

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA PARA LA REINYECCIÓN
DE CORTES DE PERFORACIÓN EN EL BLOQUE 43 ITT, CAMPO
TAMBOCOCHA**

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

VÍCTOR MANUEL CHIPANTAXI IBAÑAS
victor.chipantaxi@epn.edu.ec

DIRECTOR: MSc. ING. JOSÉ FRANCISCO PAZ VILLARROEL
jose.paz@epn.edu.ec

Quito, junio 2021

DECLARACIÓN

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

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



VÍCTOR CHIPANTAXI IBAÑAS

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente Trabajo de Titulación fue desarrollado por Víctor Manuel Chipantaxi Ibañas, bajo mi supervisión.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Francisco Paz V.', is written over a horizontal line. The signature is stylized and includes a large loop at the end.

**MSc. Ing. FRANCISCO PAZ V.
DIRECTOR DE TESIS**

AGRADECIMIENTOS

A mis padres y hermanos mis más profundos agradecimientos, por ser el apoyo más grande durante mi educación universitaria, ya que sin ellos no hubiera logrado mis metas y sueños.

A mi familia por sus consejos y apoyo.

A todos mis compañeros de la Poli, por todas las experiencias compartidas a lo largo de todos estos años, pero sobre todo por su amistad, gracias.

A todos los docentes de la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, quienes supieron compartir sus conocimientos y valores, pilar fundamental en la formación de profesionales con excelencia.

Al grupo de Ingenieros del Bloque 43 ITT, especialmente a los Ingenieros: Edgar Villavicencio, Andrés Bravo, Diego Molina y Luis Rumipamba por su instrucción y el apoyo brindado para la realización del presente trabajo.

Al ingeniero Francisco Paz director del proyecto por su incondicional apoyo y asesoramiento, quien supo compartir todos los conocimientos profesionales y consejos de vida los cuales llevare siempre presente en mi vida profesional.

DEDICATORIA

Dedico este Trabajo de Titulación a mis padres Targelia y Manuel, por el apoyo incondicional que me han brindado a pesar de las dificultades, quienes han hecho los mayores sacrificios para que yo pueda cumplir mis sueños.

A mi familia por ser un ejemplo de perseverancia y por guiarme siempre por el buen camino, especialmente a mis abuelitos, Luisa y Carlos, quienes estuvieron presentes en los momentos más difíciles

CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	II
CERTIFICACIÓN.....	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA	V
CONTENIDO	VI
ÍNDICE DE FIGURAS	IX
ÍNDICE DE TABLAS.....	X
ABREVIATURAS.....	XI
RESUMEN.....	XII
ABSTRACT.....	XIII
CAPÍTULO I.....	1
1 INTRODUCCIÓN	1
1.1 JUSTIFICACIÓN TEÓRICA.....	2
1.2 JUSTIFICACIÓN METODOLÓGICA	2
1.3 JUSTIFICACIÓN PRÁCTICA	3
1.4 OBJETIVO GENERAL	3
1.5 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	3
CAPÍTULO II.....	4
2 MARCO TEÓRICO	4
2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL BLOQUE 43 ITT	4
2.1.1 UBICACIÓN.....	4
2.1.2 GEOLOGÍA REGIONAL.....	5
2.1.3 DESCRIPCIÓN ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO ITT.....	5
2.1.3.1 Secuencia Precretácica	5
2.1.3.2 Secuencia Cretácica	6
2.1.3.3 Secuencia Terciaria-Cuaternaria.....	8
2.2 REINYECCIÓN DE CORTES DE PERFORACIÓN	9
2.2.1 BENEFICIOS DE LA REINYECCIÓN DE CORTES	10
2.3 PROPIEDADES DEL FLUIDO INYECTADO.....	11

2.3.1	DENSIDAD	11
2.3.2	REOLOGÍA	11
2.4	TRATAMIENTO DEL FLUIDO DEL INYECTADO	12
2.5	PROCESO DE REINYECCIÓN	12
2.6	FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	14
2.6.1	GEOMETRÍA DE LA FRACTURA.....	15
2.6.2	MODELOS DE GEOMETRÍA DE FRACTURA.....	16
2.6.3	MODELO EN DOS DIMENSIONES.....	17
2.6.3.1	Modelo de PKN (Perkins – Kern y Nordgren)	17
2.6.3.2	Modelo KGD (Khristianovic- Zhelton y Geertsma de Klerk)	18
2.6.4	Modelo radial	18
2.7	HIDRÁULICA DE FRACTURAMIENTO	19
2.7.1	PRESIONES ASOCIADAS AL FRACTURAMIENTO.....	20
2.7.1.1	Presión de Fractura	20
2.7.1.2	Presión Hidrostática.....	20
2.7.1.3	Pérdidas de presión por fricción en tuberías.....	21
2.7.1.4	Pérdidas de presión por tortuosidad	21
2.7.1.5	Pérdidas de presión de fricción en las perforaciones	21
2.7.1.6	Presión de cierre.....	21
2.7.1.7	Presión de superficie para efectuar el tratamiento	22
2.8	ESTADO MECÁNICO DEL POZO.....	22
2.9	NORMATIVA AMBIENTAL VIGENTE	24
CAPITULO III.....		26
3	METODOLOGÍA.....	26
3.1	SELECCIÓN Y ANÁLISIS DEL POZO RE-INYECTOR	26
3.2	IDENTIFICACIÓN DE RESERVORIOS PARA LA REINYECCIÓN DE CORTES.....	27
3.3	ANÁLISIS DE LA ARENISCA NAPO U Y ARENISCA NAPO T	29
3.3.1	ARENISCA NAPO T.....	29
3.3.2	ARENISCA NAPO U	30
3.4	ANÁLISIS PETROFÍSICO ARENISCA U Y ARENISCA T	31
3.4.1	ANÁLISIS LITOLÓGICO ARENISCA U	31
3.4.2	ANÁLISIS LITOLÓGICO ARENISCA T	32
3.4.3	RESULTADOS EVALUACIÓN PETROFÍSICA ARENISCA U Y ARENISCA T	34
3.5	SELECCIÓN DEL RESERVORIO E INTERVALO PARA LA REINYECCIÓN.....	35

3.6	CARACTERIZACIÓN DE LA LECHADA	37
3.7	PARÁMETROS DE REINYECCIÓN.....	38
3.8	EVALUACIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	39
3.8.1	PROCEDIMIENTO DEL CÁLCULO DE LA PRESIÓN EN SUPERFICIE. ..	41
3.9	GEOMETRÍA DE LA FRACTURA.	44
3.10	CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO ARENISCA T	45
3.10.1	CÁLCULO DEL VOLUMEN DE RECEPCIÓN EN LA ARENISCA T	45
3.11	INTEGRIDAD DE TUBERÍA DE INYECCIÓN	48
3.12	ANÁLISIS ECONÓMICO	49
CAPÍTULO IV		51
4	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	51
4.1	TÉCNICO AMBIENTAL	51
4.2	FORMACIÓN RECEPTORA	51
4.3	DISEÑO DE LECHADA	52
4.4	FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	52
4.5	COSTO - BENEFICIO.....	54
4.6	INTEGRIDAD DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO E INYECCIÓN.....	54
4.6.1	PRESIÓN DE ESTALLIDO Y COLAPSO	54
CAPÍTULO V		56
5	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	56
5.1	CONCLUSIONES	56
5.2	RECOMENDACIONES.....	58
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		59
ANEXOS.....		63

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 2.1. MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO ITT	4
FIGURA 2.2. ESTRATIGRAFÍA DEL CRETÁCICO EN LA CUENCA ORIENTE	6
FIGURA 2.3. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA SIMPLIFICADA DEL CRETÁCICO DE LA CUENCA ORIENTE	7
FIGURA 2.4. DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO DE REINYECCIÓN.....	14
FIGURA 2.5. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	15
FIGURA 2.6 MODELO DE LA GEOMETRÍA DE FRACTURA.....	15
FIGURA 2.7. MODELO GEOMÉTRICO PKN.....	17
FIGURA 2.8. MODELO GEOMÉTRICO KGD	18
FIGURA 2.9. PRESIONES PRESENTES EN EL PROCESO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	19
FIGURA 2.10 DIAGRAMA MECÁNICO DE COMPLETACIÓN	23
FIGURA 3.1. CORRELACIÓN ESTRUCTURAL DE POZOS DEL CAMPO TAMBOCOCHA	28
FIGURA 3.2. CORRELACIÓN ESTRUCTURAL ARENISCA NAPO T	30
FIGURA 3.3. CORRELACIÓN ESTRUCTURAL ARENISCA NAPO U.....	31
FIGURA 3.4. REGISTRO ELÉCTRICO, ARENISCA U, POZO TMBD-006	32
FIGURA 3.5. REGISTRO ELÉCTRICO, ARENISCA T, POZO TMBD-006.....	33
FIGURA 3.6. IDENTIFICACIÓN DEL INTERVALO MEDIANTE REGISTRO GEOFÍSICO DEL POZO TMBD-006, ARENISCA T	36
FIGURA 3.7. PERIODO DE INYECCIÓN Y DE CIERRE DE LA ARENISCA T....	40
FIGURA 3.8. GEOMETRÍA DE LA FRACTURA ARENISCA T.....	44
FIGURA 4.1. CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO.....	53

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 2.1. CLASIFICACIÓN Y TAMAÑO DE SÓLIDOS DE PERFORACIÓN....	12
TABLA 2.2 FACTORES DE DISEÑO.....	24
TABLA 3.1. PROPIEDADES PETROFÍSICAS ARENISCA U Y ARENISCA T, POZO TMBD-006	34
TABLA 3.2. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA LA LECHADA.....	38
TABLA 3.3. RESULTADOS DE DIFERENTES PRESIONES.....	42
TABLA 3.4. PRESIÓN FINAL EN SUPERFICIE DE ACUERDO CON EL PESO DEL FLUIDO INYECTADO	43
TABLA 3.5. RESULTADOS DE VOLUMEN RECEPTADO ARENISCA T	47
TABLA 3.6. COSTO MÉTODO REINYECCIÓN DE CORTES POR POZO.....	49
TABLA 3.7. COSTO MÉTODO CONVENCIONAL POR POZO.....	49
TABLA 4.1 PROPIEDADES DE CASIG DE 7" Y TUBING 4 ½"	55

