
Equipo y personal para Reinyeccion de Fluido Stand By Primeros 3 meses	1	Dia	19801.78
Equipo y Personal para Reinyeccion de Fluido Tarifa Diaria Despues de 3 meses de iniciado el proyecto	1	Dia	35967.44
Equipo y Persoanl para Reinyeccion de Fluido Stand By Despues de 3 meses de Iniciado el proyecto	1	Dia	17024
Hora de Bombeo Adicional desde 0 a 2000 psi (adicional a las 12 Horas incluida en la tarifa diaria)	1	Dia	1067
Hora de Bombeo Adicional desde 2001 a 5000 psi (adicional a las 12 Horas incluida en la tarifa diaria)	1	Dia	1067
Hora de Bombeo Adicional desde 5001 a 7500 psi (adicional a las 12 Horas incluida en la tarifa diaria)	1	Dia	1963
Hora de Bombeo Adicional desde 7501 a 10000 psi (adicional a las 12 Horas incluida en la tarifa diaria)	1	Dia	3212
Estas tarifas incluyen: - Monitoreo con Fibra Optica (por temperatura) - Materiales necesarios para monitoreo con fibra optica hasta 9000 pies - 12 Horas diarias netas de bombeo de recortes a 4 BPM y un maximo de 2000 psi - Equipos y Personal listados en la tabla # 1			

Figura 3-28 Tarifas diarias de reinyección de lodos y rípios de perforación

Los equipos del CRI en el pozo Tambococha D2 estuvieron un total de 372 días, de los cuales 230 fueron operativos y 142 días estuvieron en Stand By, generando los siguientes costos:

Tabla 3-14 Costos estimados de la reinyección de rípios en el pozo TMBD-002

	Días	Costos diarios	Total
Tiempo operacional	230	\$ 38745.22	\$ 8.911.400,6
Tiempo en stand by	142	\$ 19801.78	\$ 2.811.852,76
Tiempo total	372	-	\$ 11.723.253

Se maneja un costo de CRI de \$38.745,22 diarios operacionales y \$19801,44 en stand by, se determinó que el caudal de inyección es de 4bbl/min por lo tanto por hora se inyectaran 240bbl.

Conociendo que en este pozo se reinyecto en promedio 20584,46 bbl por cada pozo perforado procederemos a calcular el tiempo que tardaría en reinyectar todo este volumen.

$$\frac{20584,46 \text{ bbl}}{240 \text{ bbl/h}} = 85,76 \text{ horas}$$

Para el análisis también se considerarán los costos por perforación y completación del pozo TMBD-002

Tabla 3-15 Costos asociados a la perforación y completación del pozo TMBD-002

Nombre del pozo	Tmbd-002	Resumen	Valor sin IVA	Iva 12%	Financiamiento. (15m)	Total
Taladro	Sinopec 248	Movilización	2.680.000,00	321.600	250.580,00	3.252.180,00
Tipo de pozo	Vertical	Perforación	3.984.000,00	459.732,00	357.217,57	4.801.749,57
Días de movilización	45	Completación	879.400,00	105.528,00	74.865,45	1.059.793,45
Días de perforación	17,5	Totales	7.544.200,00	886.860,00	682.663,02	9.113.723,02
Días de completación	7					

3.1.2. Pozo Tambococha D006

3.1.2.1. Análisis petrofísico

Los modelos de porosidad y permeabilidad para el pozo TMBD-006 se realizaron con el mismo procedimiento y base de datos usado en el pozo TMBD-002 por lo que una vez efectuados los cálculos para las arenas respectivas presentes en el pozo se presentan los sets de registros para cada arena, al igual que el resumen de los resultados obtenidos.

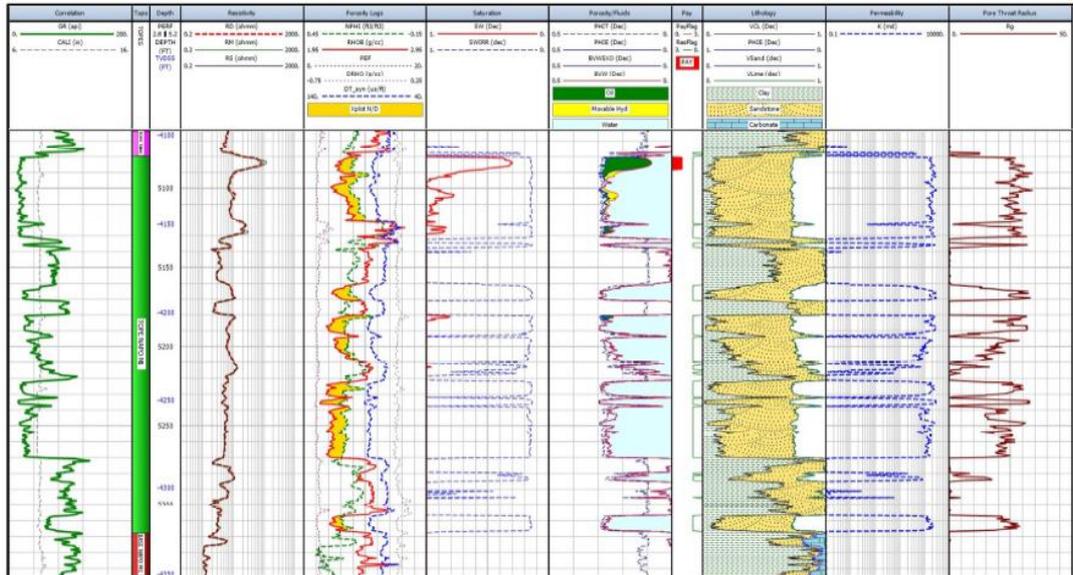


Figura 3-29 Interpretación petrofísica de la arena M1 para el pozo TMBD-006

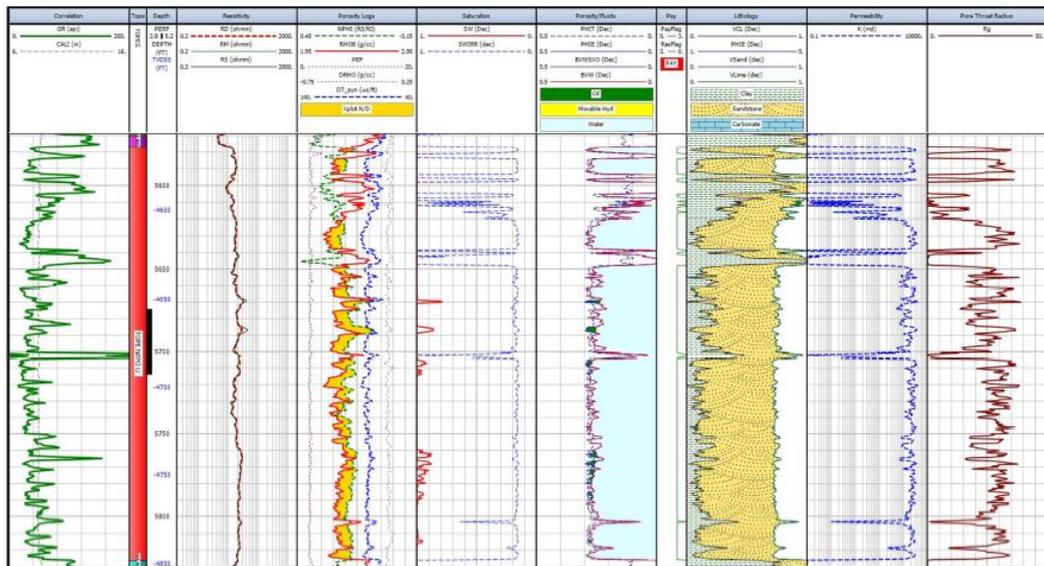


Figura 3-30 Interpretación petrofísica de la arena Napo U para el pozo TMBD-006

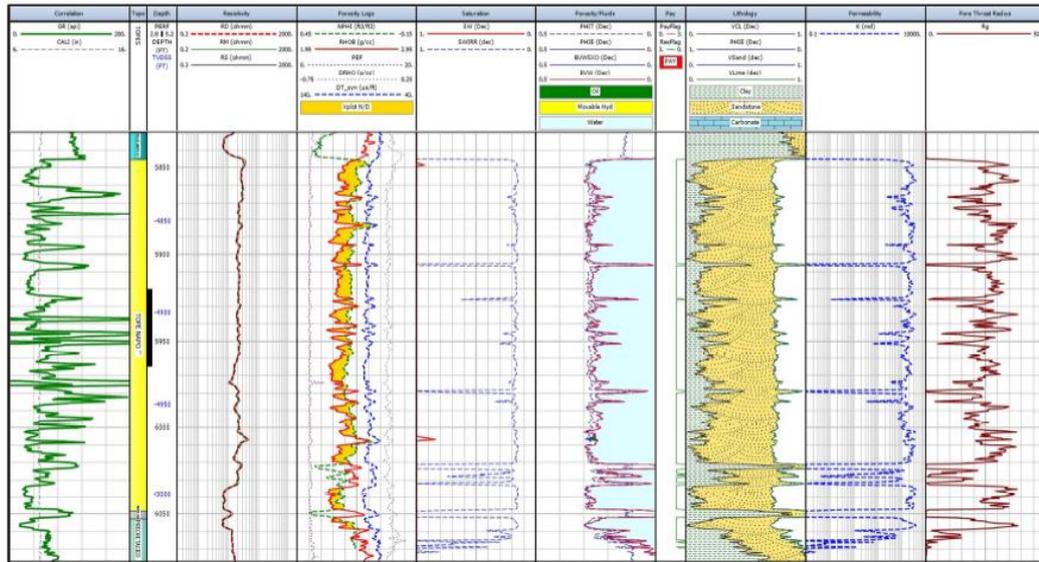


Figura 3-31 Interpretación petrofísica de la arena Napo T para el pozo TMBD-006

Tabla 3-16 Resultados de la evaluación petrofísica

ZONA	GROSS (ft)	Net Res (ft)	N/G	Net Pay (ft)	PHIE (dec)	Sw Res (dec)	Sw Pay (dec)	Vcl (dec)	Swirr (dec)	Rg (um)	Perm (mD)	Observación
M1	214.84	143.08	0.666	7.11	0.253	0.941	0.374	0.145	0.163	21.944	1456.398	Aceite
M2	98.08	34.3	0.35	0	0.236	0.996	---	0.199	0.191	22.914	1583.285	Agua
Napo U	233.44	206.59	0.885	0	0.256	1	---	0.138	0.179	25.777	1888.307	Agua/Transición
Napo T	192.57	183.27	0.952	0	0.255	0.998	---	0.145	0.177	25.162	1780.777	Agua

En base al análisis petrofísico se logra determinar la arena óptima para la reinyección de rípios.

En el caso de la arena M1 queda descartada principalmente debido a que se encuentra saturada de aceite lo cual la define como zona productora, su garganta de poros se encuentra promediando entre 21 micrones.

En la arena Napo U se encuentra un rango óptimo de garganta de poro que se encuentra entre los 13 y 40 micrones (promedio 25 um), y de hecho es la arena que presenta mayor capacidad de flujo, sin embargo, su

saturación no es totalmente de agua ya que en cierto porcentaje se observa saturación en la zona de ishpingo, por lo que esta presencia de aceite es un indicativo de descarte.

Finalmente, la arena Napo T posee un buen valor de capacidad de flujo y su garganta de poros tiene un rango similar al de la Napo U (17 y 40 micrones, promedio de 25 um), la diferencia principal con la Napo U es que la T se encuentra totalmente saturada al agua en el análisis de todos los pozos con los que se relacionó al TMBD-006, siendo la arena más adecuada para la recepción de rípios.

Una vez que se ha seleccionada la arena de mejores propiedades, es necesario que dentro de ella se identifique el intervalo de reinyección, mismo que deberá ser reacondicionado de acuerdo con el estudio realizado, como se mencionó en el capítulo 2 se hizo uso de registros eléctricos de distintos pozos aledaños al TMBD-006 con los cuales se logró identificar el intervalo de 5920' a 5965' en MD.

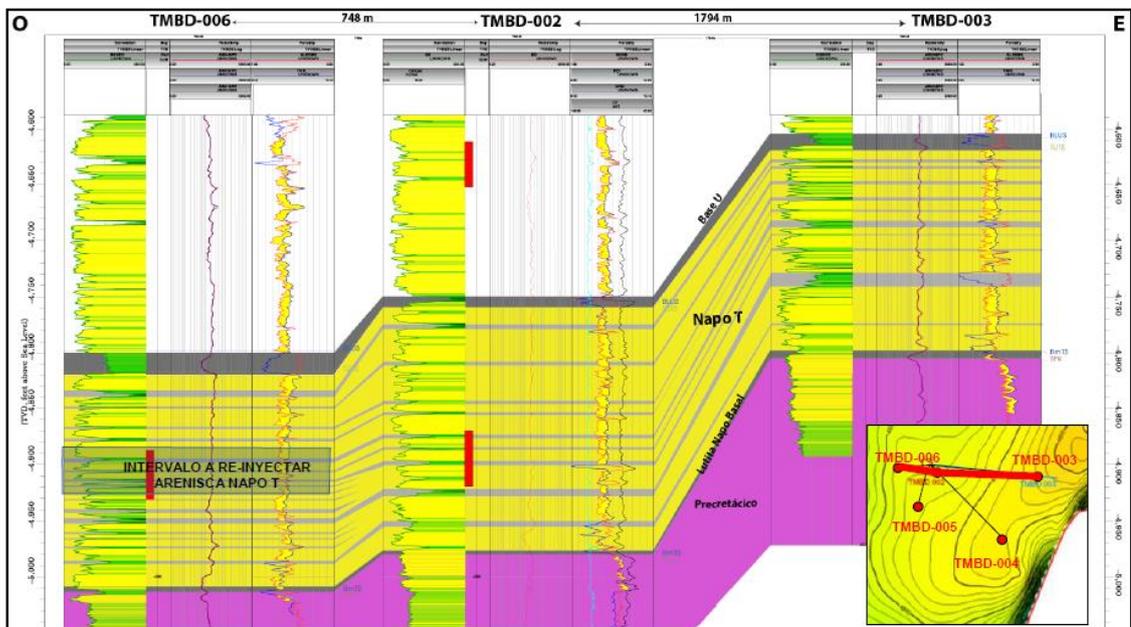


Figura 3-32 Correlación de la arenisca Napo T con el intervalo a cañonear

En base a los resultados obtenidos en los registros se realiza el siguiente análisis para el intervalo propuesto (5920' a 5965')

- Existe continuidad de los estratos arenosos, misma que está dirigida hacia los pozos TMBD-002 y TMBD-006, por tal motivo se espera mayor capacidad de almacenamiento.
- Se logra que la fractura generada se origine desde el centro de la Arena T, de esta manera se reduce la probabilidad de que la fractura contacte con la Napo U o el precretácico.
- Para el intervalo más limpio no se sugiere perforación total ya que con el paso de la fractura será cubierto en su totalidad.
- Las pruebas de simulación de fractura para la Napo T se ajustan a los resultados obtenidos en pruebas de inyectividad realizadas en dicho intervalo.

3.1.2.2. Mapas de isopropiedades

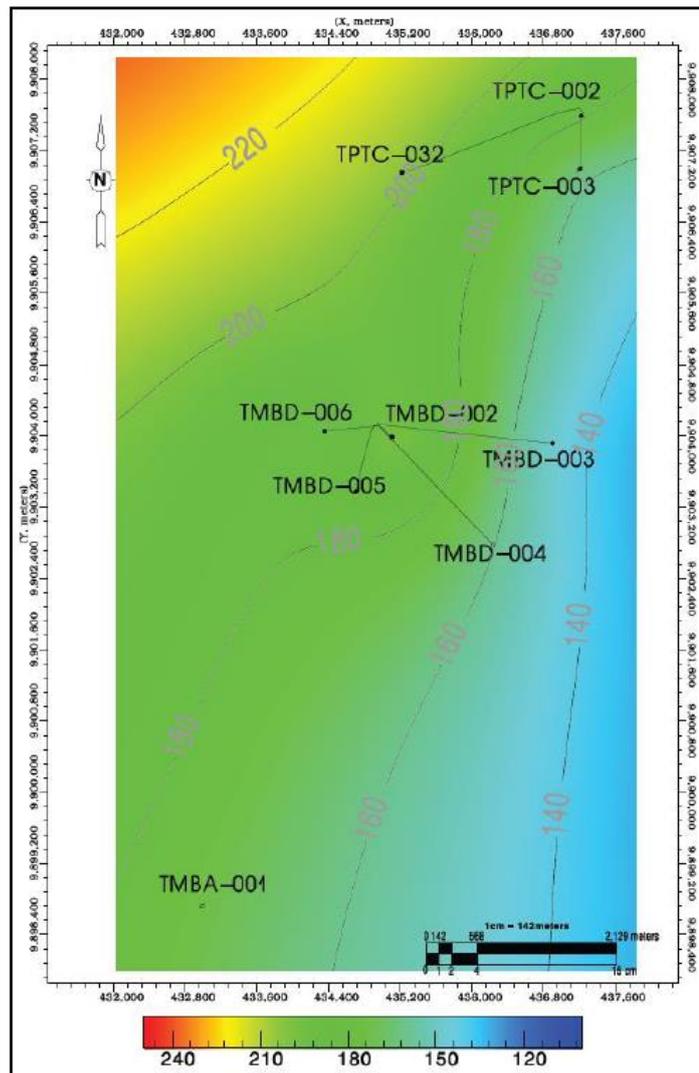


Figura 3-33 Mapas de espesores de arena neta (H) para la arenisca Napo T

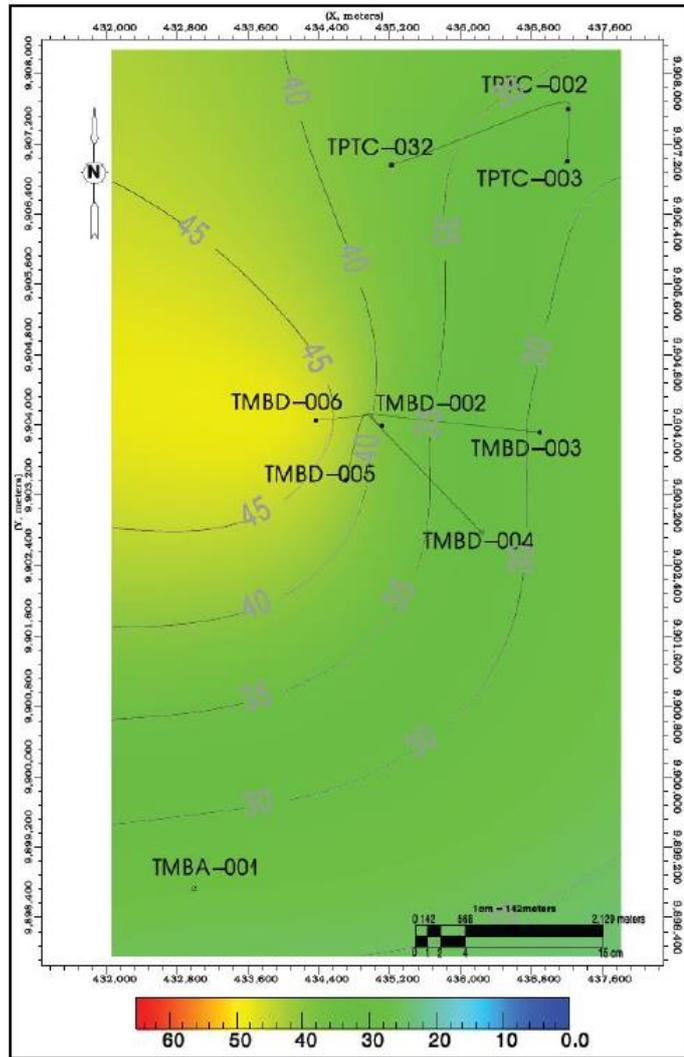


Figura 3-34 Mapas de índice de almacenamiento (PHIE*H) para la arenisca Napo T

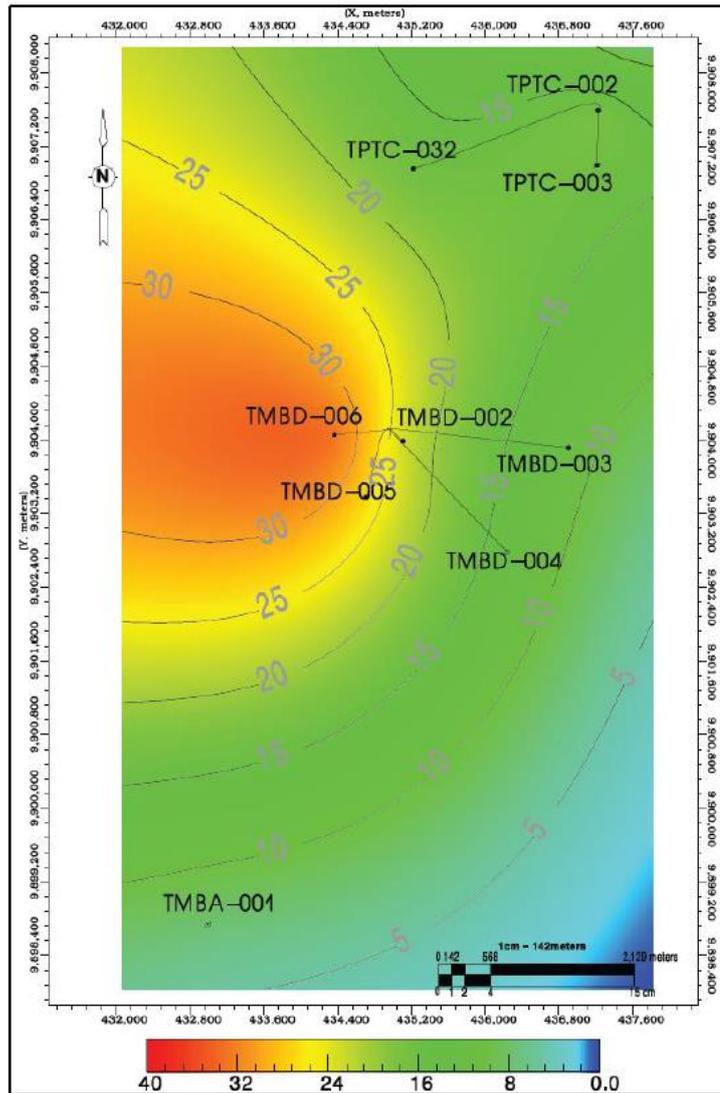


Figura 3-35 Mapas de índice de flujo ($K \cdot H$) para la arenisca Napo T

Desde el análisis de los mapas de isopropiedades se obtienen varios resultados de espesor, índice de almacenamiento e índice de flujo para la arenisca seleccionada según el análisis petrofísico, en la siguiente tabla se presentan los resultados:

Tabla 3-17 Resultados del análisis de mapas de isopropiedades para la arena, pozo TMBD-006

ARENA	ESPESOR (ft)	INDICE DE ALMACENAMIENTO (-)	INDICE DE FLUJO (-)
NAPO T	160 - 210	25 - 50	10 - 35

3.1.2.3. Caracterización geomecánica

Para la correcta caracterización geomecánica se utilizó un set de registro que incluía registros oficiales del Tambococha D 006 (GR, porosidad, densidad, resistividad, sónico dipolar y HIS) así como registros extrapolados del pozo Tambococha D 002 (RHOC, DTC y DTS).