ABREVIATURAS

API	American Petroleum Institute
ARCERNNR	Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales
.	No Renovables
bls	Barriles
BLUS	Base arenisca U inferior
BmTS	Base arenisca T inferior
bpm	Barriles por minuto
cP	Unidad de Centi Poise
CRI	Cuttings Re-Injection
ITT	Ishpingo Tiputini Tambococha
gr	Gramos
hr	Hora
MAE	Ministerio de Ambiente del Ecuador
mD	Milidarcy
MD	Longitud del pozo a lo largo de la trayectoria
Pc	Presión de colapso
Pe	Presión de estallido
Ph	Presión hidrostática
Pf	Presión de fractura
ppg	Libra por galón
ppm	Partes por millón
RAOH	Reglamento Ambiental de Operaciones Hidrocarburíferas
TmTS	Tope arenisca T inferior
TUTS	Tope arenisca T superior
TVD	Profundidad vertical

RESUMEN

El presente estudio de factibilidad técnica para la reinyección de cortes de perforación en el área Tambococha, se enfocó en la selección de zonas adecuadas para el manejo de desechos de perforación buscando garantizar el almacenamiento, la contención e inyectividad de los desechos producidos por campañas de perforación, sin afectar al medio ambiente, mantos superficiales de agua dulce y reservorios de interés petrolífero. Se lo realizó basándose en datos litológicos, petrofísicos, reológicos, geofísicos y condiciones mecánicas de tuberías proporcionados por el área de operaciones del bloque 43 Petroamazonas.

Posteriormente en el análisis multidisciplinario de aspectos geológicos, petrofísicos se determinó que la Formación Napo, en su reservorio Arenisca T es ideal para la reinyección de cortes de perforación, además que se descartó a la Arenisca Napo U por tener la posibilidad de ser reservorio petrolífero en el Bloque 43, por su parte las Areniscas M1 y M2 no fueron tomadas en cuenta por ser reservorios productores en el Campo Tambococha.

Se determinó que la Arenisca T tiene la capacidad de almacenar desechos provenientes de 32 pozos, siendo así más eficiente que la disposición convencional. Además, que se pudo observar que el proceso CRI es un método de circuito cerrado, que genera cero descargas en superficie evitando pasivos ambientales.

La simulación de fractura se realizó sensibilizando tasas de bombeo de (3, 4, 5 y 6 bpm) y el porcentaje de sólidos contenidos en la lechada de (10%, 15% y 20%). De manera que se determinó que el porcentaje óptimo de contenido en la inyección de sólidos está alrededor del 15%. Así mismo se evidenció que en las tasas de bombeo de 4 y 5 bpm se obtiene dimensiones más controladas de fractura, en comparación con los resultados de 6 bpm, y finalmente que las tasas de inyección inferiores a 3 bpm no son recomendables ya que representan mayores riesgos de arenamiento. Adicionalmente, se realizó el análisis económico basado en el proceso CRI, el cual reinyecta los residuos provenientes de varios pozos en una sola formación, reduciendo costos operacionales frente a la disposición convencional.

ABSTRACT

The present study about reinjection of drilling cuts in Tambococha location, was focused in the selection of proper areas to be intervened, such areas must meet various parameters, they must be capable of guarantee the storage, contain the debris product of drilling campaigns without affecting the environment and fresh water bodies nearby also oil reservoirs that can be of interest. The study was written based on lithological, petrophysical, geophysical and mechanical tubing data, given by Petroamazonas Bloque 43 Operations department.

Later, in the analysis of geological and petrophysics properties, it was determined that Napo formation, in the Sand T reservoir, was ideal for the re injection of drilling cuts, also, Sand Napo U because of it may be oil reservoir within Block 43, M1 and M2 sands where no taken in consideration because they are oil productor reservoirs in Tambococha field.

It was determined that T sand has the properties to contain debris from 32 wells, and being more efficient than conventional disposal. Also, CRI is a closed circuit process that produces no superficial waste discharges.

The fracking simulation was realized by trying different pumping rates (3,4,5 and 6 bpm), the solid percentage present in the fluid (10,15 and 20%). The results show that the ideal percentage of the content in the injection is around 15%, also it was shown that in pumping rates of 4 and 5 bpm, more controlled fracking dimensions are obtained, compared against the results shown in the 6 bpm rates, finally, injection rates lower than 3 bpm are not recommended because they present more risks of presence of sand. An economic analysis was prepared based on the CRI process, which re injects debris from other wells into an only formation, reducing operational cost against conventional dispose.

CAPÍTULO I

1 INTRODUCCIÓN

El Bloque 43 ITT, operado por la Empresa Estatal Ecuatoriana Petroecuador, se ubica en la Provincia de Orellana, el proyecto se desarrolla en un área altamente sensible donde no se permite contaminación alguna (Petroamazonas EP, 2018) . En la actualidad se busca reducir la contaminación e impacto ambiental generados por las operaciones hidrocarburíferas, para el caso particular del presente estudio el tratamiento de los desechos que se generan a través de campañas de perforación.

Mediante la técnica de reinyección de cortes de perforación por sus siglas en inglés (CRI), el estudio de factibilidad busca analizar la aplicación de la mencionada operación de alta tecnología, la cual produce cero descargas de contaminación en superficie. Debido a la efectividad de este método, las empresas de explotación y producción de petróleo utilizan la técnica de reinyección de recortes especialmente en zonas intangibles, donde se estén realizando actividades hidrocarburíferas y descartar los sistemas convencionales de disipación de cortes (SINOPEC, 2018).

Cabe destacar que la operación de inyección de cortes implica: la recolección y transporte de desechos desde el equipo de control de sólidos hasta la Unidad CRI, donde los desechos son sometidos a los procesos de molienda y control granulométrico, para que finalmente las pequeñas partículas se mezclen con agua y aditivos químicos logrando formar la lechada con las condiciones reológicas requeridas (Barragan, 2016).

A continuación, la bomba de presión realiza el proceso de inyección de lechada a la formación mediante fracturamiento hidráulico a una presión moderada, por un periodo de tiempo corto determinado. Una vez finalizado el ciclo de inyección la fractura se cierra y la formación tiende a regresar a sus condiciones iniciales (Halliburton, 2018).

1.1 JUSTIFICACIÓN TEÓRICA

La aplicación de reinyección de cortes de perforación, se define como la inyección de una lechada con presiones superiores a la presión de fractura, que en efecto crea una red de canales en donde se almacenará la lechada, reduciendo el impacto medio ambiental generado por desechos de perforación en superficie, el beneficio de la reinyección es la obtención de cero descargas en áreas sensibles donde se desarrollan las actividades hidrocarburíferas (Murillo, 2015).

1.2 JUSTIFICACIÓN METODOLÓGICA

La temática de reinyección de cortes se enfoca en la selección de reservorios adecuados para garantizar el almacenamiento de la lechada inyectada, con la ayuda de la interpretación y correlaciones basadas en los registros eléctricos de los pozos del Campo Tambococha del Bloque 43- ITT, para lo cual se seleccionara el reservorio más óptimo para la reinyección que debe cumplir con las características geológicas básicas (espesor, continuidad lateral, sello, litología, ausencia de fallas y/o fracturas, etc.) (Halliburton, 2018).

El método (CRI) busca alternativas ambientales más efectivas en el manejo de estos desechos de perforación, donde la reinyección de cortes es una solución que cumple con las regulaciones ambientales, y con los requisitos reglamentarios de cero descargas, además que representa un bajo impacto, haciendo que sea la solución ideal para áreas ambientalmente sensibles (Villavicencio, 2017).

Al utilizar mencionado método de reinyección de cortes se tiene que una ventaja la cual es solventar problemas como: pasivos ambientales producto de la actividad hidrocarburífera, minimizar costos operacionales en contraste con sistemas de gestión de desechos de perforación convencionales (Petroamazonas, 2020).

1.3 JUSTIFICACIÓN PRÁCTICA

El método de inyectar cortes de perforación en pozos que ya no son rentables económicamente o estén apagados, es ideal para nuestro estudio, ya que se cumple con lo establecido en el Reglamento de Actividades Hidrocarburíferas. (ARCERNNR, 2021)

Es así como la reinyección de cortes es una metodología práctica, exitosa, segura y poco costosa para desechar los materiales contaminados de las operaciones de perforación, siempre y cuando se sigan las recomendaciones de ingeniería establecidas, esto ayudara a eliminar los métodos tradicionales como son las piscinas de tratamiento (Lizarazo, 2011).

1.4 OBJETIVO GENERAL

Evaluar la factibilidad técnica de Re-inyección de cortes perforación, en el Bloque 43 – ITT, Campo Tambococha.

1.5 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar los parámetros operacionales óptimos para la inyección de lechada.
- Establecer la litología para definir las condiciones de la arena receptora.
- Seleccionar los intervalos de arenisca que garanticen la capacidad de almacenamiento e inyectividad.
- Identificar la normativa ambiental aplicable al proceso de reinyección de cortes de perforación.
- Evaluar económicamente el proceso de reinyección de cortes propuesto.

CAPÍTULO II

2 MARCO TEÓRICO

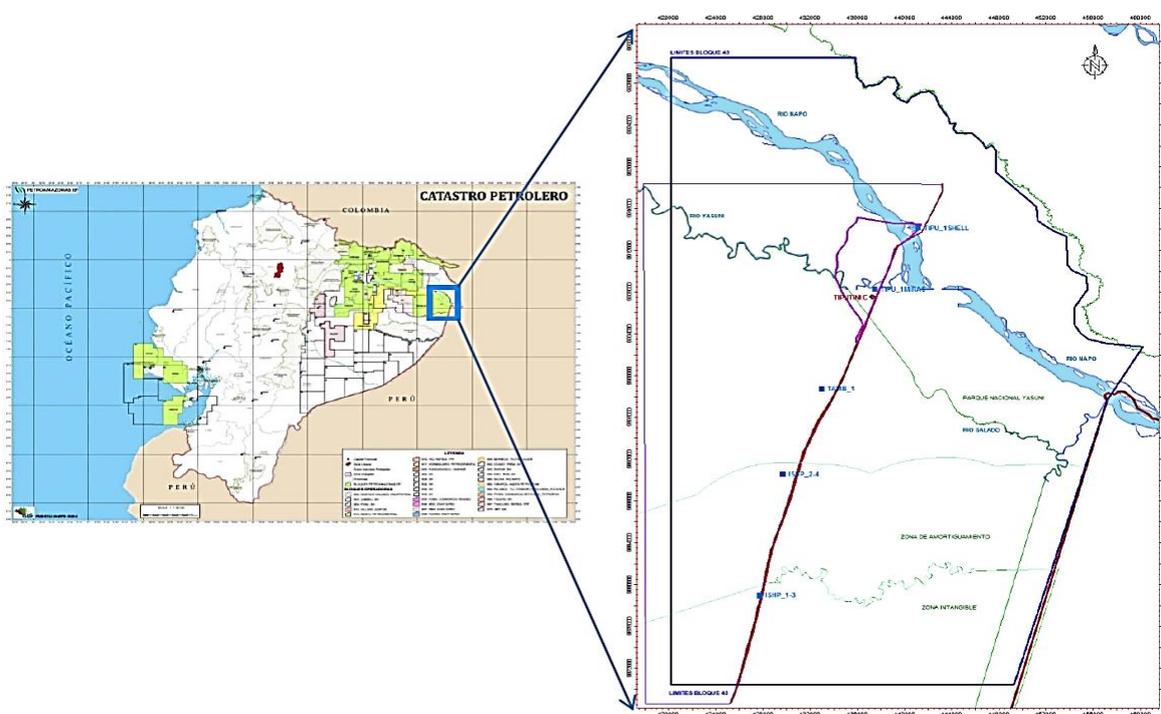
2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL BLOQUE 43 ITT

2.1.1 UBICACIÓN

El Campo ITT se encuentra localizado al Este de la Región Amazónica, provincia de Orellana, cantón Francisco de Orellana, limita al Sureste con la frontera con el Perú, al Noreste con la Reserva Cuyabeno, al Oeste con el Bloque 31, y al Sur con el Parque Nacional Yasuní, como se observa en la figura 2.1 (Petroamazonas EP, 2018).

El bloque 43, conocido como Campo ITT se ubica en la parte este, en el corredor estructural-petrolífero Capirón- Tiputini, está formado por los Campos Ishpingo, Tiputini y Tambococha.

FIGURA 2.1. MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO ITT



Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

2.1.2 GEOLOGÍA REGIONAL

La Cuenca Oriente está localizada al este de los Andes ecuatorianos, forma parte del sistema actual subandino de cuencas de antepaís (Marksteiner & Aleman, 1977), la estratigrafía de la Cuenca Oriente corresponde a una serie sedimentaria desde el Paleozoico hasta el presente, depositada sobre el basamento del cratón sudamericano (Baby et al., 2004).

La Cuenca Oriente contiene secuencias sedimentarias que varían en edad desde el Devónico hasta la Actualidad. Desde el punto de vista de la industria hidrocarburífera se la divide en tres secciones (Baby, Rivadeneira, & Barragan, 2004).

- Secuencia Precretácica
- Secuencia Cretácica
- Secuencia Terciaria-Cuaternaria.

2.1.3 DESCRIPCIÓN ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO ITT

La estratigrafía del Campo ITT es particular, por su ubicación al este de la Cuenca Oriente, su Columna Estratigráfica está conformada secuencias mencionadas anteriormente y descritas en el anexo No 1.

2.1.3.1 Secuencia Precretácica

La secuencia sedimentaria Precretácica está constituida por las Formaciones Macuma y Tambococha.

2.1.3.1.1 Formación Macuma

Representa una secuencia calcárea, la conforman calizas grises, intercaladas con lulitas negras sobreyacidas, pizarras negras, calcitas blancas a verdosas y areniscas finas (Baby et al., 2004).

2.1.3.2.1 Formación Napo

Es la secuencia más importante en el Oriente Ecuatoriano, se caracteriza por una secuencia de lutitas negras intercaladas con areniscas calcáreas y calizas grises a negras, se divide en cuatro grupos: Napo Superior, Napo Medio, Napo Inferior, Napo Basal. (Rivadeneira & Almeida, 2014).

En La figura 2.3. Se observa los principales reservorios de la Formación Napo en la Cuenca Oriente corresponden a: Arenisca Napo T, Arenisca Napo U, y Arenisca M1, también presenta reservorios marginales como: Caliza B, Caliza A, Caliza M1, Caliza M2, y arenisca M2 (Rivadeneira & Almeida, 2014).

FIGURA 2.3. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA SIMPLIFICADA DEL CRETÁCICO DE LA CUENCA ORIENTE

ERA	PERIODO	ÉPOCA	GRUPO FORMACIONES	LITOLOGÍA	UNIDADES LITOLÓGICAS	DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA
MESOZOICO	CRETÁCICO	TARDÍO	TENA		BASAL TENA	ARENISCA CUARZOSA, BLANCA, GRIS CLARA, TRANSLUCIDA, FRÁGIL, GRANO FINO A MEDIO, SUBANGULAR.
			SUPERIOR		CALIZA M1	NEGRA, GRIS OSCURA, GRIS OSCURA MOTEADA CON CREMA, MODERADAMENTE FIRME A FIRME, EN BLOQUE, TEXTURA EMPAQUETADA A LODOSA.
					CALIZA M2	GRIS OSCURA, GRIS CLARA, GRIS OSCURA MOTEADA CON CREMA, MODERADAMENTE FIRME A FIRME, EN BLOQUE, TEXTURA LODOSA A EMPAQUETADA.
					CALIZA A	CREMA, GRIS CLARA, GRIS CLARA MOTEADA CON CREMA, SUAVE A MODERADAMENTE FIRME, EN BLOQUE, TEXTURA LODOSA A EMPAQUETADA.
			INFERIOR		ARENISCA U	ARENISCA CUARZOSA, GRIS CLARA, GRIS VERDOSA, TRANSLUCIDA, FRÁGIL A SUELTU, GRANO FINO A MEDIO, REDONDEADA, CON INCLUSIONES DE GLAUCONITA.
				ARENISCA T	ARENISCA CUARZOSA, GRIS CLARA, GRIS VERDOSA, CAFÉ CLARA, TRANSLUCIDA, FRÁGIL A SUELTU, GRANO FINO A MEDIO, REDONDEADA, CON INCLUSIONES DE GLAUCONITA.	
		TEMPRANO	BÁSICO		CALIZA B	GRIS OSCURA, GRIS OSCURA MOTEADA CON CREMA, FIRME A MODERADAMENTE FIRME, EN BLOQUE, TEXTURA EMPAQUETADA.
					ARENISCA BASAL	ARENISCA CUARZOSA, GRIS CLARA, CAFÉ CLARA, TRANSLUCIDA, FRÁGIL, GRANO FINO A MEDIO, SUBREDONDEADA, ASOCIADA CON CADULIN.
					CALIZA C	GRIS OSCURA, CAFÉ CLARA, CREMA, GRIS OSCURA MOTEADA CON CREMA, FIRME A MODERADAMENTE FIRME, EN BLOQUE, TEXTURA LODOSA.
		HOLLÍN			ARENISCA CUARZOSA, GRIS CLARA, BLANCA, TRANSPARENTE, FRÁGIL A SUELTU, GRANO MEDIO A GRUESO, SUBANGULAR.	

Fuente (Rivadeneira & Almeida, 2014)

Napo Basal

La formación Napo Basal está formada por las unidades litológicas: Caliza C, Lutita Napo Basal, y constituida de lutitas negras con laminación lenticular, intercalado por arenisca blanca cuarzosa, de grano medio a ocasionalmente grueso y arcillolita calcárea, gris oscura (Petroamazonas EP, 2018).

Napo Inferior

La formación Napo Inferior está constituida por las unidades litológicas: Arenisca T, Lutita U y Arenisca U, conformada por paquetes de lutitas masivas con amonites, limolitas, areniscas glauconitacas y calizas arenosas (Petroamazonas EP, 2019).

Napo Medio

Está formada por las unidades litológicas: Arenisca M2, y Caliza M2, presenta margas arenosas glauconíticas y caliza hacia la parte superior.

Napo Superior

La formación Napo Superior está constituida por las unidades litológicas: Lutita M1 y Arenisca M1, presenta lutitas y areniscas calcáreas, la Arenisca M1 está presente solo en parte Este de la Cuenca Oriente. Por lo cual es el reservorio principal como se observa en la Figura 2.3 (Petroamazonas EP, 2019).

2.1.3.3 Secuencia Terciaria-Cuaternaria

La secuencia Terciaria-Cuaternaria está conformada por las formaciones: Tena, Tiyuyacu, Orteguzza. A partir de la formación Orteguzza los sedimentos están indiferenciados (Baby, Rivadeneira, & Barragan, 2004).

2.1.3.3.1 Formación Tena

Se conforma por limolitas rojas, areniscas de grano medio en parte arcillosas, las arcillas varían de margosas a arenosas y de macizas a laminadas (Baby, Rivadeneira, & Barragan, 2004).