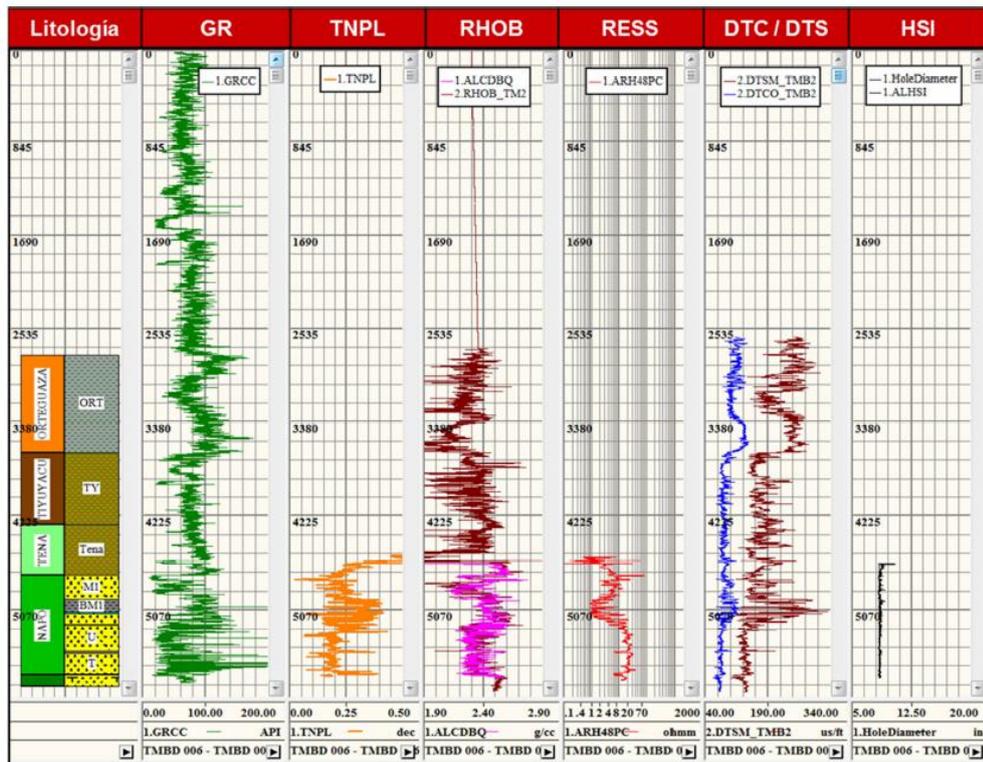


Figura 3-36 Set de registros usados en el pozo TMBD-006

De esta manera con el uso de la ecuación 5 presentada en el capítulo 2, se obtiene el comportamiento del esfuerzo vertical a lo largo de todo el pozo y en las arenas de interés.

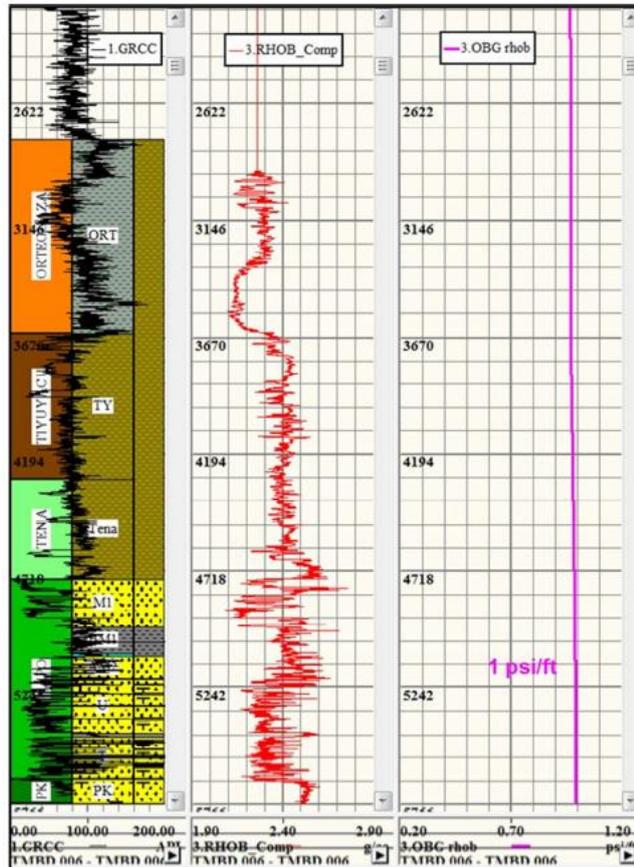


Figura 3-37 Esfuerzo vertical en el pozo TMBD-006

En otra mano para la predicción de las presiones de poro se realizaron varias correlaciones y además varias suposiciones que permitieron resolver cálculos y estimaciones, además se tomaron datos de los puntos de presión (RDT) del pozo Tambococha D 002, obteniendo los siguientes resultados.

Tabla 3-18 Resumen de puntos de presión TMBD-002

ZONA	Profundidad (ft MD)	TVD (ft TVD)	Gradiente de Poro (psi/ft)	Presión de Poro (ppg)
U	5295.0	5180.3	0.41	8.0
	5300.0	5185.3	0.41	
	5311.0	5196.3	0.41	
	5321.0	5206.2	0.41	
	5334.0	5219.2	0.41	

	5367.0	5252.2	0.41	
T	5530.0	5414.1	0.41	8.0
	5545.0	5430.0	0.41	
	5623.0	5508.0	0.41	

Además mediante el uso de los registros sónicos, se pueden identificar valores de la línea de compactación así como el perfil de presiones de poro para el pozo TMBD-006, el análisis de los registros permite identificar zonas de sobrepresión en la base de la Ortegua (10.0 ppg) y en las lutitas de Napo T (sello) hacia la base de M1 (10.1 ppg), esta última da un indicativo favorable para la reinyección en dicha zona ya que se evita la comunicación de los fluidos inyectados con la arena productora M1.

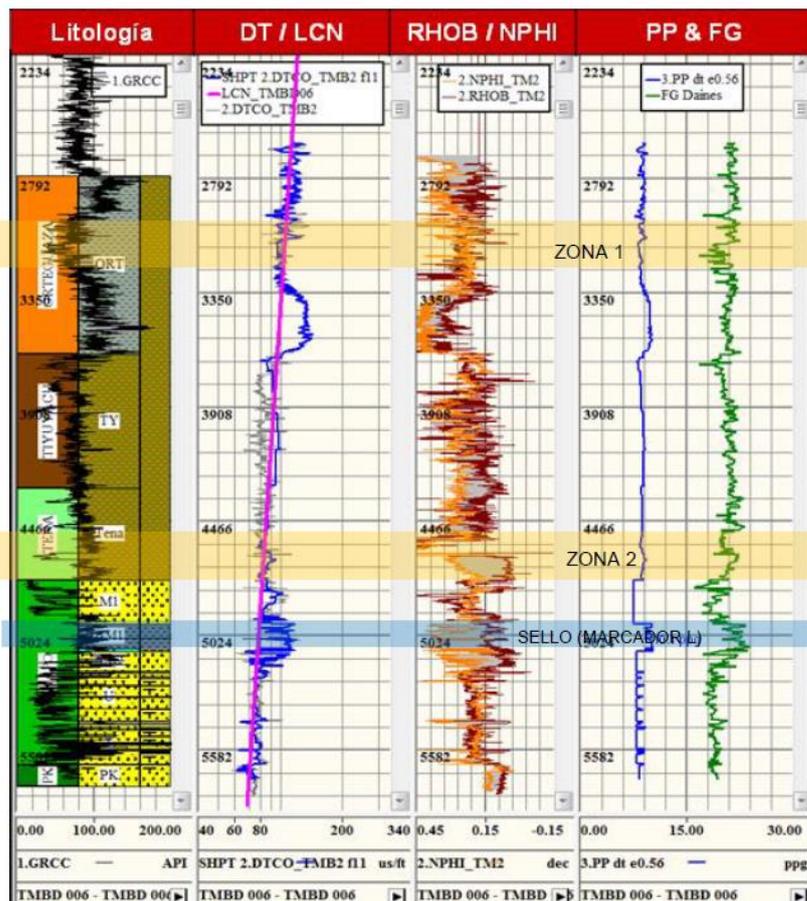


Figura 3-38 Perfil de presiones de poro para el pozo TMBD-006

Otra parte de la caracterización geomecánica es la obtención de propiedades mecánicas como módulo de Young y relación de Poisson, las cuales se obtienen de registros sínicos compresionales y de cizalla, el siguiente set de registros muestra la respuesta de las unidades litológicas al registro sínico dipolar, relación de Poisson, módulo de Young y ángulo de fricción.

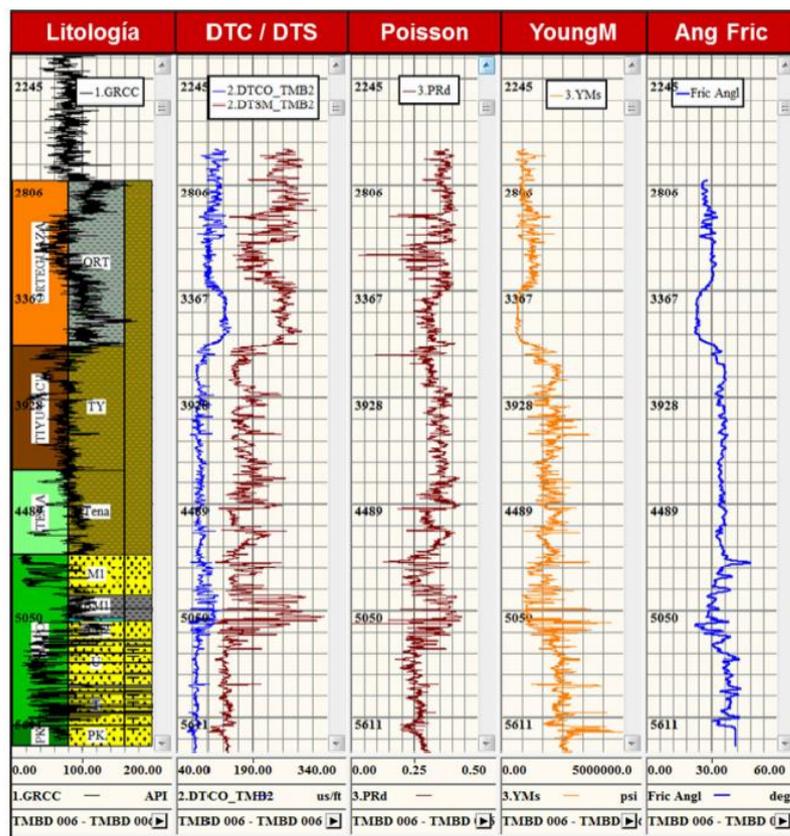


Figura 3-39 Propiedades mecánicas del pozo TMBD-006

Los resultados muestran los valores más alto de la relación de Poisson en zonas donde existe mayor contenido arcilloso y valores bajos en arenas, mientras que para el módulo de Young sucede de manera inversa.

Para el cálculo de gradientes de fractura y esfuerzos mínimos se usó la ecuación 6 presentada en el capítulo anterior y el comportamiento de las curvas geomecánicas presentadas en la siguiente gráfica, además se

logra identificar el comportamiento de los esfuerzos mínimos y los posibles intervalos para la reinyección principal y de contingencia.

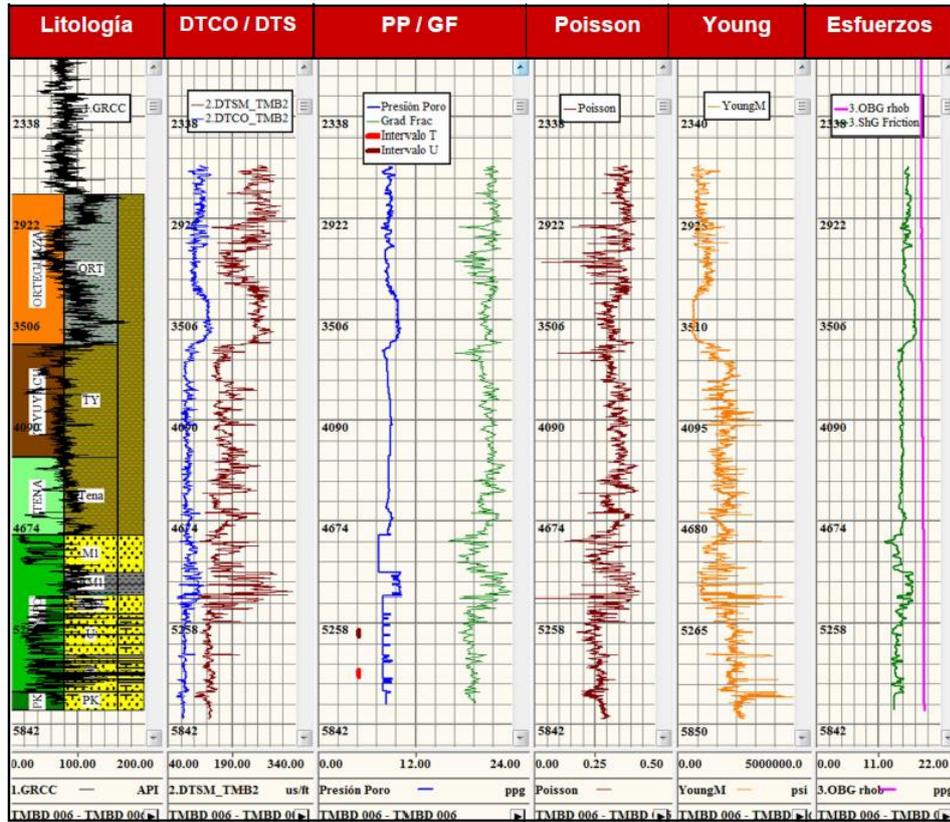


Figura 3-40 Perfiles geo mecánicos utilizados en las simulaciones de fractura, Pozo **TMBD-006**

Una vez que se ha recopilado toda la información pertinente de las distintas áreas técnicas en el estudio de las arenas, se define una matriz la cual servirá como una guía para la selección de las arenas más adecuadas para el proceso de inyección, cabe indicar que esta no es una selección final ya que las arenas seleccionadas serán evaluadas en una simulación de fracturamiento hidráulico, el cual señalara la factibilidad operacional de la operación.

Tabla 3-19 Variables consideradas en la ponderación de reservorios diposal (Halliburton Consulting)

AREA TECNICA	AB.	VARIABLE CLAVE	DESCRIPCION
GEOLOGIA	CL	CONTINUIDAD LATERAL	Grado de continuidad lateral o compartimentalización de la calidad del intervalo.
	H	ESPESOR	Espesor del intervalo a inyectar.
	SLL	SELLO O BARRERA SUPERIOR E INFERIOR	Presencia/ausencia y calidad de los sellos sub y sobre yacientes al intervalo.
	LIT	LITOLOGIA	Tipo de roca mayormente presente en el intervalo. Características litológicas como matriz, cemento, redondez, tamaño de grano, etc.
	FLL	FALLAMIENTO	Presencia y densidad de fallas que puedan comunicar el intervalo a inyectar con la superficie, acuíferos o zonas productoras.
	FN	FRACTURAMIENTO NATURAL	Tamaño, densidad y espesor de las fracturas naturales presentes en el intervalo.
	AF	AFLORAMIENTO	Afloramientos cercanos.
PETROFISICA	PE	POROSIDAD EFECTIVA	Porcentaje de porosidad promedio del intervalo.
	K	PERMEABILIDAD	Permeabilidad promedio del intervalo.
	RE	ACUIFERO / HIDROCARBURIFERO	Posibilidad de producción de hidrocarburos (agua o crudo).
GEOMECANICA	ΔGF	GRADIENTE DE FRACTURA	Diferencia del gradiente de fractura entre la formación

			evaluada y las formaciones infra y suprayacentes.
OPERACION	PF	PROFUNDIDAD	TVD de a formación al punto medio.

Cada una de estas variables fue evaluada en un rango del 1 al 3 donde el 1 indicaba que era la mejor opción acorde al parámetro evaluado, y 3 la peor. Bajo este criterio se evaluaron a las arenas Napo U y Napo T (se descartaron M1 y M2 por ser productoras).

La mejor opción en base al criterio de evaluación fue para la arena T distinguiéndose de la U principalmente por la presencia de crudo en esta última.

3.1.2.4. Capacidad de recepción de la formación

Al igual que en el pozo TMBD-002, se realizó el análisis con porcentajes de concentración de sólidos (10%, 15% y 20%), pero a una tasa de bombeo de 3 bpm.

- La capacidad de almacenamiento tiende a disminuir mientras aumenta la concentración de los sólidos y tasa de bombeo:
 - 10%: 562000 y 1532000 bbl.
 - 15%: 386000 y 1034000 bbl.
 - 20%: 235000 y 620000 bbl.

- La presión máxima en superficie aumenta a medida que el porcentaje (%) de sólidos es más bajo, esto debido a menores densidades:
 - 10%: 1749 – 2004 psi.
 - 15%: 1669 – 1924 psi.

○ 20%: 1569 – 1823 psi.

- A medida que la concentración de sólidos aumenta, el control de la geometría de la fractura es menor.

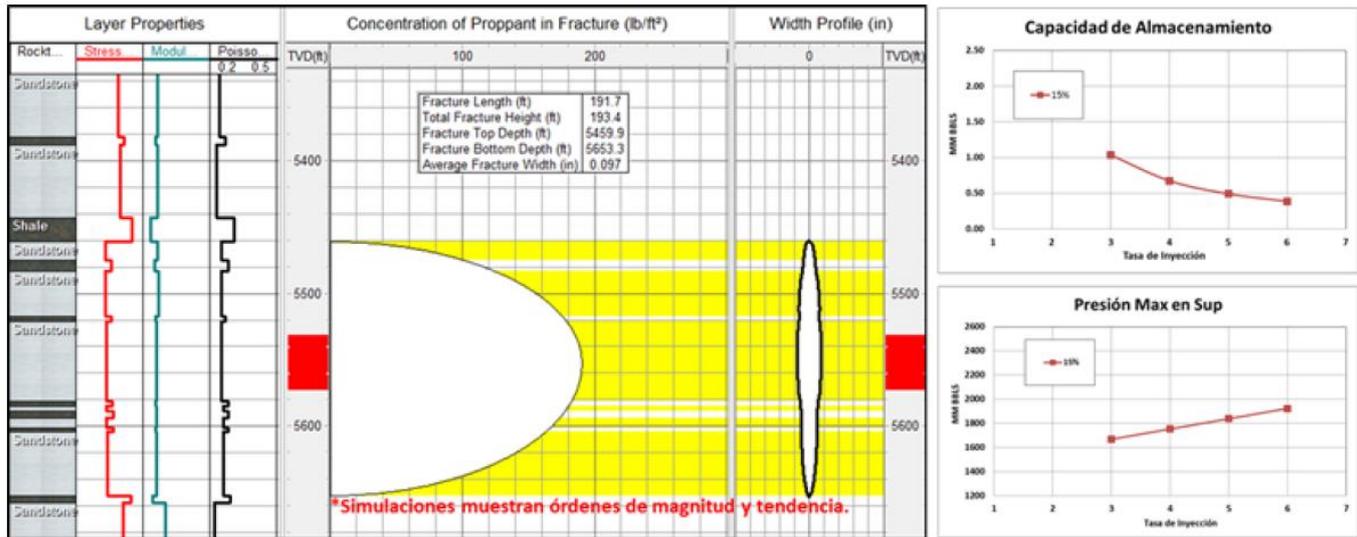


Figura 3-41 Geometría de fractura arenisca Napo T al 15% de sólidos y 3 bpm.

Tabla 3-20 Resumen de resultados de la simulación en la arena Napo T al 15% de sólidos

	Tasa de bombeo	Altura de fractura	Longitud de fractura (L/2)	Tope de fractura	Ancho promedio	Presión hidrostática	Presión máxima en superficie	Presión máxima en fondo	Capacidad de almacenamiento
	bpm	ft	ft	TVD ft	in	psi	psi	psi	MM bbl
15%	3	193.4	191.7	5460	0.097	3057	1688.6	4294	1.03
	4	193.4	177.5	5460	0.102	3057	1753.6	4285	0.67
	5	193.4	168.7	5460	0.106	3057	1838.6	4278	0.49
	6	193.4	163	5460	0.111	3057	1923.6	4270	0.39

Las simulaciones de fractura dan valiosas conclusiones dentro del estudio, se determina que la concentración de sólidos más adecuada es las del 15% a tasas de bombeo de 4 y 5 bpm.

3.1.2.5. Ensayos de formulación de la lechada

Tabla 3-21 Propiedades de la lechada de reinyección para el pozo TMBD-006

IFACTS # 2069986 SLURRY PRELIMINARY STUDY BARACRI		
FORMULACION	UNIDADES	15% W/W SOLIDOS
TAMBOCOCHA 006 CUTTINGS	ppb	141.75
Propiedades @80°F		15% W/W SOLIDOS
q600		79
q300		67
q200		60
q100		50
q6		26
q3		23
Plastic Viscosity	c P	12
Yield Point	lb/100ft2	55
Yield Stress	lb/100ft2	20
10 second Gel	lb/100ft2	24
10 minutes Gel	lb/100ft3	26
PPT, filtrado	ml	110
Filtrado 7.5 min	ml	30
Filtrado 30 min	ml	55
Spurt loss	ml	10
Calibre Revoque	X/32 I inch	4
Retorta, agua	%	83
Retorta, aceite	%	TRAZAS
Retorta, solidos	%	17
Densidad	ppg	10.2+
PSD	D10, µm	1.797
PSD	D50, µm	82.334
PSD	D90, µm	227.385
pH		8.5

3.1.2.6. Simulaciones de fractura

Para el análisis de fractura en la arena Napo T se empezó con el ajuste de los resultados en las pruebas de inyectividad realizadas en el intervalo de 5920 ft MD a 5965 ft MD en el TMBD-006, los resultados de las pruebas Leak Off y Step Rate se muestran en la siguiente figura, además todas las curvas ajustadas que se usaron para el modelo de simulación de fractura del intervalo mencionado.

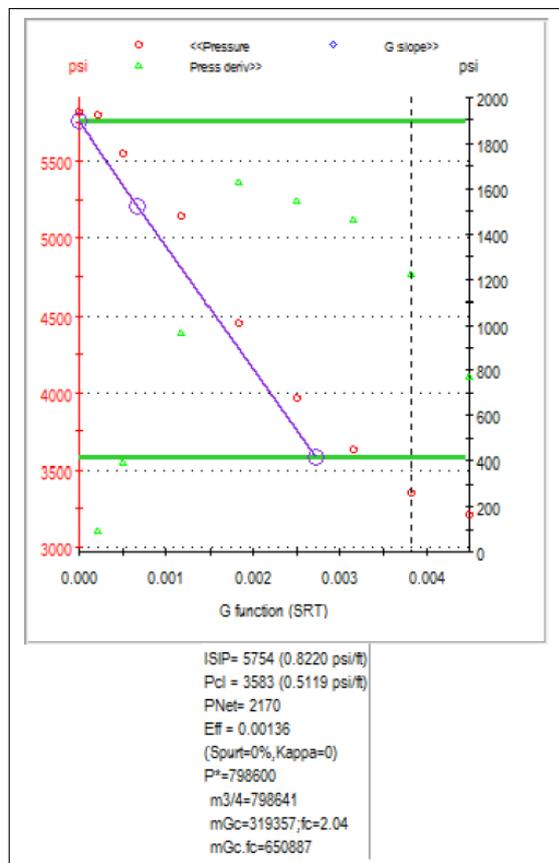


Figura 3-42 Resultados de las pruebas Leak Off y Step Rate del pozo Tambococha D6

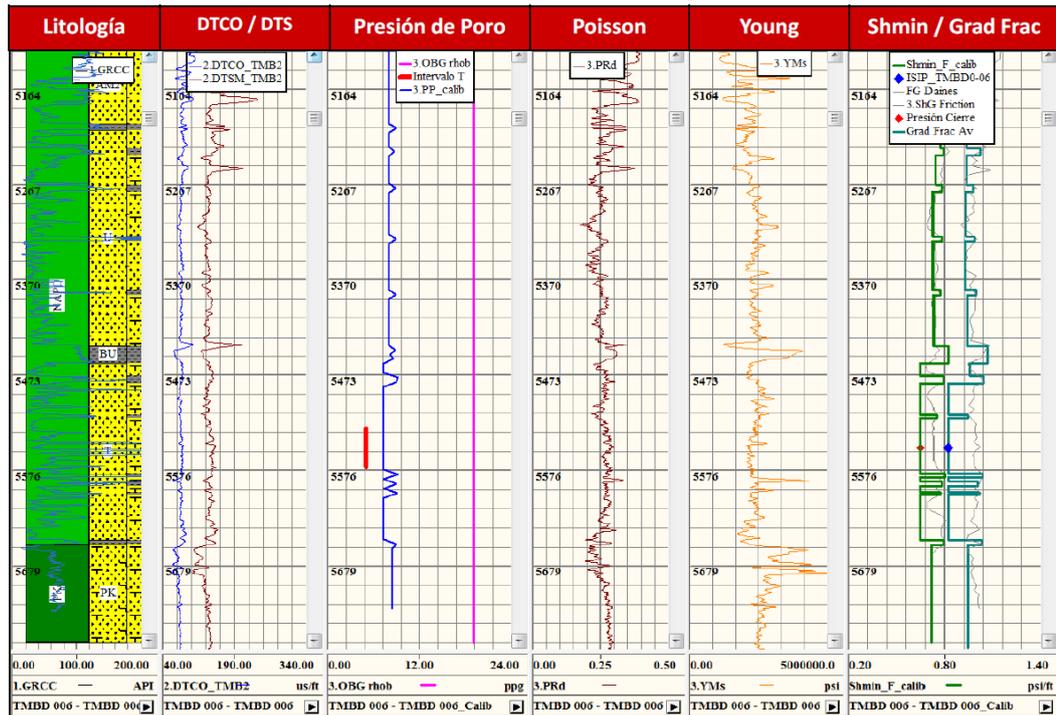


Figura 3-43 Modelo Geo mecánico ajustado a las pruebas de inyectividad

Las simulaciones con el modelo ajustado se realizaron para el escenario más probable de inyección que es el de 15% de concentración de sólidos y con una tasa de bombeo de 4 bpm, de esta simulación se obtuvieron los siguientes resultados:

- Longitud de la fractura (ft): 165.6
- Altura total de la fractura (ft): 193.8
- Profundidad al tope de la fractura (ft): 5459.4
- Profundidad a la base de la fractura (ft): 5653.3
- Ancho promedio de la fractura (in): 0.093

Estos resultados indican un buen contraste de esfuerzos entre la arena receptora y los sellos presentes en su tope y base, esto a su vez es un indicativo que una buena contención vertical y una mejora en la capacidad de almacenamiento la cual alcanzo valores de 689374 bbl, además de valores de presiones en superficie máximos de 2147.6 psi.

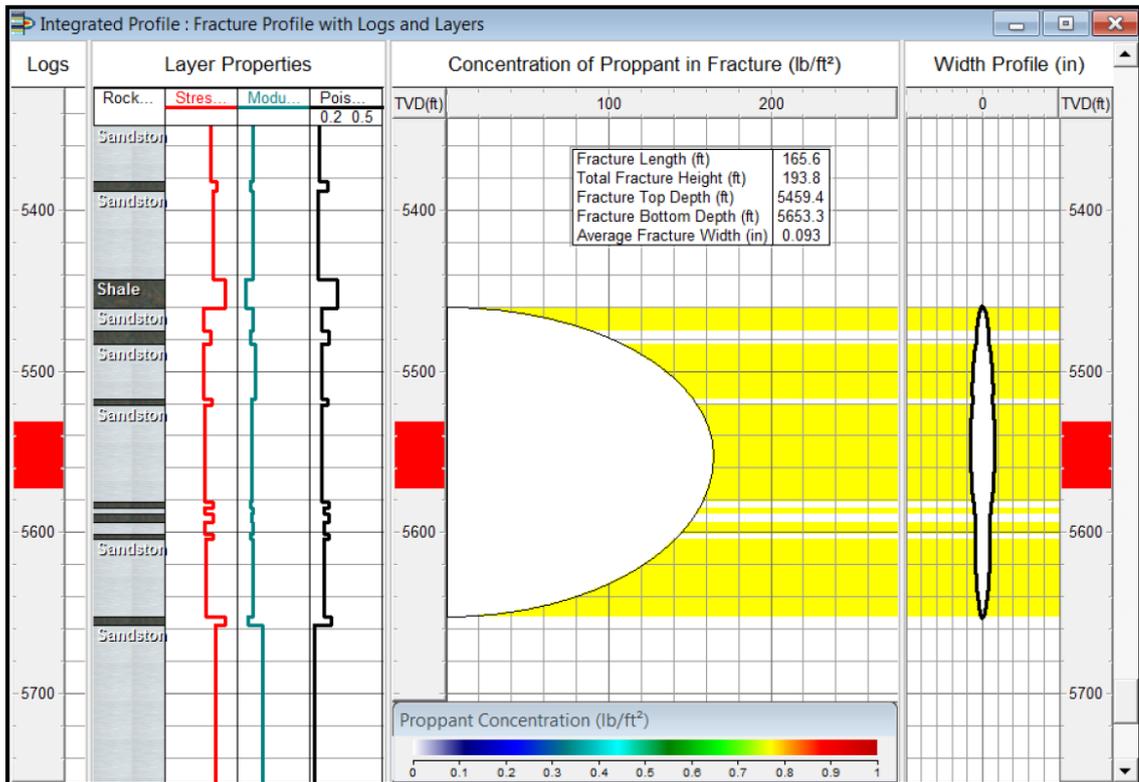


Figura 3-44 Geometría de fractura, 15% de sólidos y 4 bpm ajustado a las pruebas de inyectividad

3.1.2.7. Análisis de interferencia

El análisis de interferencia para la inyección en la arenisca Napo T del pozo TMBD-006 se determinó que el máximo volumen de lechada admitido es de 1050000 bbl para que esta no contacte pozos vecinos o zonas de interés como la arenisca M2.

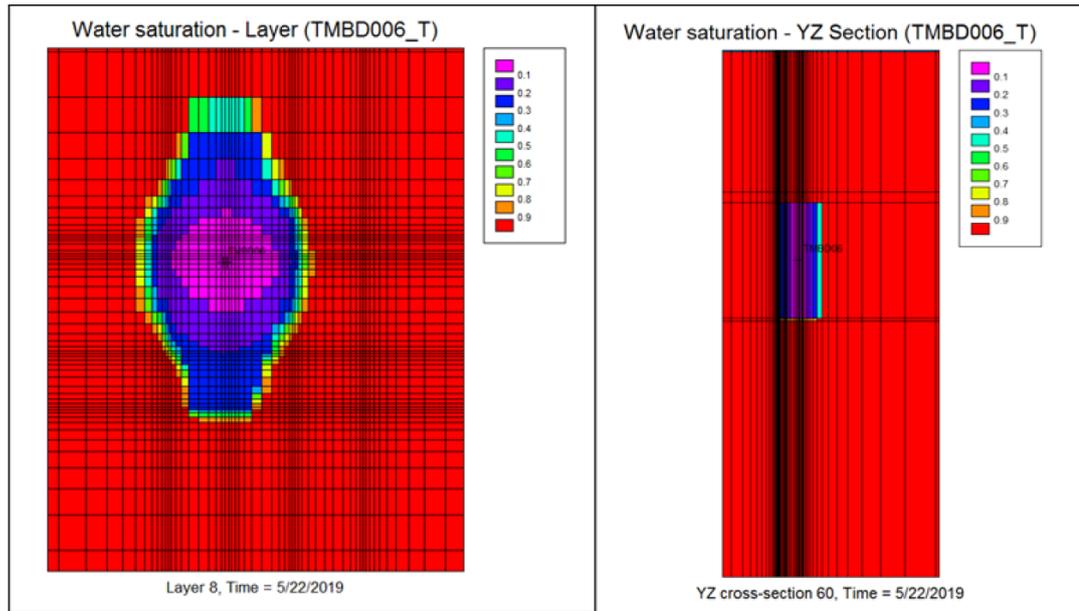


Figura 3-45 Análisis de interferencia del pozo Tambococha D6, arenisca Napo T con volumen inyectado de 1050000 bbl.

3.1.2.8. Condiciones mecánicas del pozo

Para el análisis es importante el estado actual del pozo seleccionado, para esto se inicia con los resultados de las pruebas de inyectividad realizadas el 11 de octubre de 2018 en la arena Napo T, las principales conclusiones de esta prueba fueron:

- Presión de extensión (psi): 4508
- Gradiente de fractura (psi/ft): 0.51

Como conclusión extra se determinó que con una tubería de 4 ½ in se presentaron menores pérdidas por fricción.

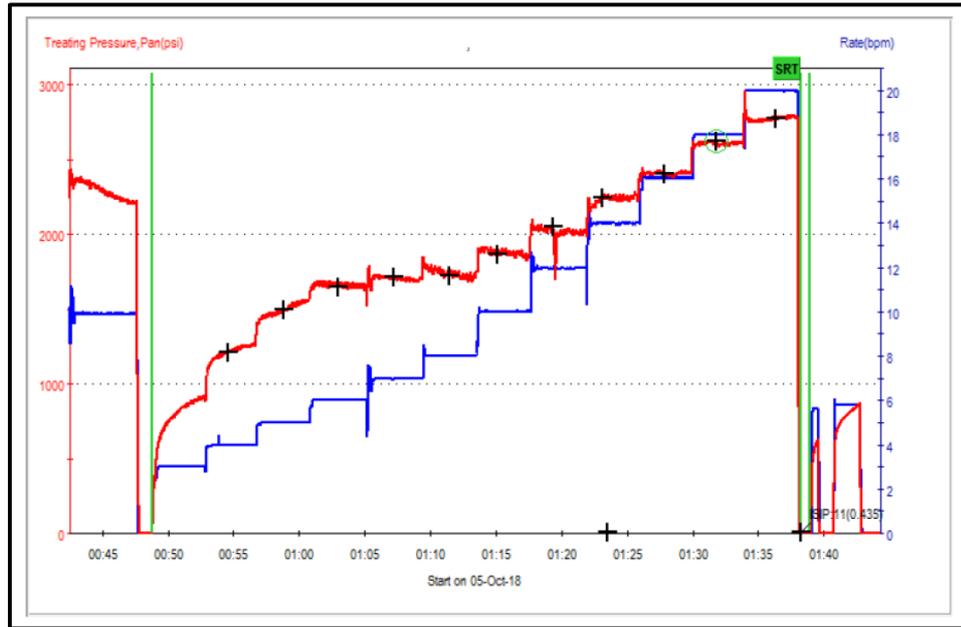


Figura 3-46 Prueba Step Rate para el pozo TMBD-006

Es importante también conocer la configuración actual del pozo, la cual responde a un pozo reinyector.

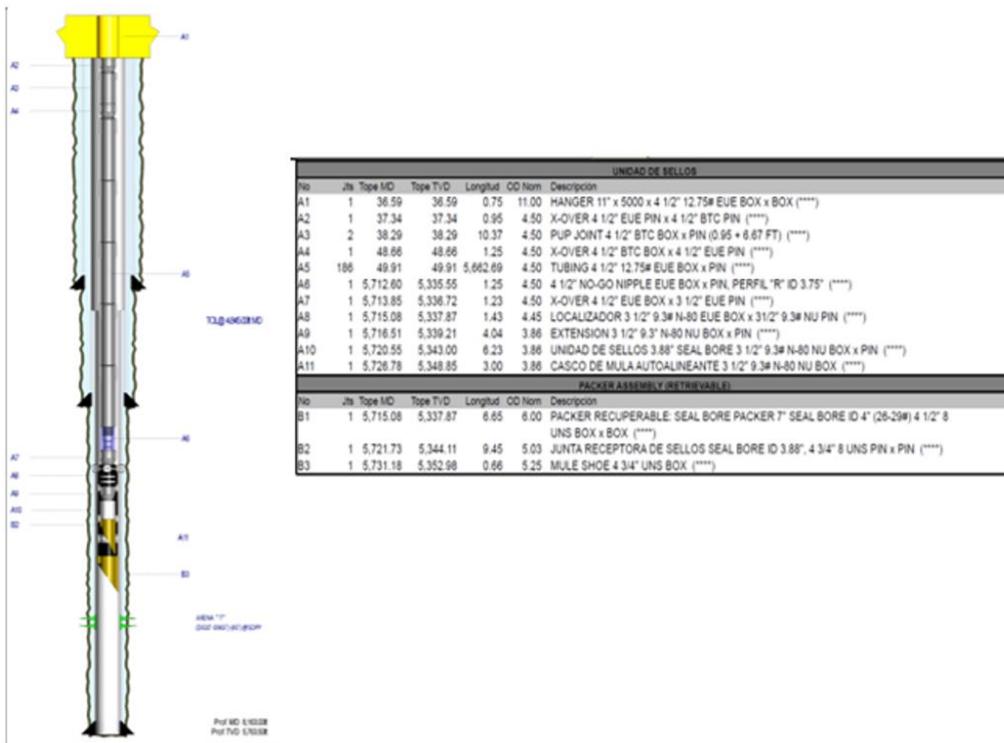


Figura 3-47 Esquema mecánico del pozo TMBD-006

Otro análisis de interés fue el de la calidad del cemento en el intervalo de interés, es decir en la arena T entre los 5842' y 6077', del cual se puede divisar a través de los registros de cemento que existe una buena adherencia entre el liner cemento y formación en la mayor parte de la zona evaluada, el registro varía entre los 1.85 a 8.43 m V }, además la calidad del cemento a través de MSG es muy buena frente a la arenisca T, que también cuenta con buena adherencia entre los 3 componentes del pozo, se observan también presencia de micro canales asociados a cemento contaminado pero estos no presentan ningún riesgo.