2.1.3.3.2 Formación Tiyuyacu

Esta formación contiene arcillolitas moteadas (blanco/rojo), arcillolitas cafés, areniscas de grano fino, limolitas grises blanquecinas y amarilla moteadas de blanco, corresponde a las facies distánciales de los conglomerados presentes al Oeste de la Cuenca Oriente (Petroamazonas EP, 2019).

2.1.3.3.3 Formación Orteguaza

Consiste en una secuencia de lutitas verdes claras, grises verdosos, grises blanquecinas, de gran espesor intercaladas con areniscas finas, areniscas cuarzosas gris blanquecinas y cremas, de grano muy fino a fino, en tramos, algo glauconita, con inclusiones de minerales oscuros, comúnmente presencia de carbón (Petroamazonas EP, 2018).

2.1.3.3.4 Terciario y Cuaternario indiferenciados

Formada por arcillolitas rojo ladrillo y limolitas de colores variados: purpuras, café-rojiza, grises, café-amarillentas, moteadas de blanco, semiblandas, limolitas amarillas, gris verdosas y en menor proporción arenisca gris clara, de grano muy fino, carbón y anhidrita (SINOPEC, 2019).

2.2 REINYECCIÓN DE CORTES DE PERFORACIÓN

La reinyección de cortes es la eliminación de desechos como: fluidos y recortes, producidos por la campaña de perforación los cuales se inyectan en forma de lechada hacia una formación, para lo cual se utiliza presiones superiores a la presión de fractura, que en función del régimen de inyección crea una fractura de gran dimensión o una red de fracturas donde se almacenara principalmente la lechada. (HALLIBURTON, 2014)

La lechada es material sólido, principalmente ripio del tamaño adecuado, mezcladas con un fluido, agua de mar, agua dulce de río o lluvia, lodos de perforación usados y/o agua producida, según lo aprobado por la agencia de regulado (ARCERNNR, 2021).

2.2.1 BENEFICIOS DE LA REINYECCIÓN DE CORTES

➤ Ambiente

- Cero descargas al ambiente.
- Reduce áreas de almacenamiento eliminando las piscinas de desechos.
- Evita la contaminación de suelos.
- No produce emisiones.

➤ Logística

- Reduce logística de remediación.
- Reduce transporte y sus riesgos.
- Alta relación costo-beneficio.

➤ Procesos

- Tecnología probada.
- Monitoreable.
- Solución Permanente.

➤ Operación

- No limitada por tipo de desecho.
- No limitada por locaciones.
- Operación conocida.

2.3 PROPIEDADES DEL FLUIDO INYECTADO

Las propiedades del fluido tienen por función principal proporcionar información, acerca de la factibilidad de reinyectar los recortes en una formación sin afectarla en sus características petrofísicas originales. (Lizarazo, 2011)

2.3.1 DENSIDAD

La densidad tiene como propiedad fundamental mantener en sitio los fluidos de la formación, además de que se utiliza para el cálculo de la gravedad específica en la aplicación de reinyección de recortes. (Halliburton, 2018)

Se expresa en Libras por Galón (lbm/gal o ppg)

$$SG = \frac{\rho \text{ lodo}}{\rho \text{ agua}} \quad (2.1)$$

Donde:

SG: Gravedad específica

ρ lodo: densidad del lodo (ppg)

ρ agua: densidad del agua (ppg)

2.3.2 REOLOGÍA

La reología nos permite conocer varias condiciones del fluido a ser reinyectado en la formación receptora, además que, nos facilita predecir las pérdidas de presión en el sistema y el comportamiento del fluido con los regímenes de flujo que se utiliza en el pozo (Schlumberger, 2014).

Las principales propiedades de la reología son:

- Viscosidad API o de Embudo.
- Viscosidad Aparente.
- Punto Cedente.
- Esfuerzo de Gel.
- Filtrado API.

Es importante destacar que además de conocer las propiedades del fluido a inyectarse, se debe poner un énfasis en el tratamiento de mencionado fluido con recortes de perforación.

2.4 TRATAMIENTO DEL FLUIDO DEL INYECTADO

El proceso se inicia con una mezcla de sólidos y fluidos, se debe tomar en cuenta las especificaciones técnicas tales como: el tamaño de partícula, densidad de lechada, contenido de sólidos, fuerza de gel mínima y viscosidad en embudo, estas cinco propiedades son fundamentales en el tratamiento de la lechada a reinyectarse en el reservorio receptor. (Halliburton, 2018)

Los cortes de perforación son separados de acuerdo con el tamaño de la partícula, esto se lo realiza mediante un equipo de control de sólidos, lo cual separa dependiendo a la granulometría en diferentes tamaños como se presenta en tabla 2.1 (Halliburton, 2018).

TABLA 2.1. CLASIFICACIÓN Y TAMAÑO DE SÓLIDOS DE PERFORACIÓN

TAMAÑO DE SÓLIDOS		
Grueso	> 2000 μ	Grava
Intermedio	250 – 2000 μ	Arena
Medio	74- 250 μ	Sedimento
Fino	44- 74 μ	Polen
Ultrafino	2 – 44 μ	Cemento

Elaborado por: Chipantaxi, 2021

Fuente: (MI-SWACO, 2007)

2.5 PROCESO DE REINYECCIÓN

Cuando se inicia la campaña de perforación en el desarrollo de un Campo Petrolero, es indispensable realizar un Plan de Manejo Ambiental, de manera que no se genere un pasivo ambiental para la empresa operadora (ARCERNNR, 2021).

A medida que se va perforando un pozo, se genera fluido de desecho y cortes de perforación, mismos que se reinyectaran en forma de una lechada hacia un reservorio receptor, generando cero descargas en la superficie.

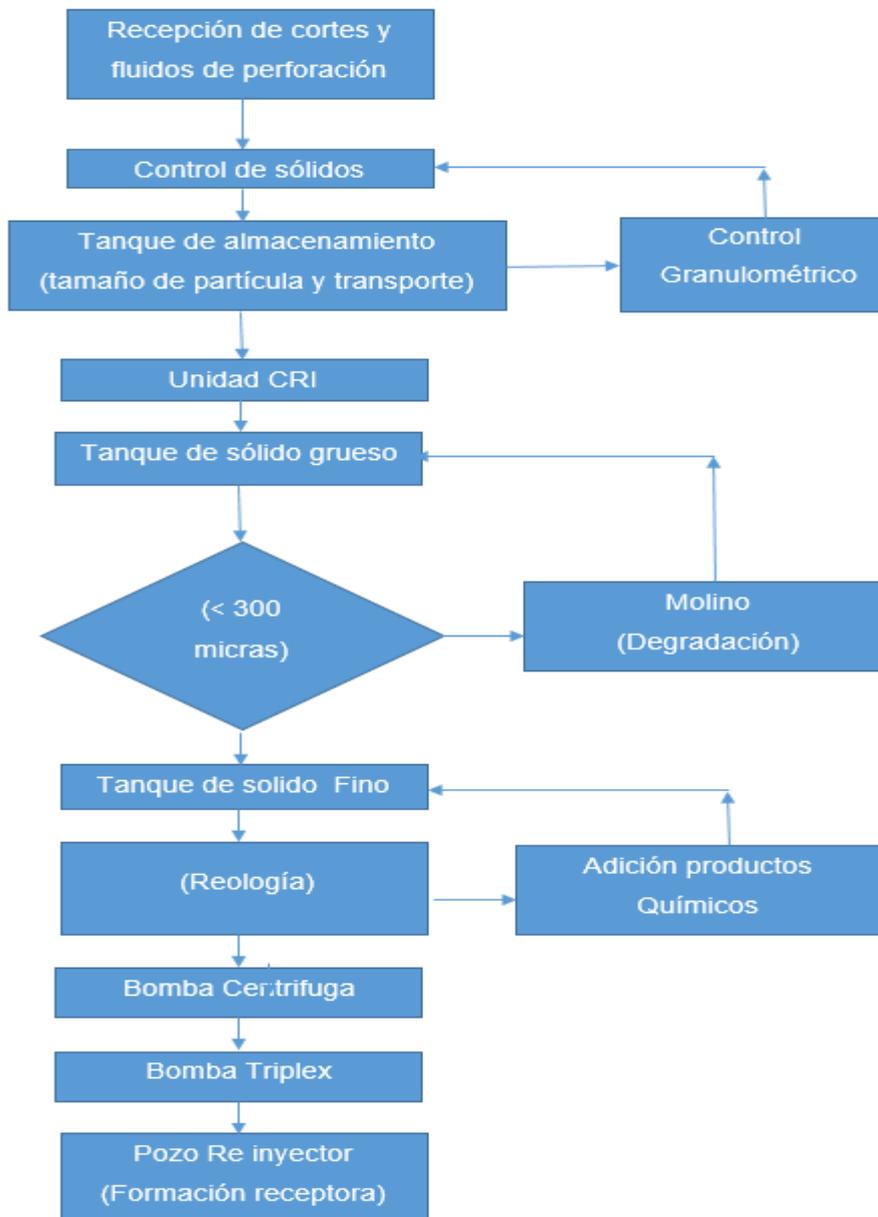
Una vez perforada la sección superficial del pozo, los cortes y fluidos de perforación, son enviados al proceso de control de sólidos, donde se clasifican los cortes y se recupera una parte del fluido de perforación, por su parte los recortes son transportados en vacuum hacia la unidad (CRI). (HALLIBURTON, 2014)

El conjunto (CRI) está conformado por los tanques de almacenamiento y una bomba de inyección de alta presión, equipos que se encargan de la reinyección de la lechada, cuyo proceso inicia cuando los cortes de perforación son transferidos desde el equipo de premezcla hacia el tanque de sólidos gruesos, el mismo que cuenta con un sistema de reducción de partículas mediante el uso de molinos y bombas centrifugas, que permiten la degradación hasta un tamaño de partícula menor a 300 micras. Los sólidos pasan hacia una zaranda de clasificación en donde las partículas menores a 300 micras pasan al tanque de mezcla de sólidos finos, para un acondicionamiento donde se mantiene la homogeneidad y suspensión de las partículas (Halliburton, 2018).