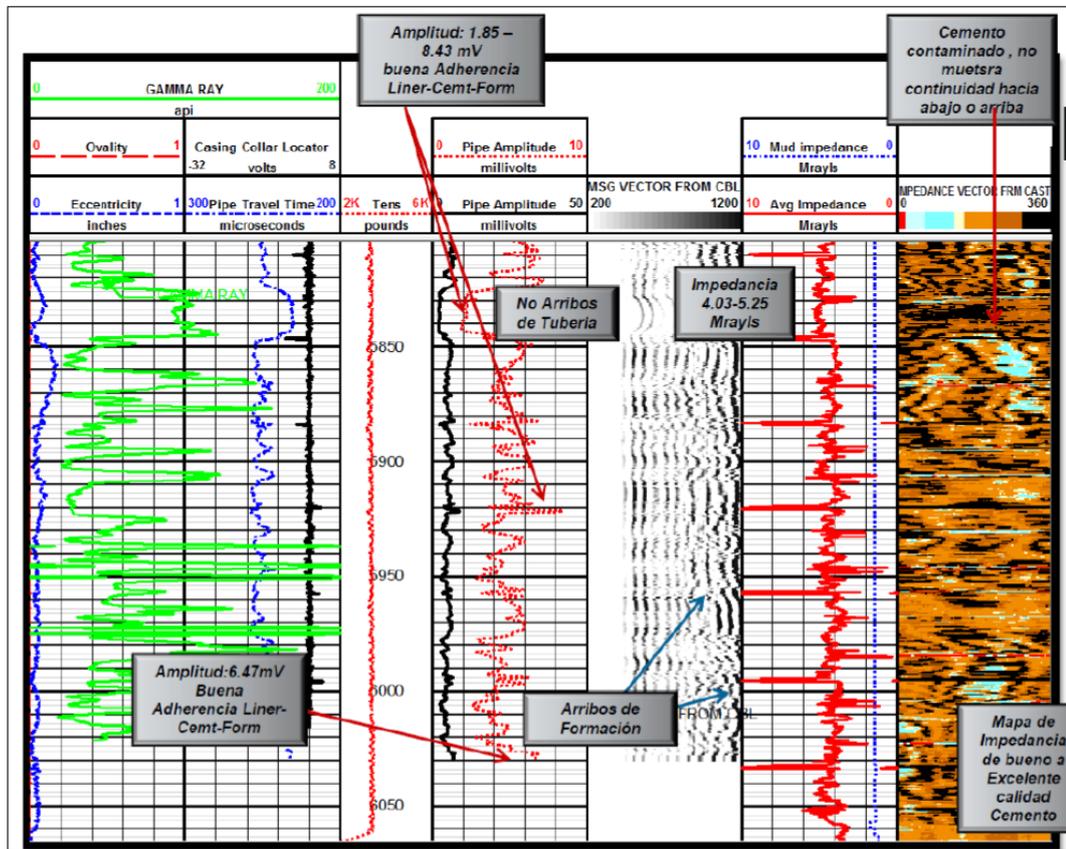


Figura 3-48 Registro de cemento para el pozo TMBD-006

También se realizó la evaluación de las presiones de colapso y estallido tanto para el liner de 7", 26 ppf P-10 y tubing de 4 1/2", 12.75 ppf L-80 EUE con el uso de la aplicación StressCheck.

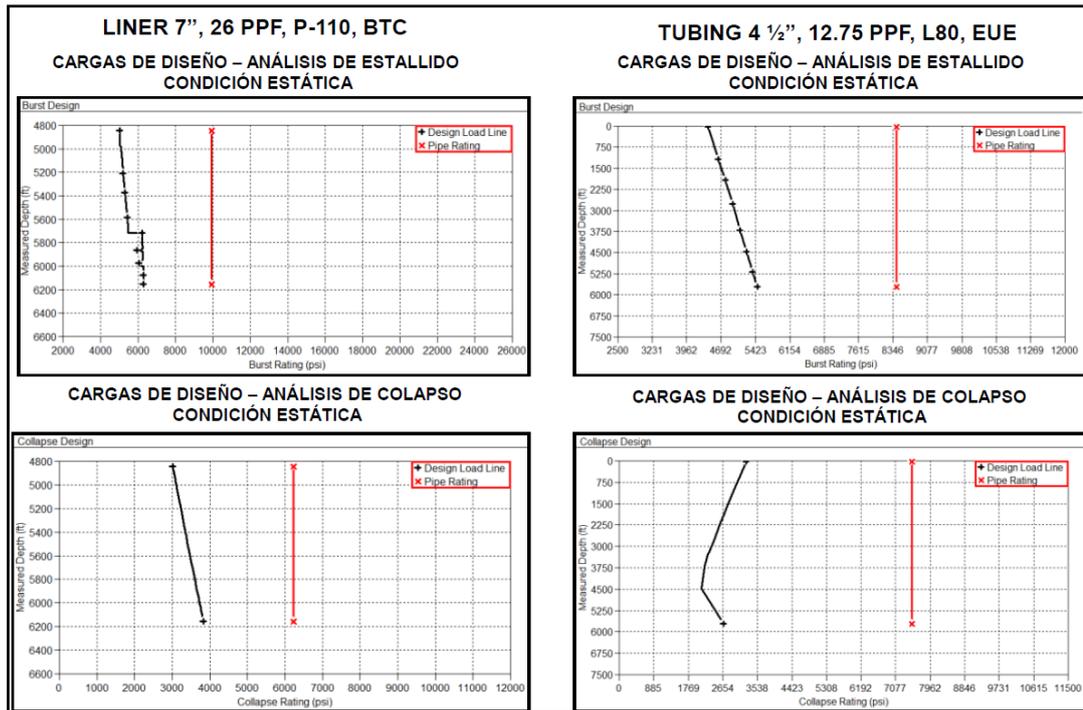


Figura 3-49 Diseño de carga de estallido y colapso del pozo Tambococha-D6

Se evaluó el grado, espesor y conexión del casing de 7" y tubería 4 1/2 ", como resultado se tiene que ambas tuberías (liner y tubería de inyección) cumplen con todos los factores mínimos de diseño que se asumieron en el análisis.

Tabla 3-22 Factores de Diseño de pozo, Tambococha D6

Tubería	
Carga	Factores de diseño
Estallido	1.1
Colapso	1.1
Axial (tensión/compresión)	1.7
Triaxial	1.25
Conexión	
Carga	Factores de diseño
Estallido	1.1
Axial (tensión/compresión)	1.7

La selección del cabezal adecuado se hizo acorde a las características de los equipos de reinyección los cuales tendrán una presión máxima de 5000 psi, conectándose al cabezal con tubería nueva 1502 con el uso de un flange que empata al welding neck de 3 1/8" probándose a 5000 psi.

El análisis de velocidades críticas de erosión para la tubería de inyección demuestra que la tasa de inyección de la lecha podrá tener un valor máximo de 12.5 bpm para evitar riesgos de erosión.

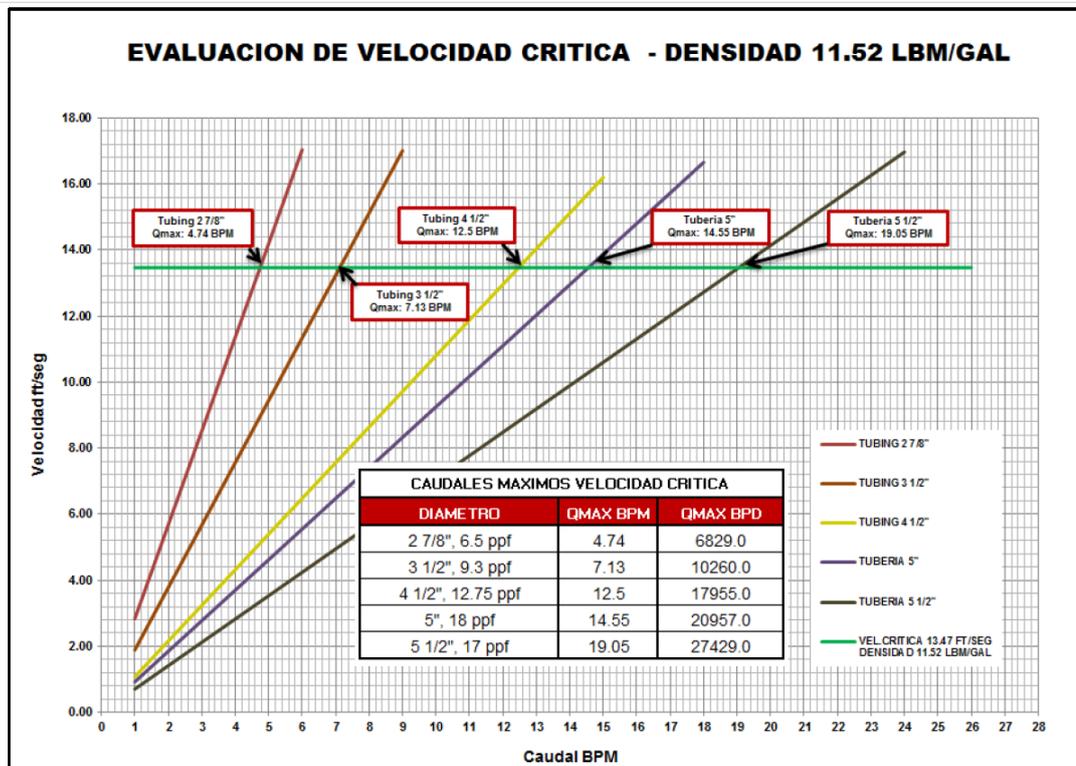


Figura 3-50 Evaluación de velocidades de erosión en tubería del pozo Tambococha D6

3.1.2.9. Riesgos asociados a la operación

Los riesgos identificados en la operación son los siguientes:

- Cambios de facies laterales.
- Cambio en la distancia a la falla principal.

- Interferencia con pozos.
- Pérdida de la integridad del pozo durante el proceso de reinyección debido al estallido o colapso de la tubería de revestimiento y/o producción.
- Excesiva corrosión en la tubería y cabezal del pozo.
- Pérdida de inyectividad.
- Falta de espacio para la recepción de cortes y fluidos de perforación.
- Fallas operacionales en la formulada de la lechada.
- Evacuación de sólidos para disposición final en gestor ambiental.

3.1.2.10. Monitoreo de la reinyección

La reinyección de ripios en el pozo Tambococha D6 inicio el 5 de julio del 2019 y duro cerca de 4 meses culminando su trabajo el 21 de noviembre de 2019, se cumplieron 62 secuencias de inyección con un total de ripios inyectados de 388409 bbl.

En el pozo Tambococha D6 se inyectaron desechos provenientes de 18 pozos de la plataforma E (9) y la B (9), la lechada total incluye porcentajes de ripios, fluidos de perforación descartados, agua del campamento y agua fresca.

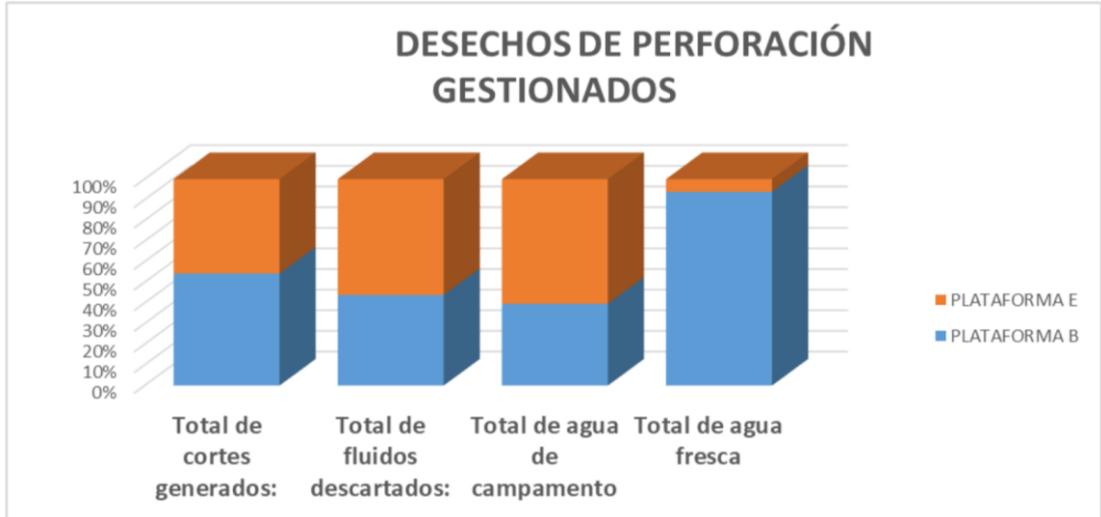


Figura 3-51 Repartición de los desechos reinyectados en el pozo TMBD-006

Además de los volúmenes inyectados se realizaron evaluaciones constantes de las presiones de inyección mes a mes en el pozo diposal.

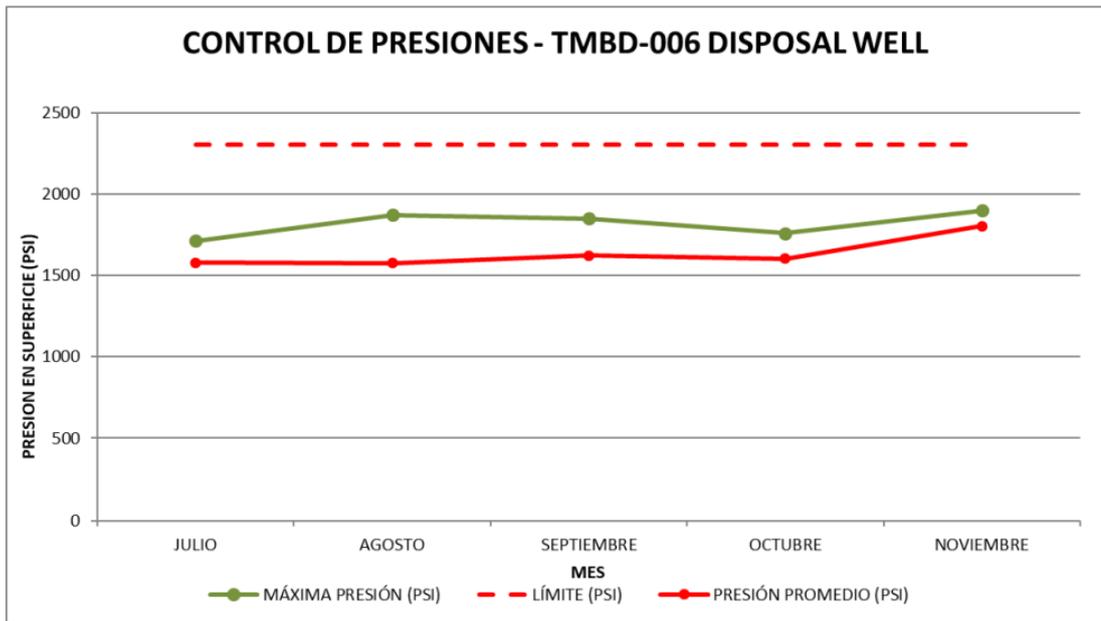


Figura 3-52 Registro de presiones de inyección del pozo TMBD-006

Tabla 3-23 Monitoreo de presiones y volúmenes de inyección de slurry para el pozo TMBD-006

Mes	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre
Presión promedio (psi)	1578.54	1576.25	1622.08	1464.17	1803.44
Presión máxima (psi)	1713	1870	1850	1760	1900
Volumen máximo (bbl)	8900	13060	17200	21000	10590
Volumen acumulado (bbl)	70577	78540	73760	86810	38395

La operación de reinyección de ripios en el pozo TMBD-006 ser realizo con una concentración de sólidos en promedio del 11.7%, además es importante señalar que no se alcanzó la capacidad máxima de reinyección del pozo quedando un volumen remanente de 315553 BBL que equivale aproximadamente a 16 pozos.

Tabla 3-24 Análisis de la volumetría del pozo inyector TMBD-006

Capacidad TMBD-006		
Descripción	Volumen (bbl)	%
Capacidad total	703962	100
Volumen slurry	348082	49
Volumen píldoras	6555	1
Volumen agua fresca	33772	5
Capacidad remanente	315553	45
Estimado de pozos disponibles	16	

3.1.2.11. Análisis de costos

Al igual que en el pozo TMBD-002, se tendrán en cuenta los costos fijos y los días trabajados para este pozo.

Las instalaciones de CRI en el pozo Tambococha D2 estuvieron un total de 127 días de los cuales 108 días fueron a alto rendimiento, mientras que 19 días los equipos estuvieron en Stand By, de lo que se desprenden los siguientes costos.

Tabla 3-25 Costos estimados de reinyección para el pozo TMBD-006

	Días	Costos diarios	Total
Tiempo operacional	108	\$ 38745.22	\$ 4184483.76
Tiempo en stand by	19	\$ 19801.78	\$ 376233.82
Tiempo total	127	-	\$ 4560717.58

Una vez terminada la revisión del trabajo realizado en ambos pozos, se completa la matriz con los datos más relevantes para los dos y se establecen rangos sugeridos acorde a estos trabajos y a experiencias en otras locaciones.

Tabla 3-26 Parámetros petrofísicos recomendados para pozos reinyectores del bloque

	Espesor (ft)	PHI (dec)	¿Sello?	Sw (dec)	Rg (um)	Perm (mD)
TMBD-002	223,29	0,196	Si	1	-	1159,08
TMBD-006	192,57	0,255	Si	0.998	-	1780,78
Recomendación	100 -250	0,1 – 0.3	Si	>= 0,6	-	>= 250
	Índice de almacenamiento	Índice de flujo	Presión de poro (ppg)	Gradiente de fractura (psi/ft)		
TMBD-002	43,76	30	8	0,41		
TMBD-006	49,1	44	8	0,41		
Recomendación	25 – 50	25 - 50	= 8	= 0,41		

Tabla 3-27 Parámetros operativos recomendados para pozos reinyectores del bloque

	Tasa de inyección (bpm)	Presión máxima de bombeo (psi)	Presión promedio de bombeo (psi)	Concentración de solidos (%)
TMBD-002	4	2500	2125	15

TMBD-006	4 – 5	2400	1600	12
Recomendación	4	2450	1800	13 - 14

3.2. Análisis de resultados de los pozos candidatos a reinyectores: Tambococha E59 y Tambococha B68

3.2.1. Pozo Tambococha E59

El pozo Tambococha E 059 es un pozo direccional tipo J que tiene una profundidad total de 5863.82 (MD) y 5747.82 (TVD), alcanzando un ángulo máximo de 20.88°. El pozo más cercano a su ubicación es el Tambococha E 053H.

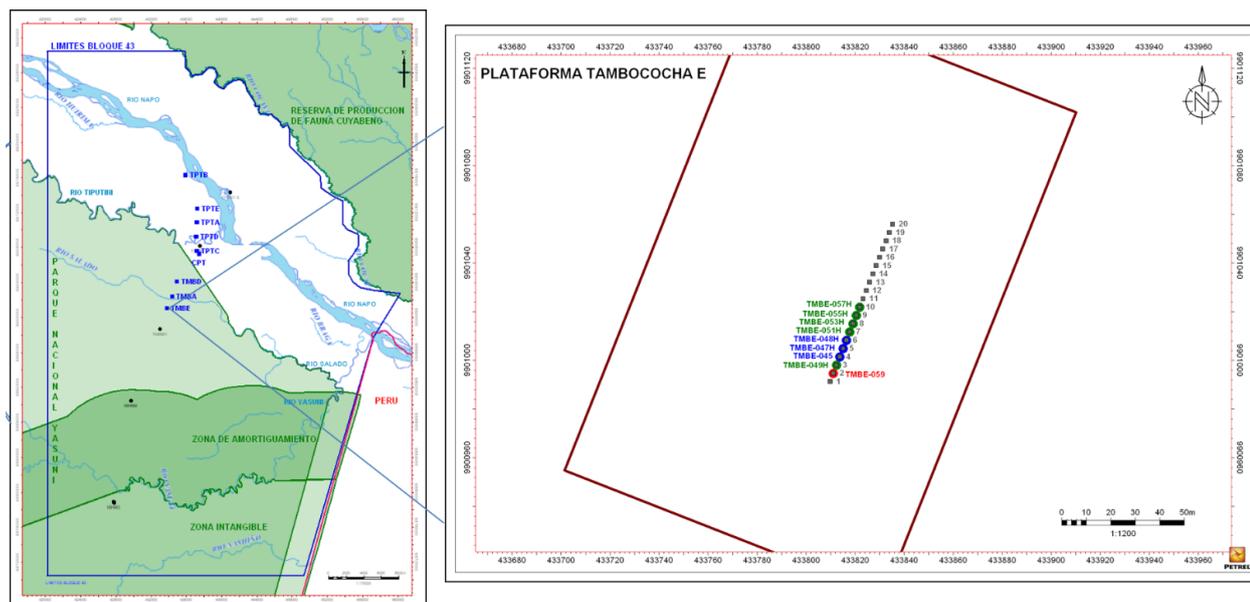


Figura 3-53 Locación de la plataforma E, bloque 43.

Inicialmente para este pozo se contaba con una producción de 713 bppd y un BSW del 73.2%, sin embargo, el pronóstico de producción muestra que ya para el año 2020 el corte de agua del pozo será de un 90% dando un tiempo de producción 4 años antes de que llegue al 100% de BSW.

Este pronóstico de producción se ve evidenciado en el comportamiento del pozo hasta fechas recientes.

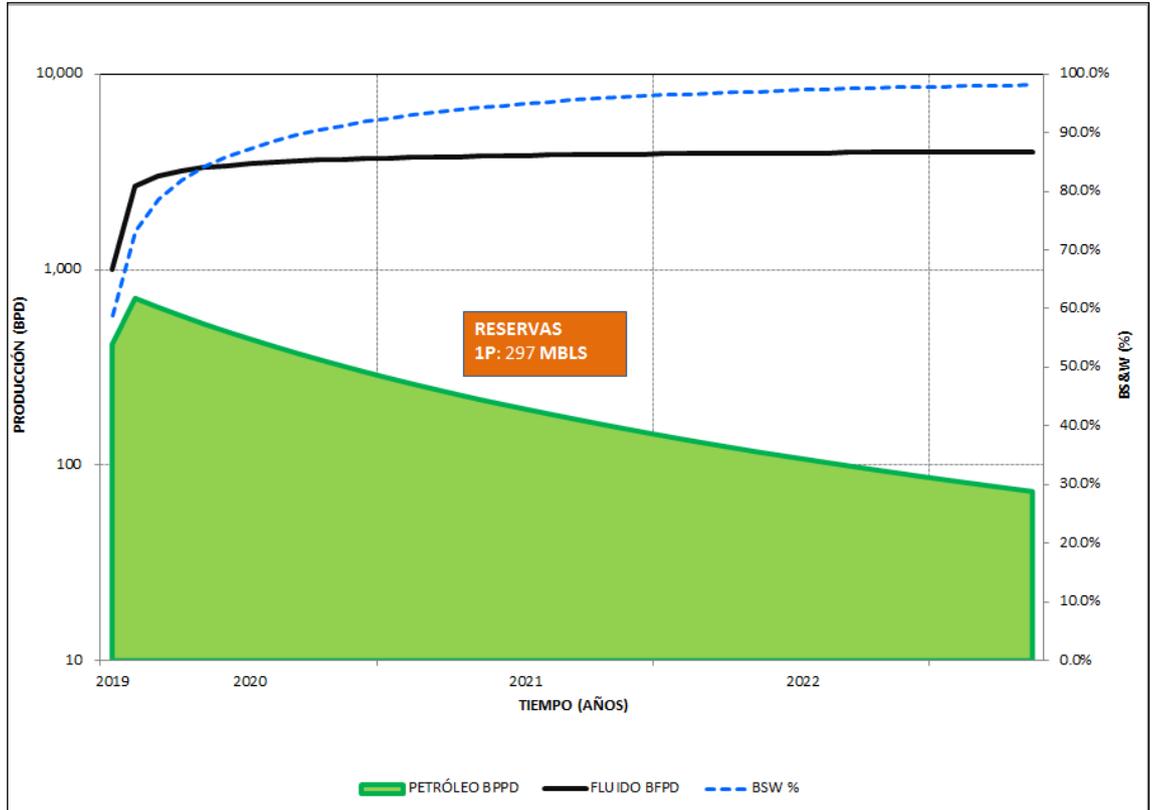


Figura 3-54 Pronostico de producción para el pozo TMBE59

Tabla 3-28 Registro de producción del pozo TMBEE59

Fecha	Total, de fluido (bpd)	Petróleo (bpd)	Gas (bpd)	Agua (bpd)	Bsw (%)
7/10/2019	3780	454	8	3326	88
9/10/2019	3792	379	8	3413	90
11/10/2019	3792	303	8	3489	92
15/10/2019	3799	304	8	3495	92
19/10/2019	3812	305	8	3507	92
22/10/2019	3861	232	8	3629	94
29/10/2019	3954	237	8	3717	94
13/11/2019	3913	235	8	3678	94
19/11/2019	3905	234	8	3671	94

25/11/2019	3913	235	8	3678	94
30/11/2019	3964	198	8	3766	95
5/12/2019	3910	195	8	3715	95
8/12/2019	3954	198	8	3756	95
21/12/2019	3945	197	8	3748	95
25/12/2019	3960	198	8	3762	95

El bajo aporte de petróleo que proporciona este pozo es uno de los motivos por los cuales es tomado como candidato para reinjector de rípios, ya que suspender su producción no implica una pérdida considerable.

La zona de interés es la arenisca Napo T la cual tiene un intervalo total de 120 ft de espesor a una profundidad de 5610 ft (MD), en su mayoría la formación se encuentra conformada por arenisca en un 74%, 22% de lutitas y 4% de caolinita.

Tabla 3-29 Topes y bases de las arenas del pozo TMBE59

	Tope (ft mD)	Base (ft mD)	H (ft)
Arena m1	4840	5080	240
Arena m2	5180	5390	210
Arena u	5400	5610	210
Arena t	5610	5730	120

3.2.1.1. Análisis petrofísico

Ya que este pozo no cuenta con información suficiente de la arena T debido a su condición de pozo productor, se hará el análisis de los principales parámetros petrofísicos con el uso de registros iniciales del mismo.

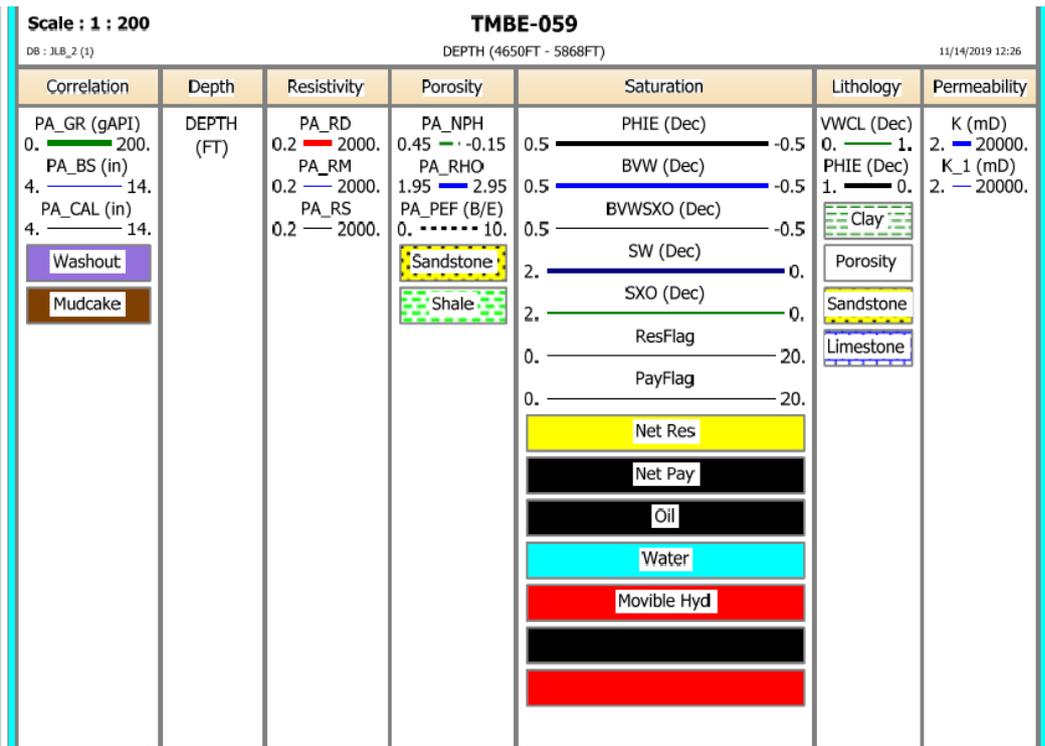


Figura 3-55 Registros disponibles para el pozo TMBE59

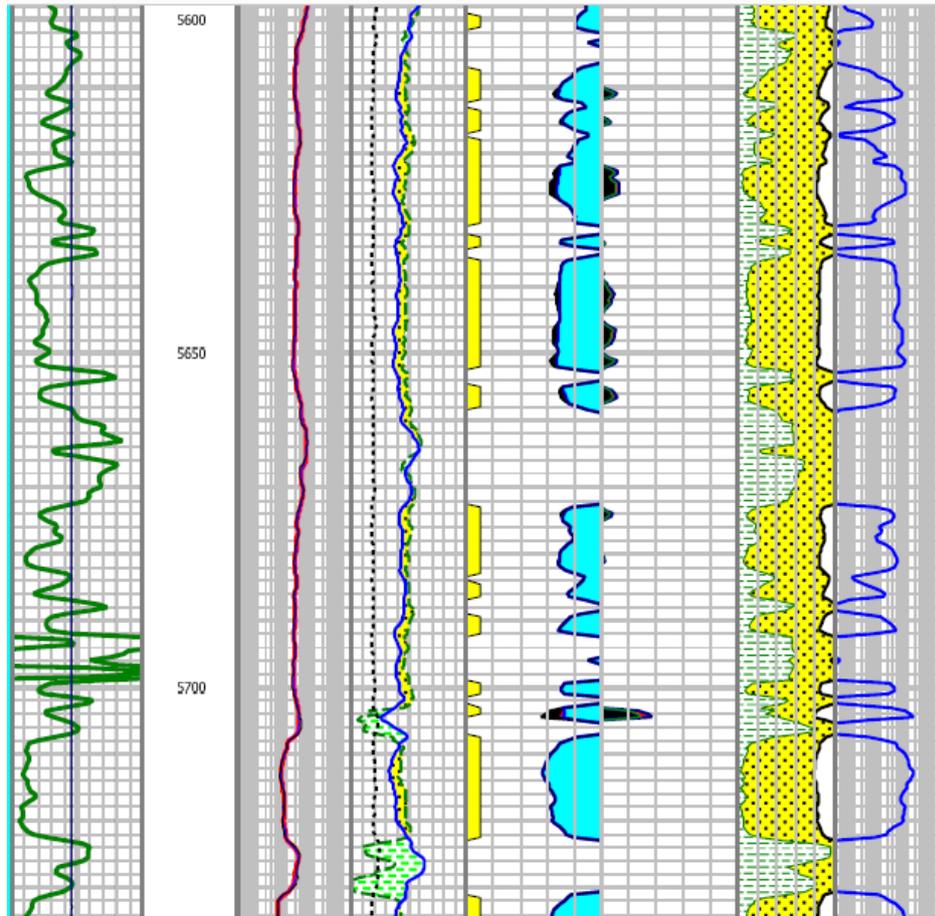


Figura 3-56 Petrofísica final de la arena Napo T (5610' a 5730') del pozo TMBE059

Con la revisión de estas curvas se determinaron los valores petrofísicos de interés más importantes cada 10 ft de espesor de arena.

Tabla 3-30 Parámetros petrofísicos de la arena Napo T

Intervalo (ft)	Gr (0 – 200)	Resistividad (0.2 – 2000)	Litología	Porosidad (0 – 1) dec.	Saturación de agua (0 - 1) dec	Permeabilidad (2 – 2000) mD
5610 – 5620	67	52,4	77% ARENISCA 33% ARCILLA	0,12	0,994	164
5620 – 5630	53	38	81% ARENISCA	0,14	0,988	632

			19% ARCILLA			
5630 – 5640	72	38	72% ARENISCA 28% ARCILLA	0,1	0,994	718,4
5640 – 5650	49	37	89% ARENISCA 11% ARCILLA	0,2	0,988	884
5650 – 5660	84	56	69% ARENISCA 31% ARCILLA	0,09	0,992	619,2
5660 – 5670	136	85	40% ARENISCA 60% ARCILLA	0	1	0
5670 – 5680	65	43,4	77% ARENISCA 23% ARCILLA	0,1	0,996	340
5680 – 5690	68	41,6	72% ARENISCA 28% ARCILLA	0,1	1	214
5690 – 5700	100	38	60% ARENISCA 40% ARCILLA	0,08	1	152,36
5700 – 5710	68	41,6	65% ARENISCA 35% ARCILLA	0,108	0,93	1236

5710 – 5720	23	18,5	92% ARENISCA 8% ARCILLA	0,2	1	2000
5720 - 5730	86	38	34% ARENISCA 66% ARCILLA	0,04	1	76

Con esta información se procede a determinar un promedio para cada propiedad petrofísica de la arena Napo T, además se adjuntarán resultados de Napo U a manera de respaldo para la selección de la mejor arena.

Tabla 3-31 Valores promedio de la petrofísica para la arena Napo T

Zona	Gross (ft)	Gr (0 - 200)	Resistividad	Litología principal	Porosidad	Saturación de agua	Permeabilidad (mD)	Observación
Napo t	120	72,6	43,95	69% arenisca 31% arcilla	0,1065	0,99	586,33	La arena presenta volúmenes muy bajos de petróleo móvil y saturación casi total de agua.

De igual manera resulta conveniente un análisis de la arena Napo U ya que es la más cercana a la arena de interés, y además funcionara como una arena de contingencia en caso de posibles migraciones de la lechada.

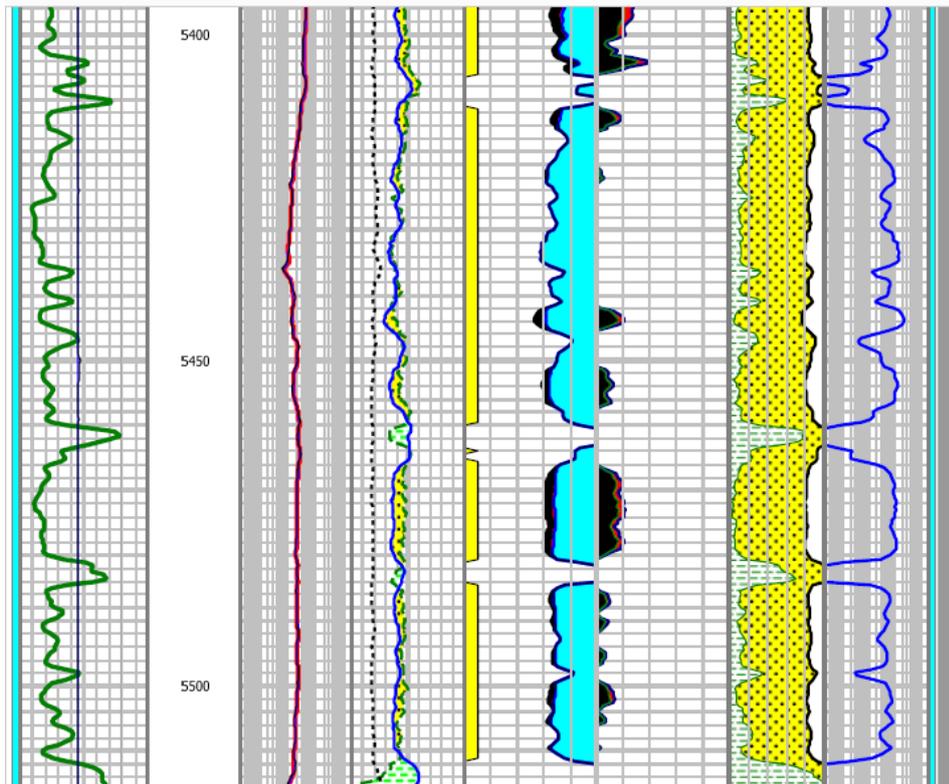


Figura 3-57 Petrofísica final de la arena Napo U (5400' a 5610') del pozo TMBE059

Tabla 3-32 Parámetros petrofísicos de la arena Napo U

Intervalo (ft)	Litología	Porosidad (0 – 1) dec.	Saturación de agua (0 - 2) dec	Permeabilidad (2 – 2000) mD
5400 – 5410	74% ARENISCA 26% ARCILLA	0,1	0,9	276,4
5410 – 5420	84% ARENISCA 16% ARCILLA	0,2	0,96	732,8
5420 – 5430	88% ARENISCA 12% ARCILLA	0,2	0,99	1028

5430 – 5440	88% ARENISCA 12% ARCILLA	0,2	1	1568
5440 – 5450	85% ARENISCA 15% ARCILLA	0,16	0,96	1294
5450 – 5460	88% ARENISCA 12% ARCILLA	0,17	0,94	1356
5460 – 5470	73% ARENISCA 27% ARCILLA	0,12	0,94	772
5470 – 5480	92% ARENISCA 18% ARCILLA	0,2	0,84	1784
5480 – 5490	70% ARENISCA 30% ARCILLA	0,12	0,95	559
5490 – 5500	86% ARENISCA 14% ARCILLA	0,18	0,96	560
5500 – 5510	84% ARENISCA 16% ARCILLA	0,2	0,98	1100
5510 – 5520	34% ARENISCA	0,06	1	12,32

	66% ARCILLA			
5520 - 5530	76% ARENISCA 24% ARCILLA	0,14	0,93	683,12
5530 – 5540	33% ARENISCA 67% ARCILLA	0,04	0,96	328
5540 – 5550	66% ARENISCA 34% ARCILLA	0,11	0,99	84
5550 – 5560	88% ARENISCA 12% ARCILLA	0,15	0,92	524
5560 – 5570	79% ARENISCA 21% ARCILLA	0,13	1	174
5570 – 5580	94% ARENISCA 6% ARCILLA	0,17	0,86	933
5580 – 5590	81% ARENISCA 19% ARCILLA	0,08	0,95	115,4
5590 – 5600	81% ARENISCA 19% ARCILLA	0,03	1	21,08

5600 – 5610	64% ARENISCA 36% ARCILLA	0,06	1	130,4
----------------	-----------------------------------	------	---	-------

Y a manera de promedios se resumen los valores petrofísicos de la arena Napo U.

Tabla 3-33 Valores promedio de la petrofísica para la arena Napo U

Zona	Gross (ft)	Litología principal	Porosidad	Saturación de agua	Permeabilidad (mD)	Observación
Napo U	210	77% ARENISCA 23% ARCILLA	0,1343	0,95	668,79	La arena presenta mejores valores en comparación a la Napo T, sin embargo, cuenta con volúmenes de petróleo móvil considerables.

3.2.1.2. Isopropiedades

Se conoce que el espesor de la arena Napo T es de 120 ft mientras que para la arena U es de 210 ft, con estos valores de entrada y con el uso de las ecuaciones presentadas en el capítulo anterior, se estimaran los valores de índice de flujo e índice de almacenamiento.

Tabla 3-34 Isopropiedades de la arena Napo T en el pozo TMBE59

Arena	Espesor (ft)	Índice de almacenamiento (-)	Índice de flujo (-)

Napo T	120	16,12	33
--------	-----	-------	----

3.2.1.3. Condiciones mecánicas del pozo

Actualmente el pozo Tambococha E59 se mantiene como productor en el campo Tambococha por lo que cuenta con una completación que cumple con esta finalidad de la cual se puede resaltar la presencia de dos bombas de 56 etapas y el repunzonamiento del intervalo de 12 ft (4926' – 4938') en la arena M1.