Las partículas que son mayores a 300 micras serán descartadas y enviadas hacia el tanque de mezcla de sólidos gruesos para el proceso de degradación en donde alcanzaran el tamaño requerido, los sólidos en el tanque de finos continúan siendo mezclados con aditivos químicos para poder obtener las propiedades petrofísicas y reológicas necesarias en la lechada de inyección, misma que se transfiere hacia un tanque de almacenamiento, en donde se verifica las propiedades reológicas antes de la inyección (SINOPEC, 2018).

Posteriormente la lechada es transportada desde el tanque de almacenamiento a través de las líneas de inyección de alta presión mediante una bomba centrifuga hacia la bomba Tríples de alta presión, de modo que se inyecta el fluido en la formación receptora generando un sistema de fracturamiento hidráulico que va a contener de forma segura el fluido inyectado (SINOPEC, 2019).

FIGURA 2.4. DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO DE REINYECCIÓN

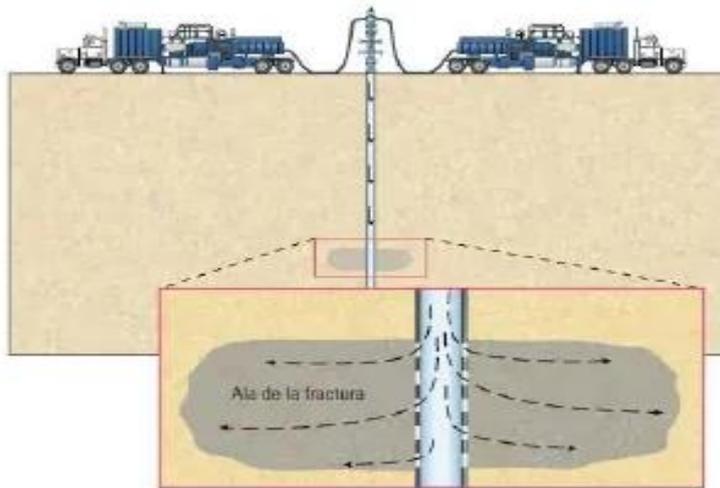


Elaborado por: Chipantaxi, 2021
Fuente: (Halliburton, 2018)

2.6 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Es el proceso en el cual se inyecta un fluido fracturante a una alta tasa y elevada presión como se observa en la figura 2.5. El fluido debe ser altamente viscoso para generar canales de flujo (fracturas) en el reservorio, además de que la presión de inyección deberá ser mayor a la presión del reservorio, para que, una vez creada la fractura en un periodo determinado de tiempo, la misma se cierre y el reservorio regrese a sus condiciones originales (Néquiz, 2014).

FIGURA 2.5. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

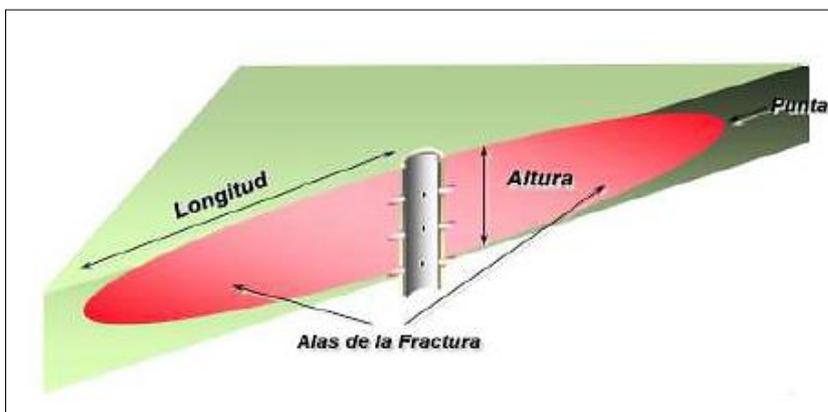


Fuente: (Martínez, et al., 2012)

2.6.1 GEOMETRÍA DE LA FRACTURA

La fractura se crea y se propaga en sentido perpendicular al menor esfuerzo de la roca, puede orientarse de forma, horizontal, vertical e Inclinada (Néquiz, 2014). La geometría de la fractura básicamente se encuentra constituido por: altura, longitud y ancho de fractura como se observa en la figura 2.6. Es de importancia resaltar que la orientación de la fractura esta enlazado al estado inicial de esfuerzos in-situ y al mecanismo de fractura que lo rodea (Néquiz, 2014).

FIGURA 2.6 MODELO DE LA GEOMETRÍA DE FRACTURA



Fuente: (Llerena, 2019)

La geometría de la fractura originada puede ser aproximada en diferentes modelos que consideren lo siguiente:

- Propiedades mecánicas de la roca.
- Propiedades del fluido fracturante.
- Condiciones a las cuales el fluido fracturante es inyectado (tasa de inyección y presión).
- Esfuerzo de la formación.
- Distribución de esfuerzos en el medio poroso.

Consideraciones y propiedades son importantes en el proceso de construcción del modelo de fracturamiento y facilitaran la predicción del crecimiento de la fractura. (Halliburton, 2018)

2.6.2 MODELOS DE GEOMETRÍA DE FRACTURA

Es la representación de un proceso de inyección de fluido a presión en el pozo, dando como resultado la propagación de una o varias fracturas en el reservorio, considera parámetros principales tales como, presión de inyección, propiedades mecánicas de la roca, fluido fracturante y los esfuerzos in situ concurrentes en la roca (Paz, 2018)

Existen tres modelos de fracturamiento hidráulico tales como:

1. Modelos en dos dimensiones (2-D).
2. Modelos en pseudo tridimensional (p-3-D).
3. Modelos tridimensionales (3-D).

En el caso de la reinyección de recortes, los modelos en dos dimensiones son los más aplicados en el estudio del proceso de fracturamiento hidráulico. (Paz, 2018)

2.6.3 MODELO EN DOS DIMENSIONES

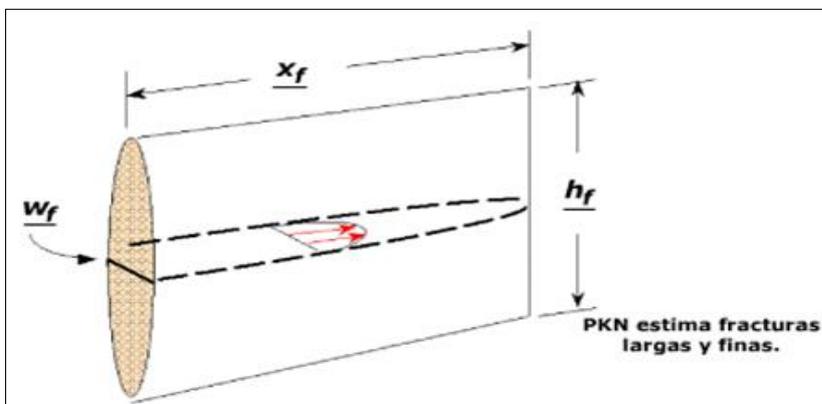
Los modelos 2-D suponen altura constante en la geometría de la fractura, establecen el ancho y longitud de fractura, se ha idealizado su geometría a partir de las siguientes particularidades (Paz, 2018).

- ✓ Longitud de la fractura (x_f)
- ✓ Altura de la fractura (h_f)
- ✓ Ancho de la fractura (w_f)

2.6.3.1 Modelo de PKN (Perkins – Kern y Nordgren)

El modelo de PKN se considera para longitudes de fractura mucho mayores que la altura de fractura como se observa en la figura 2.7 en donde se considera para la fractura una forma elíptica en el eje vertical del pozo (Madrid, 2015).

FIGURA 2.7. MODELO GEOMÉTRICO PKN



Fuente: (Martínez, et al., 2012)

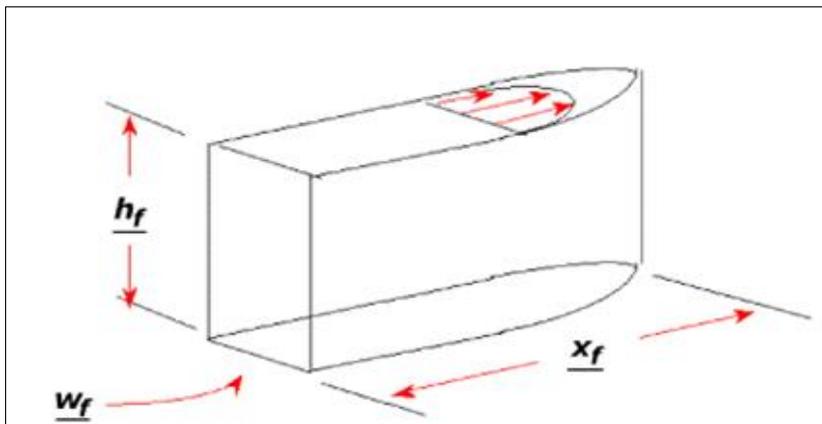
Las características del modelo son las siguientes:

- ✓ El modelo puede ser aplicado cuando $x_f > h_f$.
- ✓ La presión neta tiende a aumentar con el tiempo.
- ✓ El ancho cambia en función de la altura.
- ✓ Flujo en una sola dirección y altura fija.

2.6.3.2 Modelo KGD (Khristianovic- Zhelton y Geertsma de Klerk)

El modelo es considerado para longitudes de fractura mucho menores que la altura de la fractura, en el mismo se describe una forma elíptica en el plano horizontal y rectangular en el plano vertical como se observa en la figura 2.8 (Madrid, 2015).