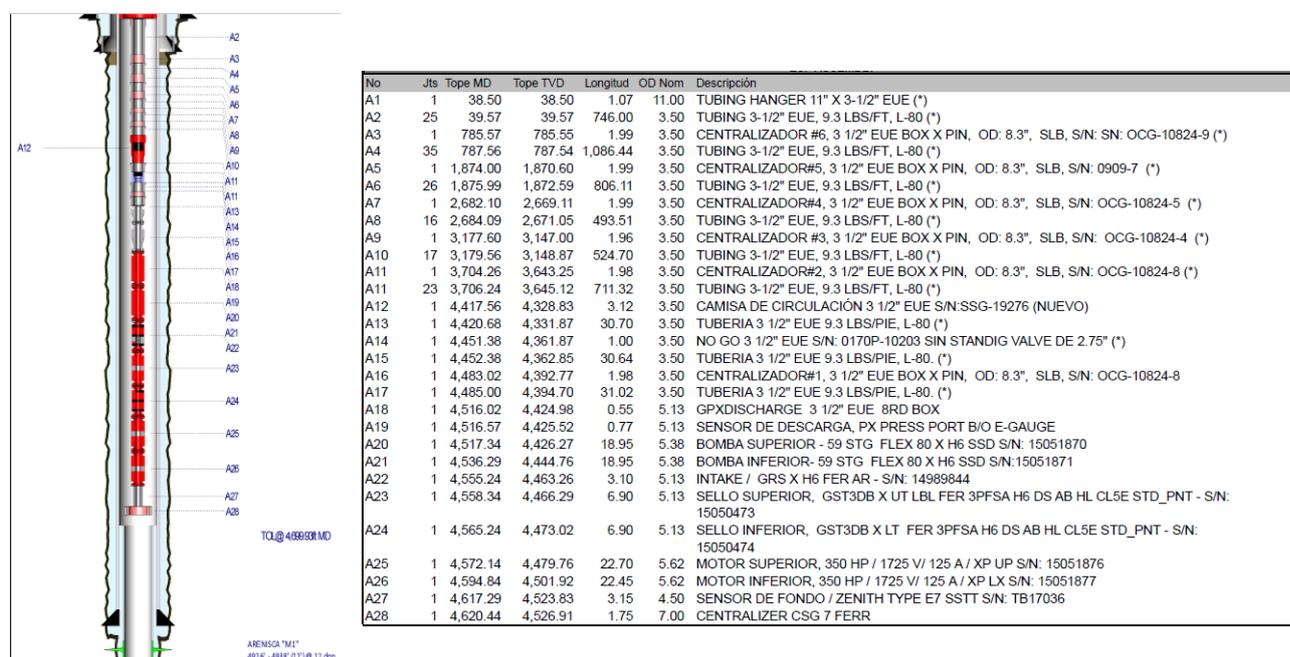


Figura 3-58 Esquema mecánico actual del pozo Tambococha E59

Al igual que en los pozos previamente estudiados, es necesario conocer la calidad del cemento entre el casing y la formación, por lo cual se recurre a los registros de CBL y VDL.

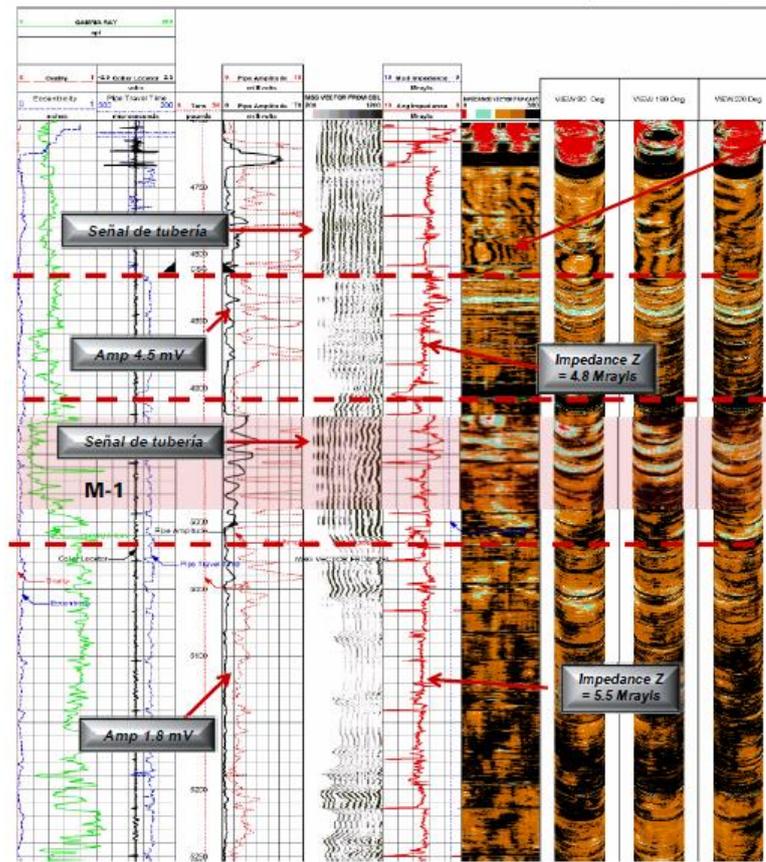


Figura 3-59 Registro de la calidad del cemento para la sección de 4700' a 5250' (contiene M1)

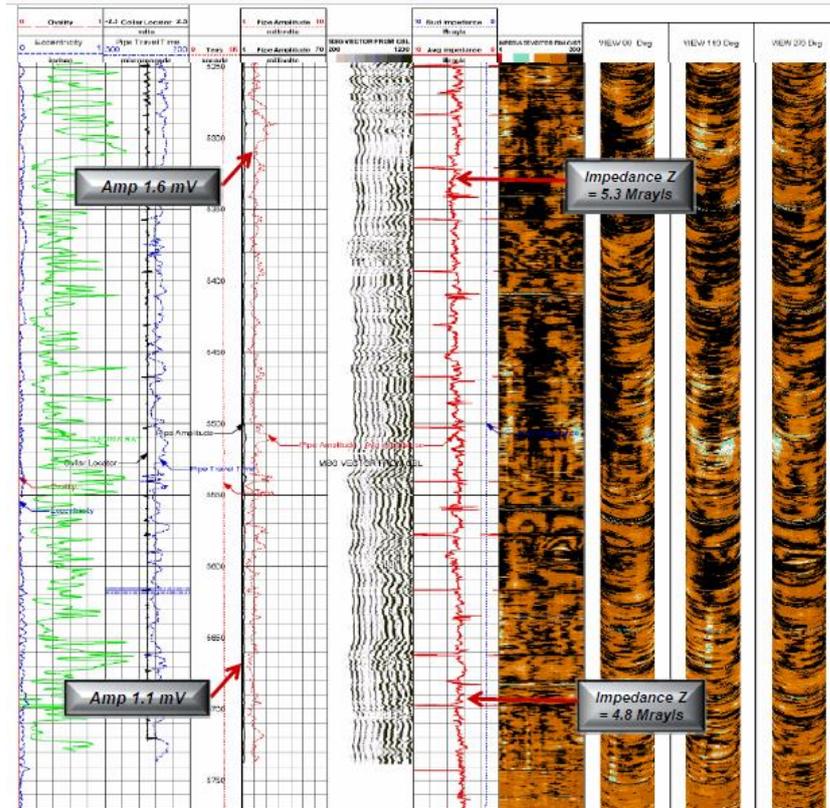


Figura 3-60 Registro de la calidad del cemento para la sección de 5250' a 5770' (contiene Napo U y Napo T)

Como se aprecia en el comportamiento del registro, para ambas secciones de análisis se puede observar un buen acoplamiento entre la tubería y el cemento, y entre el cemento y la formación.

La configuración de este pozo cuenta con un liner de 7" P-110 y 26 ppf a una profundidad de 5863'.

Para la ejecución de las operaciones de reinyección será necesario realizar un cambio en la completación del pozo, para esto se seguirá el siguiente proceso propuesto.

- I. Parar la producción
- II. Mover torre de reacondicionamiento
- III. Controlar el pozo
- IV. Pulling del equipo BES

V. Squeeze en la arena M1

Se sugiere un squeeze en la arena M1 (4840' – 5080') para sellar el intervalo productor de este pozo.

VI. Repunzonar arena Napo T

Se presenta como posibilidad realizar un repunzonamiento dentro de la arena T en el intervalo que mayor homogeneidad presenta en sus parámetros petrofísicos, este intervalo comprende desde 5610' hasta 5660' (50 ft).

VII. Bajar BHA de reinyección

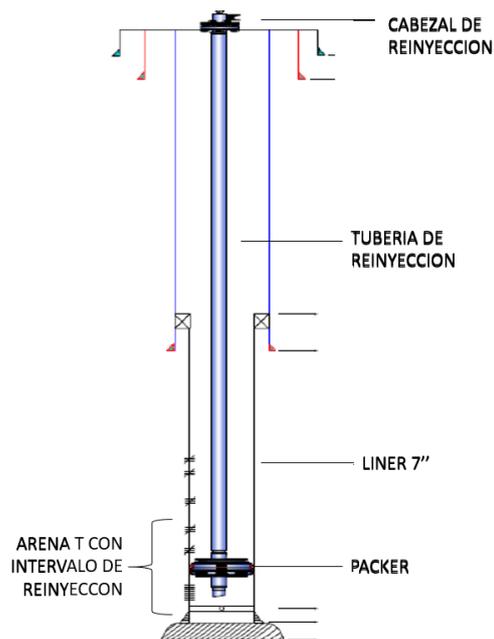


Figura 3-61 Completación sugerida para el pozo TMBE059

3.2.1.4. Operación de reinyección

Experiencias previas han permitido determinar que la perforación de un pozo genera aproximadamente 20584,46 BBL, previamente se sabe que dentro del bloque 43 se tiene previsto perforar 38 pozos nuevos entre

Tambococha e Ishpingo el volumen total a reinyectar sería de 782209.48 BBL.

Tomando como referencia la reinyección realizada en los pozos TMBD002 y TMBD006 se establecerá una relación de cuanto es en porcentaje la capacidad de recepción real de los pozos en el campo de Tambococha con las ecuaciones mostradas en el capítulo anterior.

3.2.1.4.1. Capacidad de recepción teórica del pozo TMBD-002

$$r = 197,21 \text{ ft}$$

$$h = 223,29 \text{ ft}$$

$$A = \pi * 197,21 \text{ ft}^2 = 122.182,14 \text{ ft}^2$$

$$V = \frac{(122.182,14 \text{ ft}^2)(223,29 \text{ ft}) * (0,18 \text{ bbl})}{1 \text{ ft}^3} = 4'910.769,007 \text{ bbl}$$

$$V_t = (4'910.769,007 \text{ bbl}) * 0,196 * 1$$

$$V_t = 962.510,72 \text{ bbl}$$

Este resultado será comparado con el hallado en las simulaciones para obtener el porcentaje de error en los resultados.

$$V_{sim} = 1'070.000 \text{ bbl}$$

$$\%Vt = \frac{962.510,72 \text{ bbl}}{1'070.000 \text{ bbl}} * 100\%$$

$$\% = 89,95\%$$

3.2.1.4.2. Capacidad de recepción teórica del pozo TMBD-006

$$r = 177,5, ft$$

$$h = 192,57 ft$$

$$A = \pi * (177,5ft)^2 = 98979,8 ft^2$$

$$V = \frac{(98979,8 ft^2)(192,57 ft) * (0,18 bbl)}{1ft^3} = 3430897,215 bbl$$

$$V_t = (3430897,215 bbl) * 0,255 * 0,998$$

$$V_t = 873129,03 bbl$$

Este resultado será compara con el hallado en las simulaciones para obtener el porcentaje de error en los resultados.

$$V_{sim} = 670000 bbl$$

$$\%Vt = \frac{670000 bbl}{873129,03 bbl} * 100\%$$

$$\% = 77,4\%$$

Con estos cálculos se estiman promedios en los errores del método.

Tabla 3-35 Promedio de los datos para el cálculo de volumen de recepción

Pozo	Longitud de fractura	Volumen de recepción teórico	Volumen de recepción real	Porcentaje de error
TMBD-002	197,21	962510,72 BBL	1070000	89,95%

TMBD-006	177,5	864655,43 BBL	670000 BBL	77,4%
PROMEDIO	187,35			83,67%

Para el caso del pozo TMBE-059 se ingresaron los datos correspondientes a espesor total (120 ft), saturación de agua (99%) y porosidad (10,65%), para el caso de la longitud de la fractura se consideró los resultados de simulaciones en otros pozos a una tasa de 4 BPM y concentración de sólidos de un 15% teniendo como valor (187,35 ft), estos valores son ingresados en las fórmulas expuestas en el capítulo anterior y con el porcentaje de error se determina un rango estimado para la capacidad de recepción real del pozo TMBE-059.

$$A = \pi * (187,5)^2$$

$$A = 110446,62 \text{ ft}^2$$

$$V_{rt} = \frac{A * h * S_w * \emptyset}{5,61}$$

$$V_{rt} = \frac{110446,62 * 120 * 0,99 * 0,1065}{5,61}$$

$$V_{rt} = 249089,6$$

La capacidad de recepción para el pozo TMBE-059 se encuentra entre el siguiente rango:

$$V_{min} = 208425,72 \text{ BBL}$$

$$V_{max} = 289753,47 \text{ BBL}$$

El cálculo inicial indicaba que se podrían generar aproximadamente 782209 BBL de desechos, por lo que el pozo TMBE59 solo sería capaz de cubrir un 37% de la demanda.

3.2.1.5. Análisis de costos

Tabla 3-36 Costos asociados a servicios de geociencias para la conversión de un pozo productor a reinyector

Costos de Geociencias (Reservorios y Yacimientos)		
Ítem	Valor (USD)	Actividad
Geofísica	50.000	Reprocesamiento sísmica.
Geología	50.000	Análisis estructural, petrofísico y geológico.
Reservorista	50.000	Modelo de simulación del sistema de reinyección.
Total	150.000	

Tabla 3-37 Costo de workover para la conversión de un pozo productor a reinyector

Costos Estimados por Workover y Completación de pozos	
Servicio	Inversión (\$)
Movimiento de la torre	15.000
Trabajo de la torre	199.500
Supervisión y Transporte	110.000
Químicos	75.000
Unidad de Slick Line	20.000
Registros y punzados	300.000
Equipo de fondo y superficie	489.000
Herramientas varias	65.000
Ariete computarizado	26.810
Vacum	12.000
MTU	25.000
Tenaris THS BLUE	202.690

Tratamiento ácido	45.000
Cabezal	5.000
TOTAL	1.590.000

Se conoce que por cada pozo perforado el tiempo a reinyectar los efluentes generados por el mismo es de 85,76 horas, además conociendo que este pozo solo admitiría rípios de máximo 14 pozos, el tiempo total de reinyectar efluentes generados es.

$$Tt = 14 * 85,76h = 1200.64 \text{ horas}$$

El tiempo en día operacionales es por lo tanto es de 51 días, y asumiendo el mismo precio de las tarifas operacionales presentadas previamente, el costo por reinyectar los 14 pozos en proyecto es el siguiente.

$$\text{Costo reinyección} = 51 * \$ 38745.22 = \$1976006,22$$

Es importante recalcar que estos cálculos se hacen asumiendo que no se presenten complicaciones en las operaciones y secuencias de reinyección estrictamente continuas, por lo que los valores reales tenderán a variar.

3.2.2. Pozo Tambococha B68

El pozo Tambococha B68 es un pozo direccional tipo J que tiene una profundidad total de 6540,77 ft MD / 5821,77 TVD, alcanzando una máxima desviación de 30,2°. El pozo más cercano es TMBB-001, ubicado a 2152,23 ft al oeste.

Inicialmente este pozo contaba con una producción de 713 bpd con un corte de agua de 78,5%, sin embargo, para el año 2020 el pozo tendrá un corte de agua de aproximadamente un 90 %, y dos años después se estima que alcanzará hasta casi un 100% de producción de agua. Esta predicción de la producción se ve reflejado en el comportamiento del pozo hasta actuales fechas.

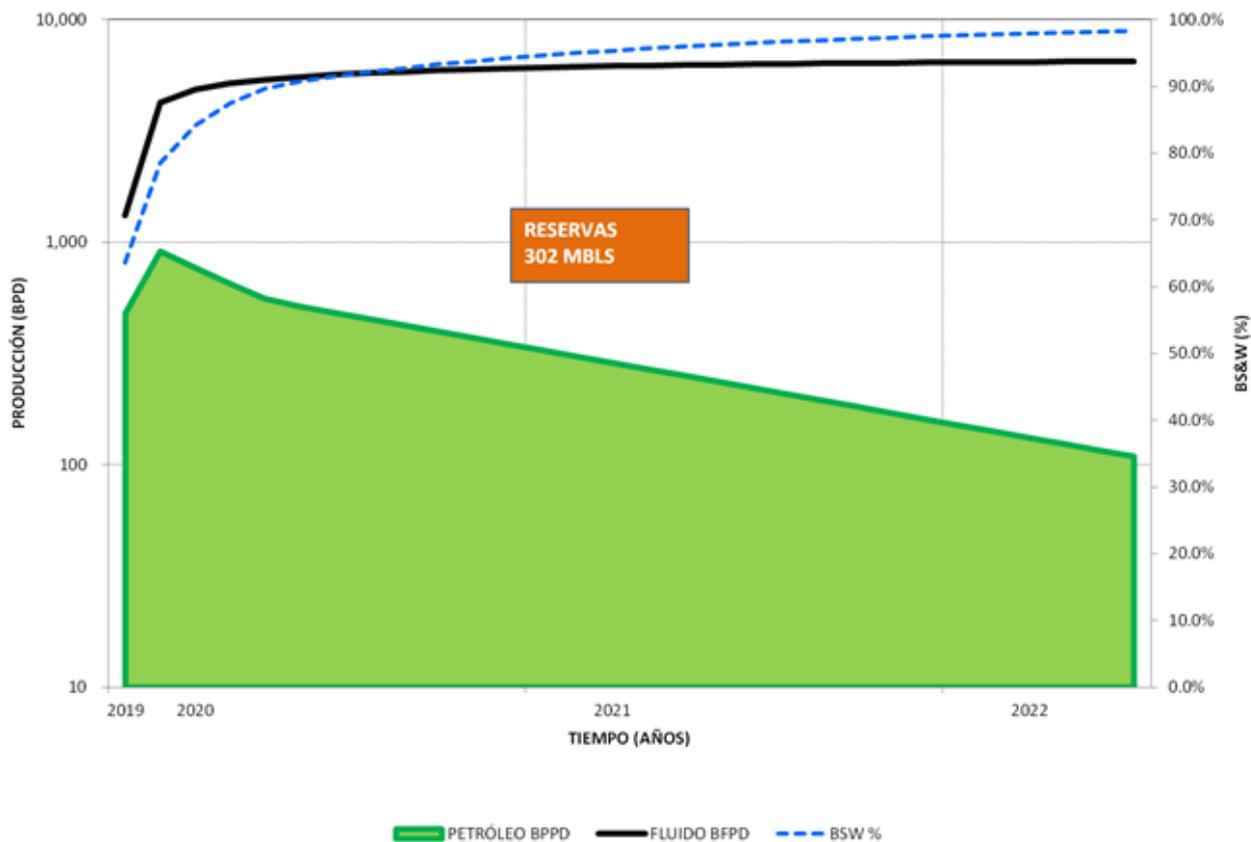


Figura 3-62 Perfil de producción pozo TMBB 68

Tabla 3-38 Historial de producción pozo TMBB 68

Fecha	Total, de fluido (BPD)	Petróleo (BPD)	Gas (BPD)	Agua (BPD)	Bsw (%)
11/11/2019	774	116	13	658	85
12/11/2019	773	587	13	186	24,1
13/11/2019	1012	617	13	395	39
14/11/2019	1001	410	13	591	59
15/11/2019	1001	210	13	791	79

16/11/2019	1209	242	13	967	80
18/11/2019	1312	262	13	1050	80
24/11/2019	1415	269	13	1146	81
26/11/2019	1449	246	13	1203	83
27/11/2019	1449	232	12	1217	84
1/12/2019	2056	288	12	1768	86
10/12/2019	2210	309	12	1901	86
11/12/2019	2210	287	12	1923	87
12/12/2019	2269	295	12	1974	87
20/12/2019	2394	287	15	2107	88
21/12/2019	2374	285	15	2089	88
23/12/2019	2423	242	15	2181	90

A continuación, se presenta los topes, bases y espesores de cada una de las arenas presentes en el pozo.

Tabla 3-39 Topes y bases de las arenas pozo TMBB 68

Arenas	Tope (ft mD)	Base (ft mD)	H (ft)
ARENA M1	5345	5650	325
ARENA M2	5830	5895	65
ARENA U	5900	6172	272
ARENA T	6200	6440	240

3.2.2.1. Análisis petrofísico

Con la evaluación petrofísica se pudo determinar los valores de mayor interés cada 10 ft de espesor para la arena T y la arena U.

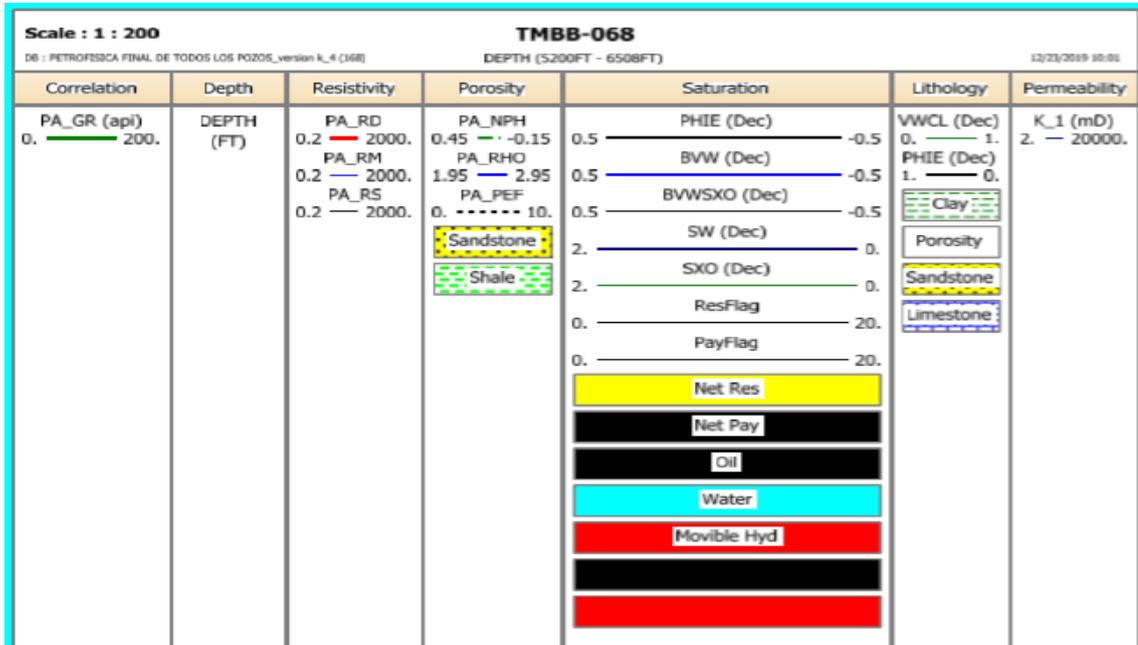


Figura 3-63 Cabecera de la evaluación petrofísica pozo TMBB 68

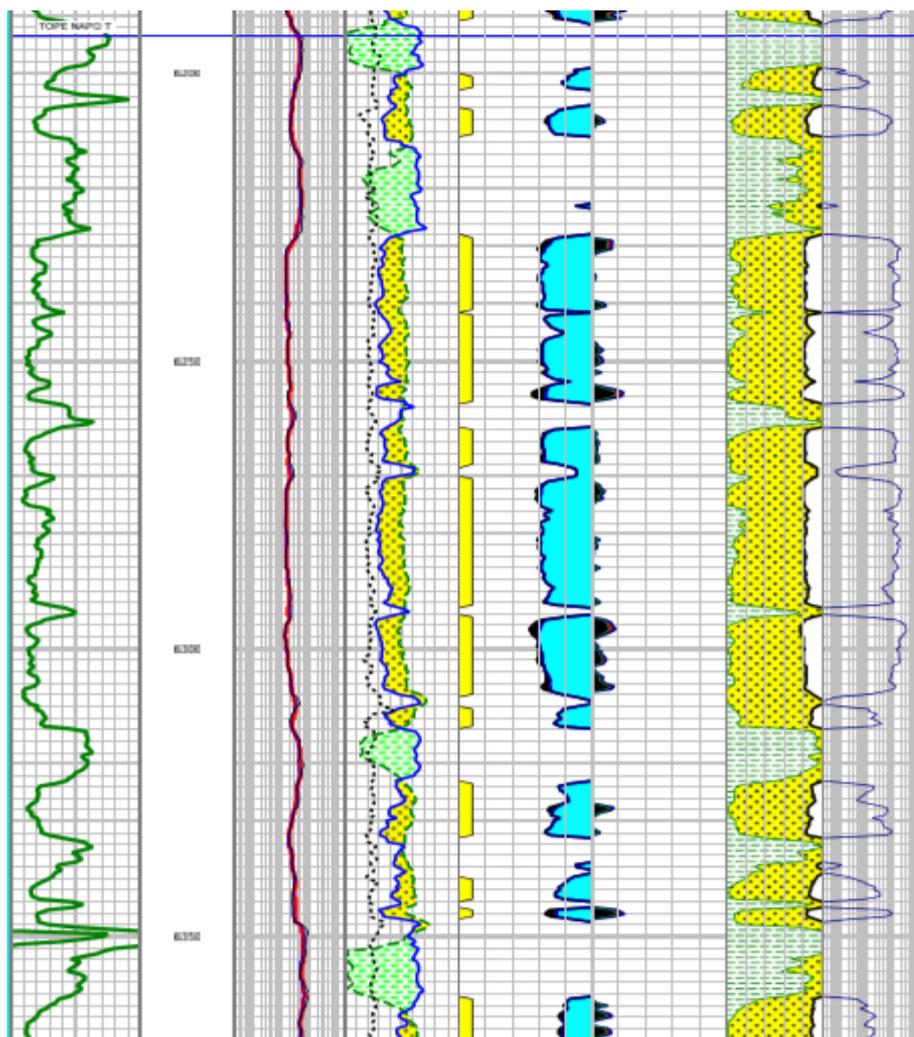


Figura 3-64 Evaluación Petrofísica del pozo TMBB 68 Arena T

Tabla 3-40 Resultados de la evaluación petrofísica del pozo TMBB 68 Arena T

Intervalo (ft)	GR (0 – 200)	Resistividad (0,2 – 2000)	Litología	Porosidad (0 -1) dec	Saturación de agua (0 - 1) dec	Permeabilidad (2 – 20000) mD
6200	70	128	75% ARENISCA 25% ARCILLA	0,08	100%	20
6210	40	56	90% ARENISCA	0,175	99%	128

			10% ARCILLA			
6220	110	164	18% ARENISCA 82% ARCILLA	0	100%	0
6230	40	56	92% ARENISCA 10% ARCILLA	0,19	87%	4000
6240	45	56	85% ARENISCA 15% ARCILLA	0,21	90%	3500
6250	25	56	99% ARENISCA 1% ARCILLA	0,2	92%	3800
6260	90	70	7% ARENISCA 93% ARCILLA	0	100%	0
6270	60	70	78% ARENISCA 12% ARCILLA	0,07	100%	50
6280	60	46	87% ARENISCA 13% ARCILLA	0,18	99%	2000
6290	35	40	92% ARENISCA 8% ARCILLA	0,175	100%	1280

6300	28	50	98% ARENISCA 2% ARCILLA	0,2	98%	2900
6310	35	128	90% ARENISCA 10% ARCILLA	0,07	100%	40
6320	115	164	7% ARENISCA 93% ARCILLA	0	99%	0
6330	25	92	90% ARENISCA 10% ARCILLA	0,175	99%	370
6340	60	90	80% ARENISCA 20% ARCILLA	0,15	100%	116
6350	150	175	0% ARENISCA 100% ARCILLA	0	100%	0
6360	100	180	30% ARENISCA 70% ARCILLA	0	99%	0
6370	20	175	97% ARENISCA 3% ARCILLA	0,16	99%	128
6380	40	92	90% ARENISCA	0,18	100%	560

			10% ARCILLA			
6390	140	100	8% ARENISCA 92% ARCILLA	0	100%	0
6400	90	100	80% ARENISCA 20 % ARCILLA	0,3	60%	5500
6410	28	36	99% ARENISCA 1% ARCILLA	0,22	90%	3800
6425	60	46	95% ARENISCA 5% ARCILLA	0,2	95%	2800

A continuación, se aprecia los resultados promedios de las diferentes propiedades consideradas para la evaluación de selección de la arena a reinyectar.

Tabla 3-41 Resultados promedio de la evaluación petrofísica del pozo TMBB 68 Arena T

Arena	Gr	Resistividad	Litología	Porosidad	Saturación	Permeabilidad
T	63,7 3	94,34	69% ARENISC A 31% ARCILLA	0,1726	95,91	1821,29

El intervalo seleccionado para la realizar la reinyección dentro de la arena T como se ve resaltado en la tabla es 6270ft a 6310ft MD, después se procedió a realizar el mismo análisis para la arena Napo U.

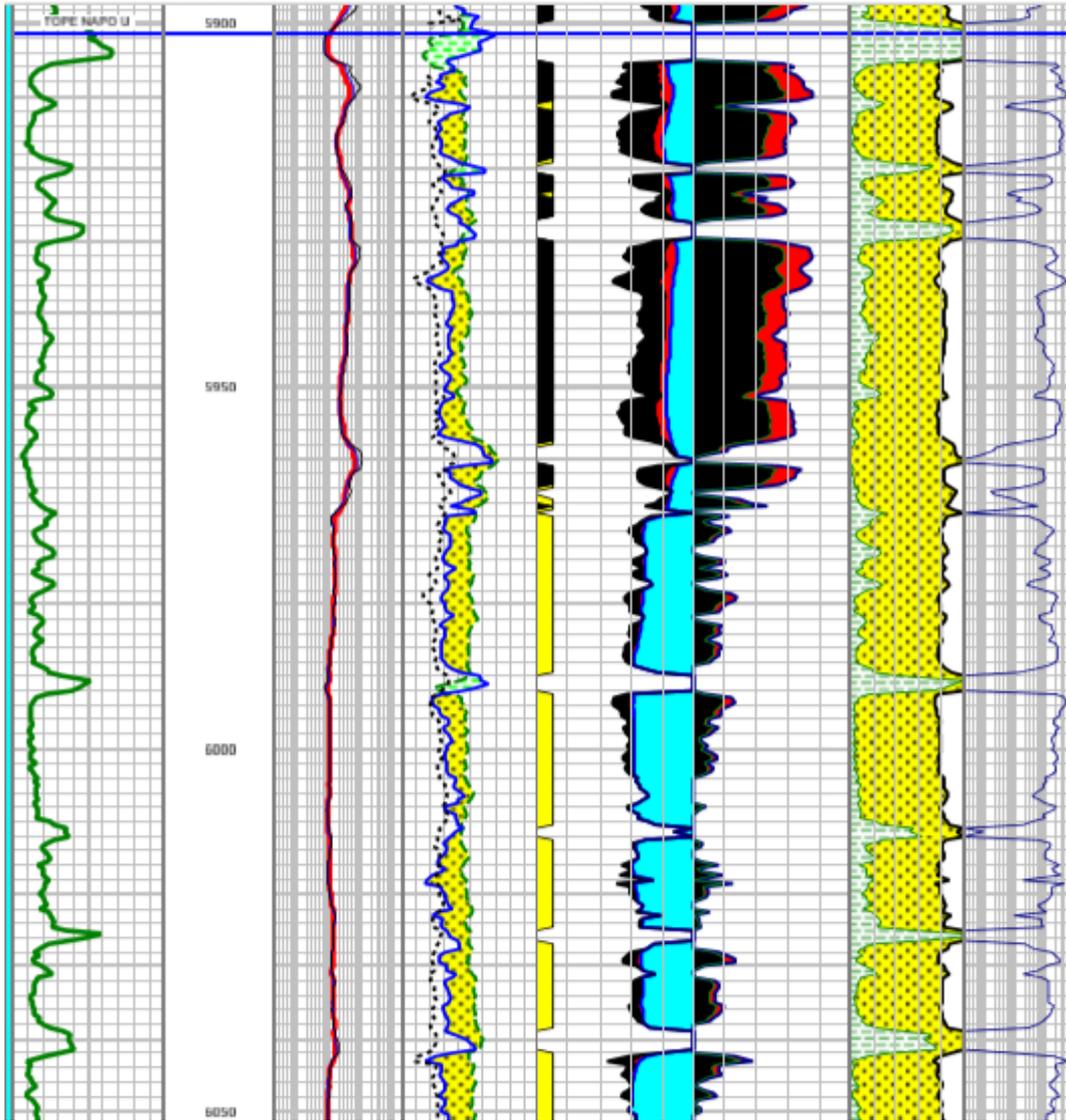


Figura 3-65 Evaluación Petrofísica del pozo TMBB 68 Arena U

Tabla 3-42 Resultados de la evaluación petrofísica del pozo TMBB 68 Arena U

Intervalo (ft)	Litología	Porosidad	Saturación	Permeabilidad
5900	50% ARENISCA 50% ARCILLA	0,1	60%	20
5910	80% ARENISCA 20% ARCILLA	0,275	27%	16400

5920	28% ARENISCA 72% ARCILLA	0	100%	0
5930	60% ARENISCA 40% ARCILLA	0,175	60%	200
5940	90% ARENISCA 10% ARCILLA	0,19	40%	1820
5950	85% ARENISCA 15% ARCILLA	0,2	50%	2000
5960	99% ARENISCA 1% ARCILLA	0,04	100%	18
5970	92% ARENISCA 8% ARCILLA	0,21	77%	4000
5980	95% ARENISCA 5% ARCILLA	0,21	77%	3000
5990	60% ARENICA 40% ARCILLA	0,1	100%	200
6000	98% ARENISCA 2% ARCILLA	0,21	93%	3600
6010	80% ARENISCA	0,18	100%	1640

	20% ARCILLA			
6020	88% ARENISCA 12% ARCILLA	0,2	90%	3800
6030	90% ARENISCA 10% ARCILLA	0,19	77%	5600
6040	35% ARENISCA 65% ARCILLA	0	100%	0
6050	90% ARENISCA 10% ARCILLA	0,2	98%	3900
6060	97% ARENISCA 3% ARCILLA	0,175	99%	560
6070	90% ARENISCA 10% ARCILLA	0,22	90%	9000
6080	93% ARENISCA 7% ARCILLA	0,2	90%	4000
6090	20% ARENISCA 80% ARCILLA	0	100%	0
6100	88% ARENISCA	0,17	99%	500

	12% ARCILLA			
6110	90% ARENISCA 10% ARCILLA	0,19	90%	1640
6120	83% ARENISCA 17% ARCILLA	0,175	98%	1640
6130	10% ARENISCA 90% ARCILLA	0,02	100%	1280
6140	87% ARENISCA 13% ARCILLA	0,19	97%	2000
6150	70% ARENISCA 30% ARCILLA	0,175	99%	20
6160	81% ARENISCA 19% ARCILLA	0,18	99%	1640

La siguiente tabla muestra los resultados promedios de las características planteadas.

Tabla 3-43 Resultados promedio de la evaluación petrofísica del pozo TMBB 68 Arena U

Arena	Litología	Porosidad	Saturación	Permeabilidad
U	75% ARENISCA 25% ARCILLA	0,1546	85,55%	2536,22

La arenisca Napo U presenta mejores valores en comparación a la Napo T, en su litología, porosidad y permeabilidad, sin embargo, cuenta con volúmenes de petróleo móvil considerables.

3.2.2.2. Isopropiedades

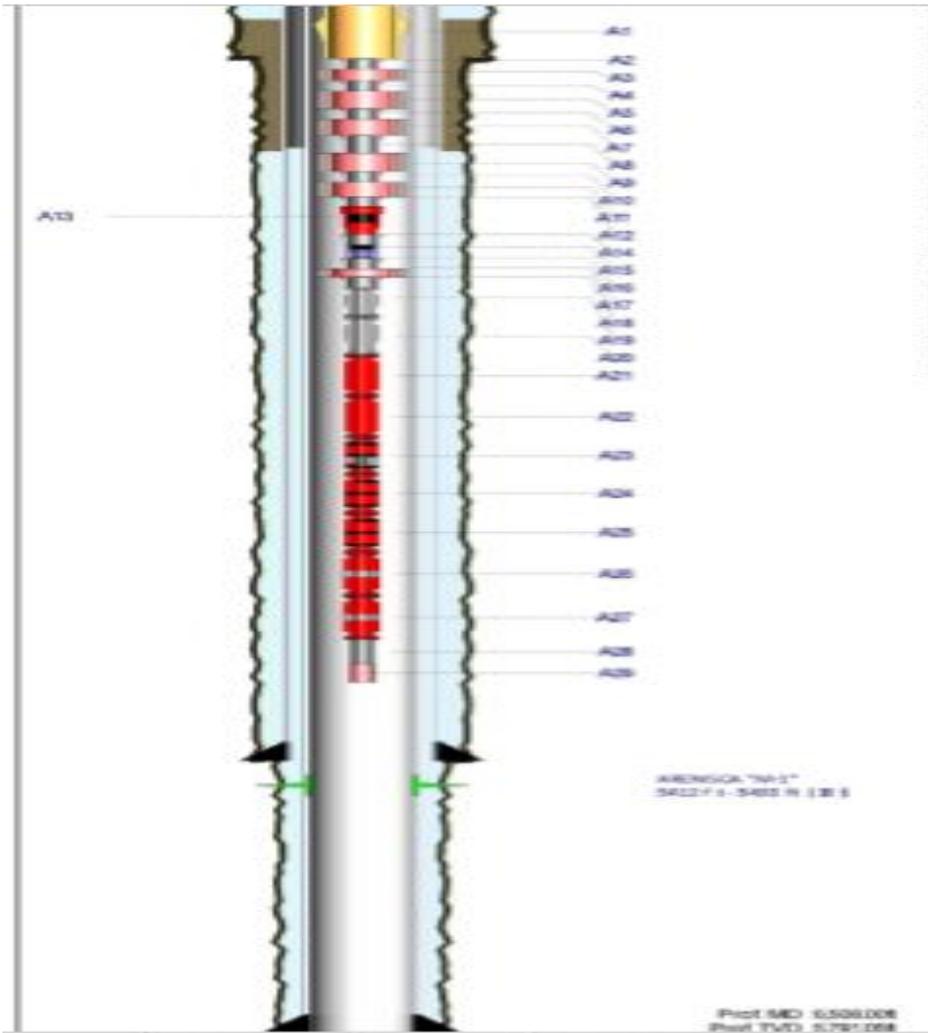
Se conoce que el espesor de la arena Napo T es de 225 ft, con estos valores de entrada y con el uso de ecuaciones presentadas en el capítulo anterior, se determinaron los valores de índice de flujo e índice de almacenamiento.

Tabla 3-44 Isopropiedades para la arena T del pozo TMBB68

Arena	Espesor (ft)	Índice de almacenamiento (-)	Índice de flujo (-)
Napo t	225	38,84	0,35

3.2.2.3. Condiciones mecánicas del pozo

Hoy en día el pozo Tambococha B68 es un pozo productor ubicado en el campo Tambococha, el cual, tiene una completación que cumple con esta finalidad, en la que se puede apreciar la presencia de dos bombas, la superior de 44 etapas y la inferior de 59, el cañoneo en el intervalo de la arena M1 es de 18 ft.



ESP ASSEMBLY						
No	Jts	Topo MD	Topo TVD	Longitud	OD Nom	Descripción
A1	1	36.60	36.60	1.00	11.00	11" x 3-1/2" EUE TUBING HANGER
A2	12	37.60	37.60	365.16	3.50	3-1/2" EUE TUBING, 9.30 LB / FT, L-80, CLASE "A"
A3	1	402.76	402.75	2.01	8.31	8.3" x 3-1/2" CENTRALIZADOR, S/N: OCG10988-10
A4	34	404.77	404.76	1,034.49	3.50	3-1/2" EUE TUBING, 9.30 LB / FT, L-80, CLASE "A"
A5	1	1,439.26	1,416.35	2.01	8.31	8.3" x 3-1/2" CENTRALIZADOR, S/N: OCG10872-10
A6	28	1,441.27	1,418.22	856.41	3.50	3-1/2" EUE TUBING, 9.30 LB / FT, L-80, CLASE "A"
A7	1	2,297.68	2,169.74	1.99	8.31	8.3" x 3-1/2" CENTRALIZADOR, S/N: OCG10872-8
A8	63	2,299.67	2,171.42	1,926.77	3.50	3-1/2" EUE TUBING, 9.30 LB / FT, L-80, CLASE "A"
A9	1	4,226.44	3,820.15	1.98	8.31	8.3" x 3-1/2" CENTRALIZADOR, S/N: OCG11009-10
A10	22	4,228.42	3,821.86	675.56	3.50	3-1/2" EUE TUBING, 9.30 LB / FT, L-80, CLASE "A"
A11	1	4,903.98	4,396.38	2.00	8.31	8.3" x 3-1/2" CENTRALIZADOR, S/N: OCG-11009-9
A12	5	4,905.98	4,398.08	153.12	3.50	3-1/2" EUE TUBING, 9.30 LB / FT, L-80, CLASE "A"
A13	1	5,059.10	4,529.03	3.13	3.50	CAMISA 3-1/2" EUE, TIPO "L", S/N: SSG-19313 (NUEVA)
A14	1	5,062.23	4,531.69	30.72	3.50	3-1/2" EUE TBG, 9.30 LB / FT, L-80, CLASE "A"
A15	1	5,092.95	4,557.87	1.00	3.50	3-1/2" NO-GO, S/N: 037-OP-10203 (NUEVO) SIN STD VALVE 2.75"
A16	1	5,093.95	4,558.72	30.73	3.50	3-1/2" EUE TBG, 9.30 LB / FT, L-80, CLASE "A"
A17	1	5,124.68	4,584.91	1.96	8.31	8.3" x 3-1/2" CENTRALIZADOR, S/N: OCG-11009-8
A18	1	5,126.64	4,586.58	30.39	3.50	3-1/2" EUE TBG, 9.30 LB / FT, L-80, CLASE "A"
A19	1	5,157.03	4,612.47	0.55	5.38	GPXDISCHARGE 3 1/2" EUE, SERIE: 513
A20	1	5,157.58	4,612.94	0.77	5.38	DESCARGA GPRESS PORT B/O E-GAUGE, SERIE: 513
A21	1	5,158.35	4,613.60	14.44	5.38	BOMBA SUPERIOR FLEX SSDH6, 44 ETAPAS, SERIE: 538, S/N: 15085842
A22	1	5,172.79	4,625.92	18.95	5.13	BOMBA INFERIOR FLEX SSDH6, 59 ETAPAS, SERIE: 538, S/N: 15085841
A23	1	5,191.74	4,642.10	3.25	5.13	SEPARADOR DE GAS, GSHVRXH6FER, SERIE: 538, S/N: 14998622
A24	1	5,194.99	4,644.88	6.90	5.40	PROTECTOR SUPERIOR GST3DBH6GHLPPFSALT, SERIE: 513, S/N: 15091427
A25	1	5,201.89	4,650.78	6.90	5.40	PROTECTOR INFERIOR GST3DBH6GHLPPFSALT, SERIE: 513, S/N: 15091414
A26	1	5,208.79	4,656.69	22.71	5.60	MOTOR SUPERIOR SERIE: 562 XPL, 300 HP, 1480 V, 125 A, S/N: 14866694
A27	1	5,231.50	4,676.14	22.45	5.60	MOTOR INFERIOR SERIE: 562 XPL, 300 HP, 1480 V, 125 A, S/N: 14849855
A28	1	5,253.95	4,695.39	3.16	4.50	SENSOR ZENITHE7, SERIE: 375, S/N: 15035033
A29	1	5,257.11	4,698.10	1.57		CENTRALIZADOR CASING 7"

Figura 3-66 Configuración mecánica actual pozo TMBB 68

De igual manera, hay que conocer la calidad de cemento entre el casing y la formación, por lo cual se acude a los registros CBL y VDI.