FIGURA 2.8. MODELO GEOMÉTRICO KGD



Fuente: (Martínez, et al., 2012)

Las características del modelo son las siguientes:

- ✓ El modelo puede ser aplicado cuando $h_f > x_f$.
- ✓ La presión neta tiende a aumentar con el tiempo.
- ✓ El ancho cambia en función de la altura.
- ✓ Flujo en una sola dirección y altura fija.

2.6.4 Modelo radial

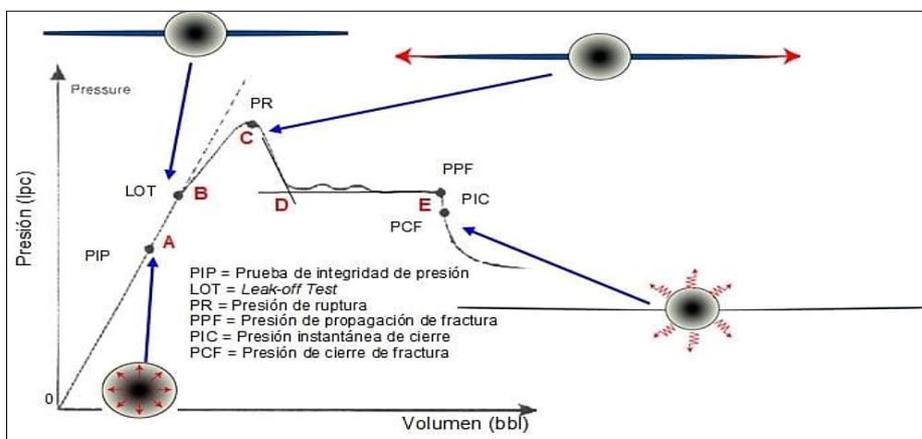
Este modelo considera que la altura es igual a dos veces la longitud de fractura, de modo que la altura de fractura crece al mismo tiempo que la longitud de la fractura (Martínez, et al., 2012).

- ✓ $2x_f = h_f$

2.7 HIDRÁULICA DE FRACTURAMIENTO

El proceso de inyección del fluido desde la superficie hasta la formación receptora, se debe considerar algunos parámetros fundamentales tales como, presiones, propiedades petrofísicas de la roca, tasas de inyección, condiciones del fluido fracturante y condiciones mecánicas del pozo. (Llerena, 2019)

FIGURA 2.9. PRESIONES PRESENTES EN EL PROCESO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO



Fuente: (Madrid, 2016)

A partir de la figura 2.9 se observa todas las presiones que intervienen el proceso de fracturamiento hidráulico y la variación de las mismas en los puntos críticos a medida que se aumenta el volumen de inyección.

Las presiones presentes en el fracturamiento son las siguientes:

- ✓ PIP= Prueba de Integridad de presión.
- ✓ LOT= Leak-off Test.
- ✓ PR= Presión de ruptura.
- ✓ PPF= Presión de propagación de fractura.
- ✓ PIC= Presión instantánea de cierre.
- ✓ PCF= Presión de cierre de fractura.

2.7.1 PRESIONES ASOCIADAS AL FRACTURAMIENTO

Las presiones presentes en la figura 2.9 deben ser monitoreadas durante todo el proceso de fracturamiento, estas presiones pueden ser calculadas, de manera que nos permite entender el proceso de fracturamiento hidráulico.

2.7.1.1 Presión de Fractura

Presión en la cual empieza a agrietar en la formación, de manera que inicia la fractura, por lo tanto, mantiene abierta la fractura. (Llerena, 2019)

$$P_f = G_f * TVD \text{ [psi]} \quad (2.2)$$

Donde:

G_f : Gradiente de fractura $\left[\frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right]$

TVD: Profundidad de la zona de interes [ft]

2.7.1.2 Presión Hidrostática

Presión a la profundidad del yacimiento, debido al peso de la columna del fluido en el pozo, y la densidad. Se calcula mediante:

$$P_h = 0.052 * \rho_m * TVD \quad (2.3)$$

Donde:

ρ_m : Densidad de la mezcla $\left[\frac{\text{lbm}}{\text{gal}} \right]$

2.7.1.3 Pérdidas de presión por fricción en tuberías

Es la caída de presión provocada por la resistencia del fluido que se mueve a través del tubing. Su valor aumenta con el aumento del caudal de inyección y viscosidad del fluido, en contraste su valor disminuye con el aumento del tamaño de la tubería. (Schlumberger, 2018)

2.7.1.4 Pérdidas de presión por tortuosidad

La pérdida de presión debido a la tortuosidad ocurre cuando las perforaciones a través de las cuales escapa el fluido no están orientadas en la dirección del nivel preferencial de fractura (la dirección del esfuerzo máximo). Por esta razón, el fluido que fluye del pozo describe una trayectoria muy discontinua donde hay una caída de presión (Madrid, 2016). Para el cálculo de la pérdida de presión por tortuosidad, se considera una pérdida del 10% de la presión superficial calculada (Barragan, 2016).

2.7.1.5 Pérdidas de presión de fricción en las perforaciones

Es la caída de presión creada por un fluido cuando ingresa a un medio poroso y encuentra restricciones de flujo, como el caso de perforaciones o punzados (Paz, 2018).

2.7.1.6 Presión de cierre

Es la fuerza que cierra la fractura, bajo esta presión, la fractura se cierra y los valores más altos indican que la fractura permanece abierta, este valor generalmente es terminado por un Minifrac mediante la caída de presión, luego de que las bombas han sido apagadas (Proaño, 2019).

2.7.1.7 Presión de superficie para efectuar el tratamiento

Es la presión que se debe aplicar en superficie para lograr fracturar el reservorio receptor, está determinada por la presión de fondo, presión de fractura, pérdida de presión por fricción y por la presión hidrostática que se genera por el peso del fluido inyectado (Barragan, 2016).

$$P_s = (P_f + P_{f_{t y p}} + P_{pf}) - P_h \text{ [psi]} \quad (2.4)$$

Donde:

P_s : Presión de fractura en superficie [psi]

P_f : Presión de fractura [psi]

$P_{f_{t y p}}$: Pérdida de fricción en la tubería y perforación [psi]

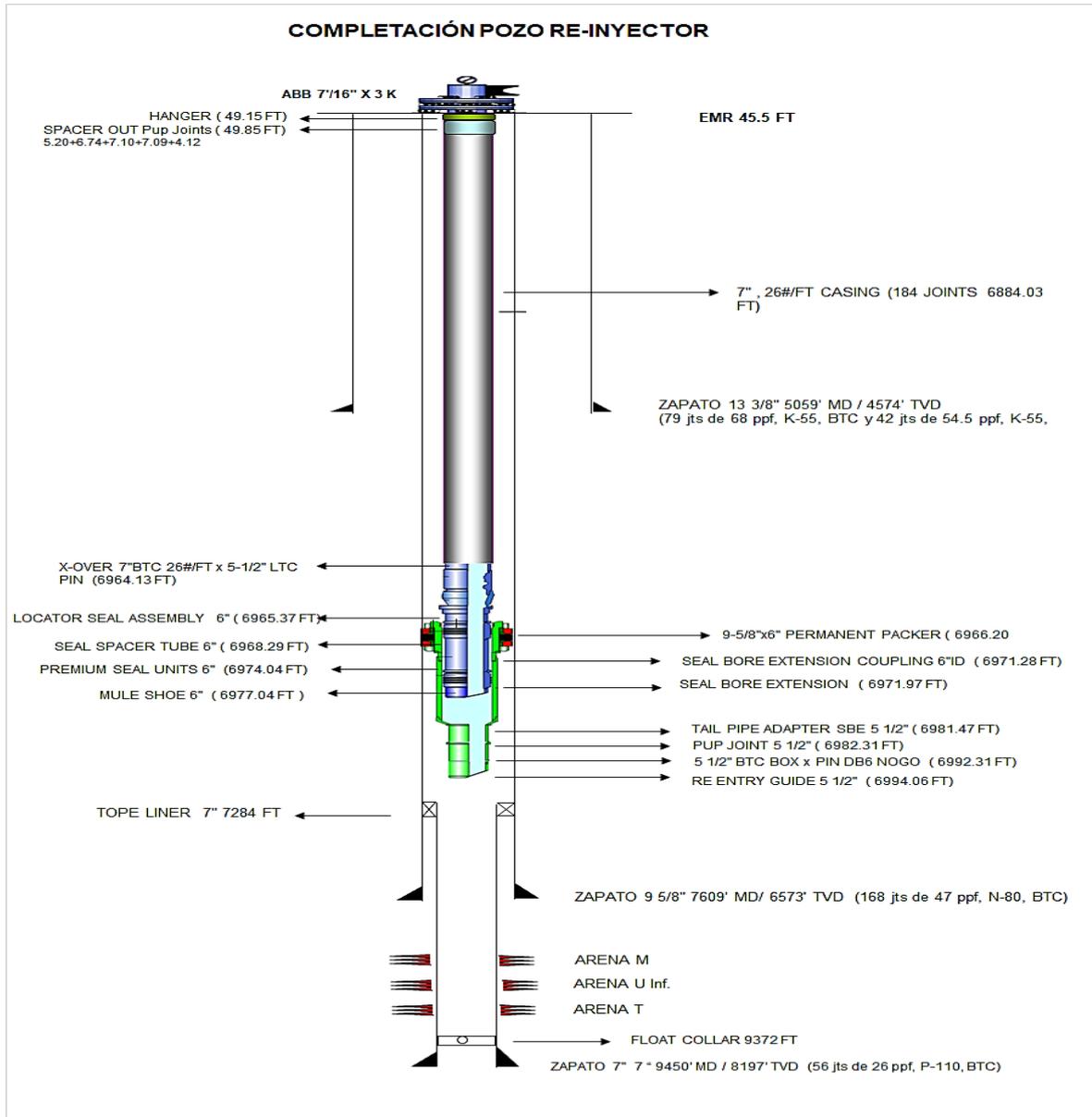
P_{pf} : Presión de propagación de fractura [psi]

P_h : Presión Hidrostática [psi]

2.8 ESTADO MECÁNICO DEL POZO

Definido como la estructura geométrica del pozo, es la parte más importante en el diseño de perforación, ya que intervienen varias disciplinas de ingeniería, puesto que deben ir desde la superficie hasta una zona de interés. (Lizarazo, 2011)

FIGURA 2.10 DIAGRAMA MECÁNICO DE COMPLETACIÓN



Fuente: (Petroamazonas EP, 2019)

En la figura 2.10 se observa cómo está configurado un pozo perforado, entre las cuales tenemos, profundidad de asentamientos de tuberías de revestimiento, aparejos de producción, formaciones productoras e intervalos perforados.

Para nuestro estudio consideramos la completación de un pozo re-inyector, que nos proporcionaran información del diseño de tuberías que permiten calcular presiones de estallido y colapso, tomando en cuenta algunos parámetros de factores de diseño como se observa en la tabla 2.2.

TABLA 2.2 FACTORES DE DISEÑO

TUBERÍA	
Carga	Factor de diseño
Estallido	1.1
Colapso	1.1
Axial (Tensión/Compresión)	1.7
Triaxial	1.25
CONEXIÓN	
Estallido	1.1
Axial (Tensión/Compresión)	1.7

Elaborado por: Chipantaxi, 2021

Fuente: (Halliburton, 2018)

2.9 NORMATIVA AMBIENTAL VIGENTE

La normativa ambiental permite regular y controlar el cumplimiento del reglamento en todas las actividades hidrocarburíferas, para el presente estudio en el proceso de reinyección de cortes de perforación, estipulado en el reglamento vigente (Expedición del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas), Capítulo IV. Sección II, Art. 72, y Art. 73. Donde menciona lo siguiente (ARCERNNR, 2021).

Art. 72.- Reclasificación o conversión de pozos.

Los Sujetos de Control dependiendo de las necesidades o requerimientos técnicos podrán solicitar la reclasificación o conversión de pozos, de productores a inyectoros o reinyectores, o viceversa, u otros tipos.

Para la aprobación por parte del Ministerio del Ramo, los Sujetos de Control deben presentar todos los justificativos técnicos de respaldo. La aprobación se emitirá en un término de 30 días.

Art. 73.- Reinyección de agua de formación, agua y desechos, recortes (ripios de perforación) en pozos.

Los Sujetos de Control podrán reinyectar agua de formación, agua y desechos, recortes (ripios de perforación) en pozos perforados para este fin, así como en aquellos que han sido reclasificados como re-inyectores.

Para la reinyección de agua de formación, agua y desechos, recortes (ripios de perforación) en la formación seleccionada, se debe realizar lo siguiente:

- a) El estudio de las características geológicas de la formación receptora.
- b) El asegurar el confinamiento geológico de la zona receptora.
- c) La definición de las características técnicas de los pozos de reinyección en los cuales se demuestre admisión y no haya presencia de hidrocarburos comercialmente explotables.
- d) El asegurar mecánicamente la protección de los acuíferos superficiales o Yacimientos.
- e) El análisis de no impacto a pozos cercanos, ni fallas.
- f) La estimación de la capacidad de recepción del pozo, de acuerdo con las características geológicas de la formación.
- g) Las características del fluido a reinyectarse.
- h) La evaluación de riesgo y métodos de mitigación.
- i) Las pruebas de admisión en el pozo receptor.

Además, se deben cumplir con las demás disposiciones legales y reglamentarias, relacionadas con el control y protección ambiental como los detallados en el art. 72 y art.73. (ARCERNNR, 2021)

CAPITULO III

3 METODOLOGÍA

Para la elaboración de nuestro trabajo utilizamos la información proporcionada por el área de Operación del Bloque 43 ITT, es decir datos petrofísicos y reológicos que empleamos en el estudio de factibilidad de reinyección de cortes. Todo ese proceso lo evaluamos de acuerdo con la normativa ambiental (Expedición del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas). De acuerdo a la metodología se pudo obtener lo siguiente:

1. Sección del pozo.
2. Identificación de las formaciones
3. Identificación de reservorios óptimos.
4. Análisis de la lechada inyectada.
5. Cálculo de presiones.

3.1 SELECCIÓN Y ANÁLISIS DEL POZO RE-INYECTOR

Para la selección del pozo Re-inyector en el Campo Tambococha, se puso énfasis en lo establecido en el Art. 72 de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR) mediante la normativa ambiental (Expedición del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas).

En el Campo Tambocha se estima una campaña de perforación de 8 pozos para mantener la producción de 60,000 barriles diarios durante el 2021. (Petroamazonas, 2020)

Con relación a lo anterior nace la necesidad de elegir un pozo Re-inyector, el cual permita inyectar los Cortes de Perforación, debido a que el Campo Tambococha se encuentra en una zona intangible. (Petroamazonas, 2020)

El pozo seleccionado es el TMBD-6, este pozo se encontraba en producción, pero por su alto corte de agua y su baja producción de petróleo se toma la decisión de cerrarlo, Esto nos conlleva a convertirlo a Re-inyector, debido a que no es rentable económicamente, además cuenta con la mayor información petrofísica para el desarrollo de nuestro proyecto.

Este pozo cumplirá la función de confinar los Cortes de Perforación que se genera de nuevas y futuras Campañas de Perforación del Campo Tambococha o locaciones aledañas, tales como el Campo Ishpingo.

Para mencionada operación se seleccionó el pozo TMBD-6 de acuerdo con la Normativa, Expedición del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas, del Art. 72, donde señala que, para la inyección y disposición de desechos líquidos, se reacondicionarán aquellos pozos que han dejado de ser económicamente productivos o que estén abandonados y, cuando sea estrictamente necesario y ambientalmente justificable se perforarán otros adicionales (ARCERNNR, 2021).

3.2 IDENTIFICACIÓN DE RESERVORIOS PARA LA REINYECCIÓN DE CORTES

La elección de los reservorios de suma importancia en la operación de Reinyección de Cortes de Perforación, ya que formación debe contener la lechada inyectada sin permitir que fluya hacia la superficie o a zonas con un alto riesgo ambiental.

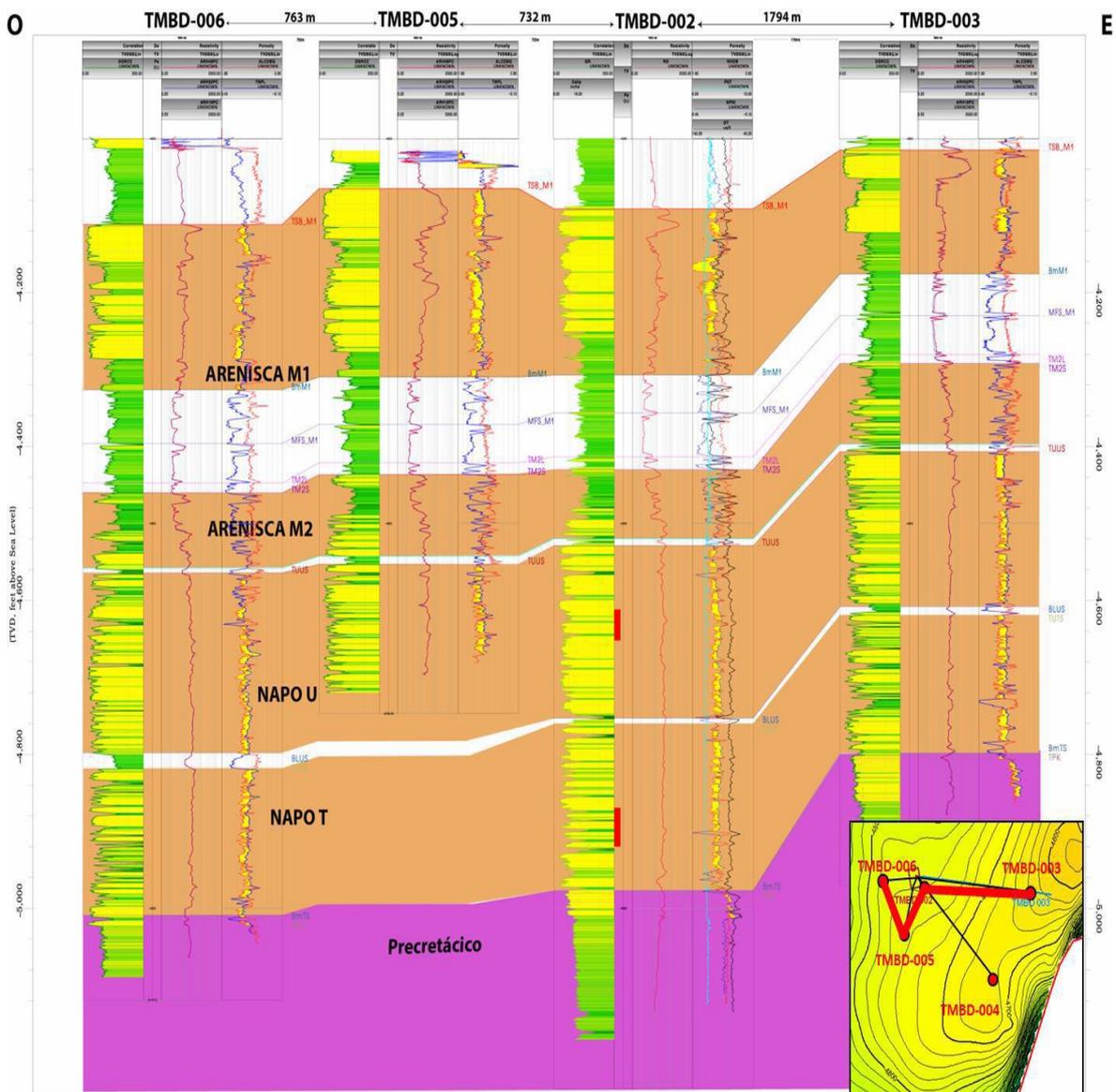
Para elegir la formación receptora, esta debe cumplir con lo establecido en el Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas, Art. 73, literales a, b, y c.