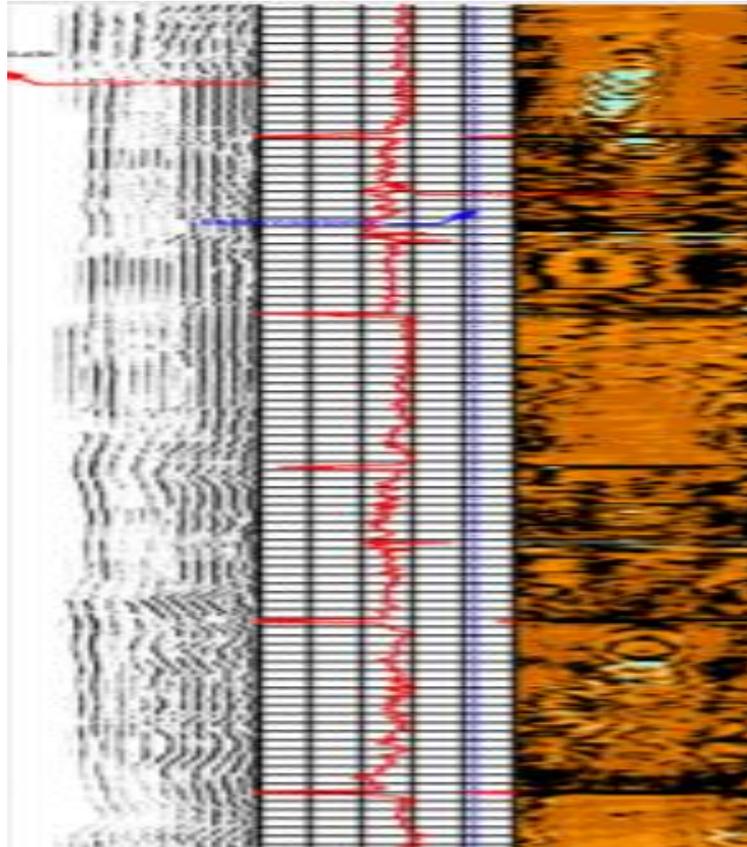


Figura 3-67 Registro de cemento pozo TMBB 68 Arena T

La amplitud promedio en la arena T es de 8,7mv que indica un buen cemento, existe buena adherencia entre el casing y el cemento cuando la señal acústica resulta atenuada, como se aprecia no existe una clara atenuación en la traza del micro sismograma MSG, más bien se presenta por partes arribos de tubería, por lo que se concluye que el acople entre tubería y cemento es regular. El registro CAST muestra un valor de impedancia promedio de 4,5 Mrayl, el mapa muestra colores regularmente oscuros-claros que señala aproximadamente un 90% de cemento compactado y el resto está contaminado o hay fluido.

Para la ejecución de las operaciones de reinyección, es necesario realizar un Workover, se cambiará la completación de un pozo productor a un pozo reinyector que se fundamentará en el siguiente procedimiento general:

- I. Parar la producción.
- II. Mover la torre de reacondicionamiento.
- III. Controlar el pozo.
- IV. Pulling del equipo BES
- V. Squeeze en la arena M1.

La cementación forzada se la realiza en el intervalo en el cual fue disparado el pozo para producir su zona petrolífera, es de 5412 a 5430f, se cementará un total de 18 ft de la arenisca M1.

- VI. Cañonear el intervalo seleccionado en la arena T

Los disparos se van a realizar en el intervalo seleccionado, de 5270 a 6310 ft MD, un intervalo de 18ft.

- VII. BHA pozo reinyector.

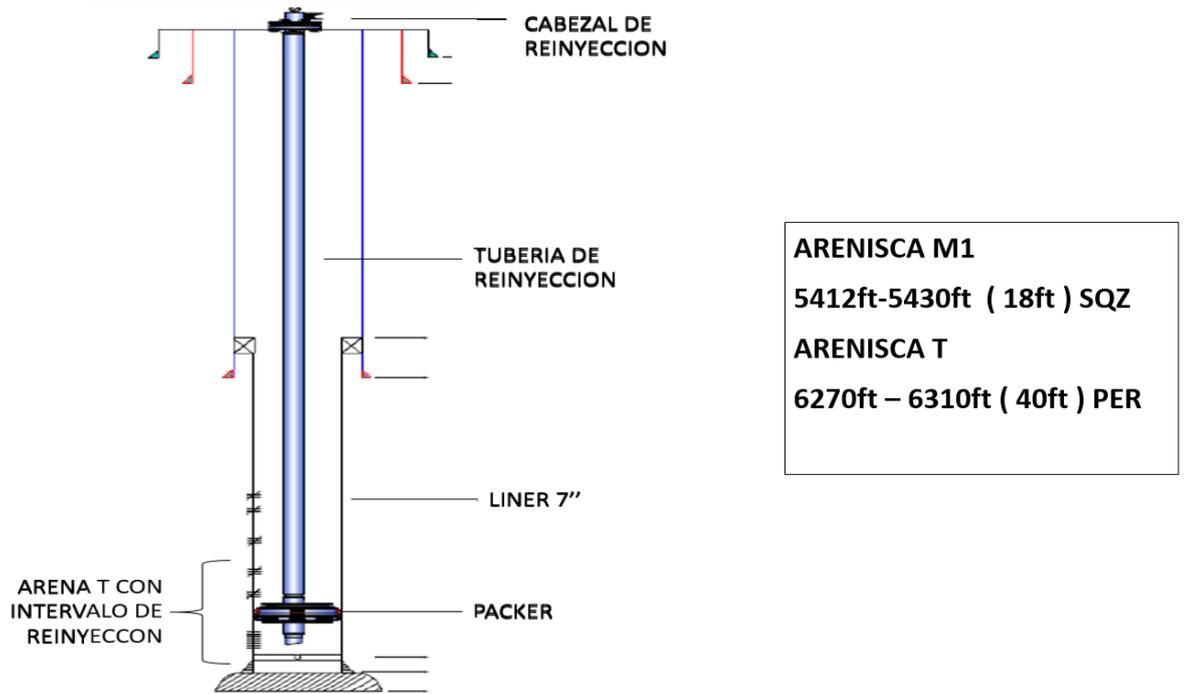


Figura 3-68 BHA sugerido para el pozo reinyector

3.2.2.4. Operación de reinyección

Para este análisis se tomaron en cuenta los valores referenciales calculados en el pozo TMBE59 (tabla 3-35) y los datos correspondientes al espesor total de la arena (240 ft), saturación de al agua (100%) y porosidad (19,6%), para la longitud de fractura se seleccionó los resultados de las simulaciones en otros pozos del mismo campo Tambococha a una tasa de 4 BPM y concentración de solidos de un 15% teniendo como valor 187,35 ft)

Tabla 3-45 Volúmenes de recepción teóricos y reales para los pozos reinyectores TMBD-002 y TMBD-006

Pozo	Longitud de fractura	Volumen de recepción teórico	Volumen de recepción real	Porcentaje de error
TMBD-002	197,21	962510,72 BBL	1070000	89,95%

TMBD-006	177,5	864655,43 BBL	670000 BBL	77,4%
PROMEDIO	187,35			83,67%

$$r = 187,35 \text{ ft}$$

$$h = 240 \text{ ft}$$

$$A = \pi * 187,35 \text{ ft}^2 = 110.269,97 \text{ ft}^2$$

$$V = \frac{(110.269,97 \text{ ft}^2)(240 \text{ ft}) * (0,18 \text{ bbl})}{1 \text{ ft}^3} = 4'763.662 \text{ bbl}$$

$$V_t = (4'763.662,70 \text{ bbl}) * 0,1726 * 0,95$$

$$V_t = 781.097,77 \text{ bbl}$$

Y con el porcentaje de efectividad de los cálculos teóricos se establece el rango para la capacidad de almacenamiento.

$$V_{tmax} = 908.651,03 \text{ bbl}$$

$$V_{min} = 653.544,17 \text{ bbl}$$

El rango de capacidad de recepción de la arena T para la reinyección de efluentes está entre 653.544,17 y 908.651,03 barriles.

Teniendo en cuenta los 782209 BBL de desechos que se podrían generar, el pozo TMBB68 s sería capaz de cubrir toda la demanda de reinyección y dejando un 14% de capacidad remanente.

3.2.2.5. Análisis de costos

Los costos asociados a workover no varían respecto al pozo TMBE59, por lo que se tomarán directamente dichos valores para este pozo.

En este pozo se determinó que tiene la capacidad de almacenar todos los ripsos generados en la presente campaña de perforación, por lo que teniendo en cuenta el tiempo promedio de 85,76 horas y los 38 pozos a tratar, el tiempo total de reinyectar efluentes generados es.

$$Tt = 38 * 85,76h = 3258,88 \text{ horas}$$

El tiempo en día operacionales es por lo tanto es de 136 días, y asumiendo el mismo precio de las tarifas operacionales presentadas previamente, el costo por reinyectar los 38 pozos en proyecto es el siguiente.

$$\text{Costo reinyección} = 136 * \$ 38745.22 = \$5269349,92$$

Al igual que en el pozo anterior, estos precios están sujetos a condiciones normales y estrictamente continuas de reinyección, por lo que los valores reales van a variar.

3.3. Análisis económico de la aplicación de la reinyección de ripsos

Actualmente los costos totales asociados a la reinyección de ripsos se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 3-46 Costos totales de reinyección de ripsos de un pozo

Costos por reinyección	
Tarifa de reinyección por pozo	250000 por pozo
Costo de reinyección de 1 pozo	250000
IVA (12%)	30000
Workover	1740000
Total	2020000

De igual manera se hace el cálculo para los costos pertinentes al uso de gestor ambiental:

Tabla 3-47 Costos totales de uso de gestor ambiental de rípios de un pozo

Costos por gestor ambiental	
Tarifa por metro cubico de desechos	152,88 por m3
Costo por deposición de un pozo (3400 m3)	519792
IVA (12%)	62375
Financiamiento (6.37%)	33111
Facilidades provisionales	3000000
Total	3615278

3.3.1. Análisis costo-beneficio

En primer lugar, con los valores totales tanto de reinyección como de gestor ambiental se determina el ahorro (utilidad) del proyecto con la ecuación 2.16.

$$Utilidad = 3615278 - 2020000$$

$$Utilidad = 1595278$$

Con este valor calculado y con el uso de la ecuación 2.17 se calcula la rentabilidad de aplicar la reinyección de rípios para el primer pozo perforado:

$$Rentabilidad = \frac{1595278}{2020000} * 100$$

$$Rentabilidad = 79\%$$

Cabe recalcar que este primer calculo obedece al primer pozo que se reinyectaría dentro del bloque, puesto que a partir de ese momento se eliminan

los costos de workover y de instalaciones provisionales, por los que los costos se reducirían a los siguientes valores:

Tabla 3-48 Costos totales por manejo de ripsos a partir del segundo pozo

Costos unitarios a partir del segundo pozo perforado	
Costo por reinyección	280000
Costo por gestor	615278

Con estos costos se obtiene que la utilidad a partir del segundo pozo tratado sería de \$335278, realizando el cálculo para la mitad de la campaña de perforación (18 pozos) se tendría una utilidad total de **\$6035004**, esto a su vez se traduce a una rentabilidad total de **119%** por todo el proyecto aplicado.

3.3.2. Punto de equilibrio

Con el uso de la ecuación de 2.18 se determina el tiempo que tomaría recuperar la inversión, para esto se utilizaran los valores de la reinyección a partir del segundo pozo, es decir, costos por reinyección de \$280000 y la utilidad de \$335278.

$$Punto\ de\ equilibrio = \frac{280000}{335278} * 12$$

Dando un punto de equilibrio a los 10 meses de haber iniciado el proyecto.

CAPÍTULO 4

4. Conclusiones y recomendaciones

La tecnología CRI es nueva en Ecuador, empleada por primera vez en el campo Apaika Nanke, que se lo ejecutó con un objetivo principal, cumplir con las normas ambientales respectivas para la explotación de petróleo en el bloque 43 (ITT), ya que por medio de esta tecnología para el tratamiento de rípios, residuos de cementación, agua residuales, fluidos de perforación y efluentes en general además de optimizar temas logísticos pueden ser depositadas de manera permanente a arenas no productoras generando un menor impacto ambiental en contraste con métodos tradicionales. Cabe destacar que la reinyección de rípios representa un rubro económico mayor en comparación al precio de operaciones con piscinas de deposición.

Los resultados obtenidos en nuestro proyecto nos permiten revelar aspectos técnicos y económicos, como identificar los principales parámetros de selección para pozos reinyectores además de cada uno de los ítems de estudios realizados para el análisis de viabilidad y factibilidad. De manera paralela se estimó posibles costos generados por la operación diaria que factura la empresa prestadora del servicio y para el trabajo de reacondicionamiento de conversión de un pozo productor del campo Tambococha a reinyector de rípios.

4.1 Conclusiones

- La capacidad máxima del pozo Tambococha B68 es de 908651 barriles de cabida, lo que le da la capacidad de almacenar los desechos de toda la campaña de perforación y contar con un 14% de capacidad remanente.

- El pozo Tambococha E59 presenta una capacidad máxima de 289753 barriles, lo que le permite almacenar el equivalente a un 37% de la campaña actual de perforación.
- El costo operativo para la reinyección de los 38 pozos es aproximadamente de 5269349,92 dólares, considerando inyección continua y sin días en stand by de los equipos.
- Considerando que dentro del ITT los pozos aportan un mínimo de 800 barriles de petróleo neto, la reinyección de 38 pozos perforados significaría un aumento de 30400 barriles de petróleo diaria en la producción del campo.
- Teniendo en cuenta los ingresos generados por el aumento en la producción, esta inversión podría recuperarse con una producción continua y a máximo tope de tan solo una sola semana.
- El análisis costo beneficio presenta una rentabilidad del 119% para la aplicación de la reinyección de ripios, además de un tiempo para recuperar la inversión de 10 meses, sin contar con los ingresos por producción de crudo, además de una utilidad de \$6035004 por la reinyección de solo 18 pozos.
- La arenisca T presenta mejores parámetros en el pozo TMBB68 (porosidad: 17%, permeabilidad: 1821 mD, espesor: 240 ft) en comparación al TMBE59 (porosidad: 10%, permeabilidad: 586 mD, espesor: 120 ft).
- La arena U presenta mejores valores en comparación a la T en ambos pozos, sin embargo, esta es descartada debido al alto volumen de petróleo móvil que esta presenta.

- Los parámetros para el fluido de perforación que mejores resultados mostraron fueron: concentración de sólidos del 15% y que la tasa de bombeo no supere los 4bpm, viscosidad plástica promedio de 12cp, una densidad promedio de 10,2 ppg, un yield point de 55 lb/100ft² y un yield stress de 50 lb/100ft².
- La presión hidrostática máxima en el punto de inyección es de 3088 psi, la cual no sobrepasara los valores de seguridad del liner de 7" (estallido: 10000 psi y colapso: 6200 psi) ni del tubing de 4 ½ " (estallido: 8345 psi y colapso: 7800 psi).

4.2 Recomendaciones

- La alternativa de la reinyección de ripios debido a la alta rentabilidad que esta presenta, así como el ahorro que se genera en comparación al uso de gestores ambientales.
- La reinyección de ripios debe darse de manera paralela a la perforación de pozos, por lo que se debe cerciorar de la capacidad de los equipos utilizados.
- Las zonas con gradiente de fractura bajo presentan mejores condiciones para la reinyección, ya que se requerirá operar las bombas a menor capacidad.
- Realizar un registro sísmico en el pozo Tambococha B68 y E59 que permita identificar el perfil de presiones de poro, a su vez zonas de sobrepresión para conocer los posibles sellos entre las arenas, así como un registro de la calidad del cemento para garantizar que el cemento fraguado en la arena T presente una buena compactación y una aceptable adherencia entre casing – pared del pozo.

- No reinyectar materiales que puedan impactar la formación tales como crudo, píldoras de sellado, pintura, solventes para pintura, objetos extraños grandes tales como tornillos, guantes, material plástico, entre otros. Se definirá un gestor ambiental para la disposición final de material no inyectable.
- Comprobar que la calidad del agua de la arena T no sea apta para el consumo humano, verificando que la concentración de parámetros analizados no corrobore con el criterio de calidad de fuentes de agua potable tales como presencia de sales, ácidos gas disuelto y metales pesados.
- En ninguna circunstancia debe haber interferencia, no puede haber contacto vertical (con otras arenas) ni areal (con otros pozos), realizar actualizaciones periódicas de las simulaciones en Quicklook cuando se perforen los nuevos pozos si es que llegan a profundizar hasta la arena T.
- Realizar un estudio de factibilidad técnica para la aplicación una completación mixta en el pozo Tambococha B68, que permita la reinyección de ripios en la arena T y la producción de crudo desde la arena Napo U.

BIBLIOGRAFÍA

- Adams, N. (1845). *Drilling Fluids Selection*.
- Calidad, S. L. para la. (2000). Análisis Costo / Beneficio (Cost / Benefit Analysis). *Análisis Costo Beneficio*, 1–11.
- Crawford, H. R., & Lescarbourea, J. A. (1993). Drill cuttings reinjection for Heidrun: a study. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Gamma*, 109–120. <https://doi.org/10.2523/26382-ms>
- Marshall, W. H., & Brandt, L. K. (1978). Solids control in a drilling fluid. *Proceedings - SPE International Symposium on Formation Damage Control, 1978-Febru*, 109–112. <https://doi.org/10.2523/7011-ms>
- Ministerio del Ambiente del Ecuador. (2012). Acuerdo Ministerial No. 142. *Registro Oficial N° 856*, (585), 2–22.
- Romero, L., Ramirez, O., Hernandez, R., & Bastidas, A. (2016). First successful cuttings reinjection CRI operation in Ecuador: An alternative to help minimize the environmental impact in a protected area. *Society of Petroleum Engineers - Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference 2016, 2016-Janua*. <https://doi.org/10.2118/183150-ms>
- Xia, G., Bilak, R., Marika, E., Al-Shehri, H. A., & Al-Qahtani, F. Y. (2014). Performance assessment of cuttings re-injection (CRI) operations at the Manifa OilField, KSA. *ISRM Conference on Rock Mechanics for Natural Resources and Infrastructure, SBMR 2014*.
- Young, S., & Friedheim, J. (2013). Environmentally friendly drilling fluids for unconventional shale. *Offshore Mediterranean Conference and Exhibition 2013, OMC 2013*, 1–10.