Se seleccionó el pozo TBCD-6 debido a que su producción no es económicamente rentable, además de, su ubicación estratégica cercana a la locación de perforación de pozos. Para la selección de los reservorios la evaluación de los pozos, TPTC-2 y TPTC-3 fue determinante ya que se identificaron 2 miembros de la Formación

Napo como potenciales objetivos para la Reinyección de Cortes de Perforación, los reservorios corresponden a la Arenisca Napo U y Arenisca Napo T, como se observa en la figura 3.1.

Cabe mencionar que se descartaron los reservorios, Arenisca M1 y Arenisca M2, en vista que pueden ser zonas de interés petrolífero en el área (Petroamazonas, 2020).

FIGURA 3.1. CORRELACIÓN ESTRUCTURAL DE POZOS DEL CAMPO TAMBOCOCHA



Fuente: (Petroamazonas EP, 2019)

En la figura 3.1. Muestra la sección estratigráfica y continuidad lateral de las diferentes formaciones, se visualiza las zonas que se encuentran bien diferenciados con distintos estratos entre sí.

Estos estratos tienen la función de contener los fluidos que se encuentran en la formación, formando un sello impermeable para no dejar fluir la lechada Inyectada en esas formaciones.

3.3 ANÁLISIS DE LA ARENISCA NAPO U Y ARENISCA NAPO T

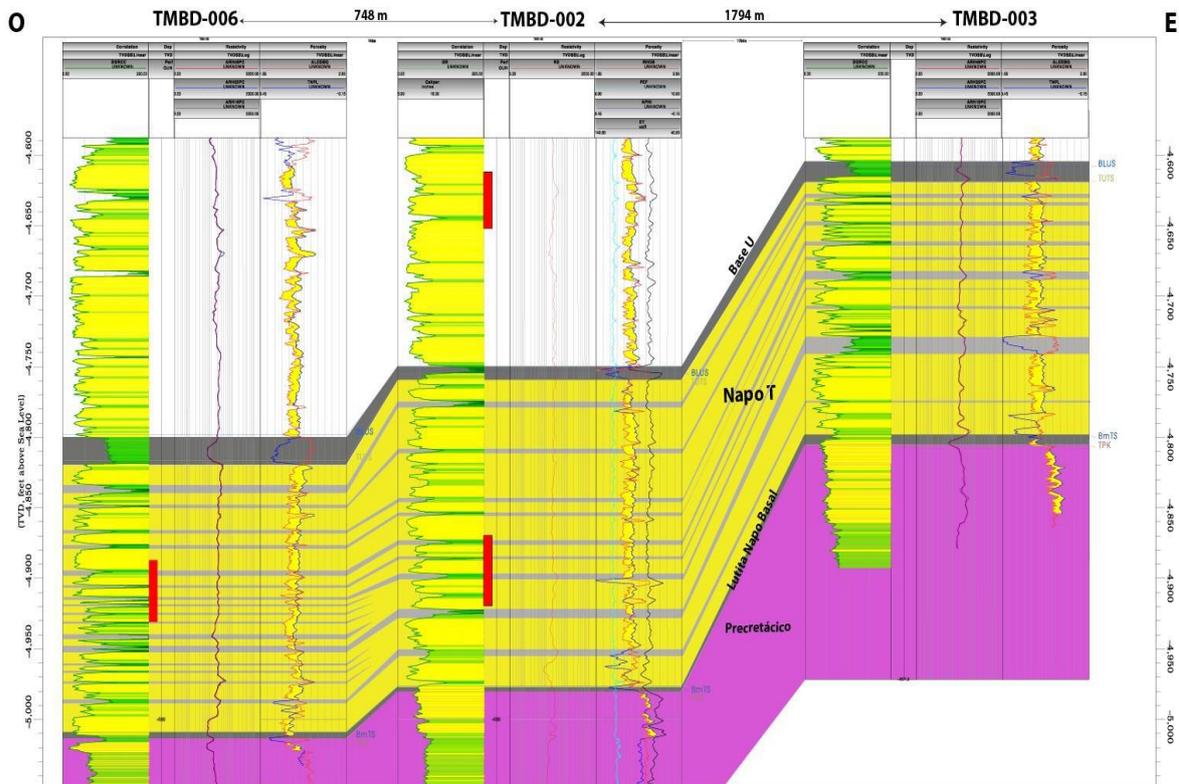
De acuerdo a información facilitada por el área de Exploración de Petroamazonas se observó que la Arenisca Napo U y Arenisca Napo T presentan una buena continuidad lateral, la cual es necesaria para la Reinyección de Cortes de Perforación. (Petroamazonas, 2020)

3.3.1 ARENISCA NAPO T

Compuesta por areniscas transgresivas con glauconita, hialina, transparente, suelta, de grano medio a fino, cuarzosa, subangular no visible cemento ni porosidad, con inclusiones de glauconita, lutita negra, gris oscura, moderadamente dura, astillosa aplanar, cerosa y no calcárea.

Como se observa en la figura 3.2 la Formación Napo está delimitada por potentes capas impermeables como son la Lutita Napo basal y Lutita Napo base U. La correlación de la arenisca Napo T muestra como este reservorio tiende a presentar cambios laterales de facies, siendo la zona con mayores intercalaciones de sedimentos de grano fino en los Pozos TMBD-006 y TMBD-003.

FIGURA 3.2. CORRELACIÓN ESTRUCTURAL ARENISCA NAPO T



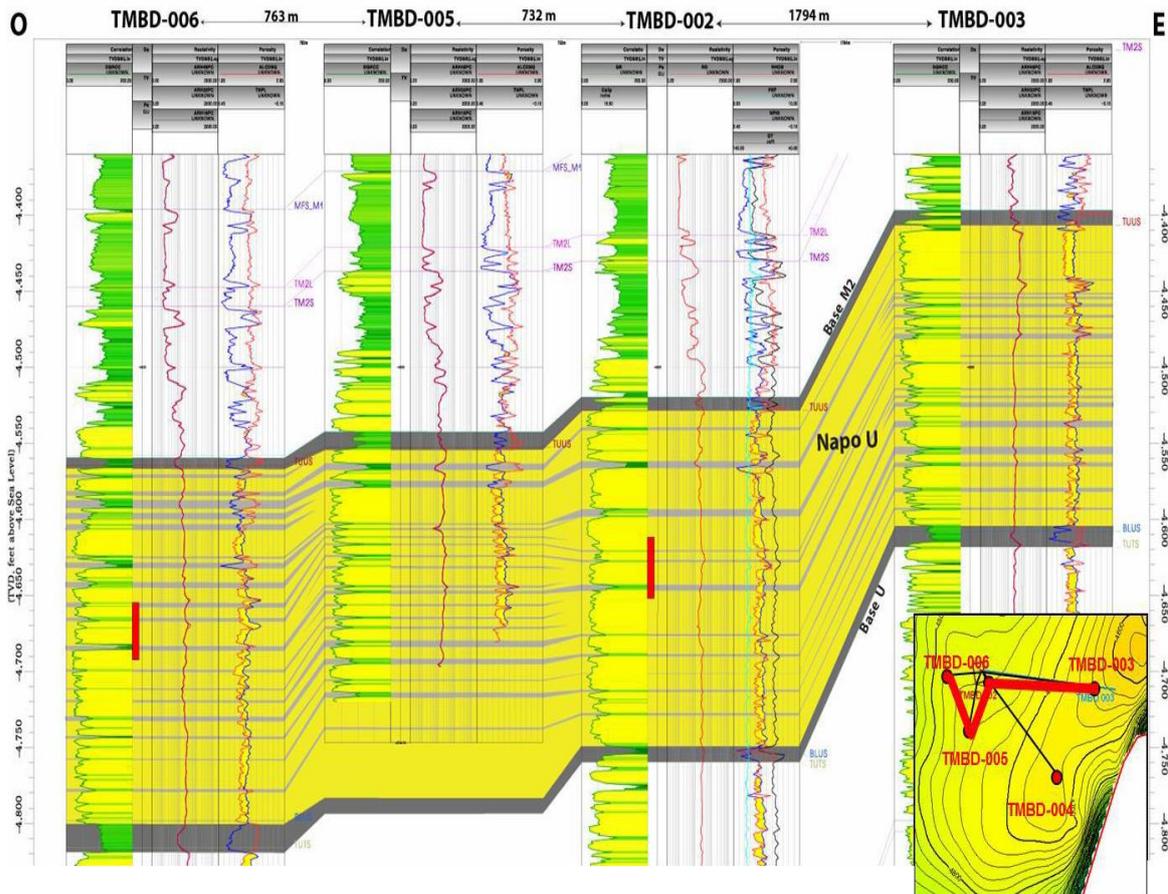
Fuentes: (Petroamazonas EP, 2019)

3.3.2 ARENISCA NAPO U

Es una arenisca cuarzosa, hialina con feldespato de grano medio-fino a grueso, ocasionalmente muy grueso, estratificación cruzada festoneada, alteración de caolinita en las superficies de estratificación y laminación paralela, en su base está compuesta por intercalación de lutitas, negra, gris oscura, cerosa, no calcárea (Petroamazonas EP, 2018).

En la correlación de la arenisca Napo U se logra observar que está delimitada en su base por la lutita Napo U y la base de la arenisca M2, también se observa como este reservorio es mucho más arenoso que la arenisca Napo T, sin embargo, la presencia de sedimentos finos aumentó en la zona de los pozos TMBD-005 y TMBD-003, como se observa en la figura 3.3.

FIGURA 3.3. CORRELACIÓN ESTRUCTURAL ARENISCA NAPO U



Fuentes: (Petroamazonas EP, 2019)

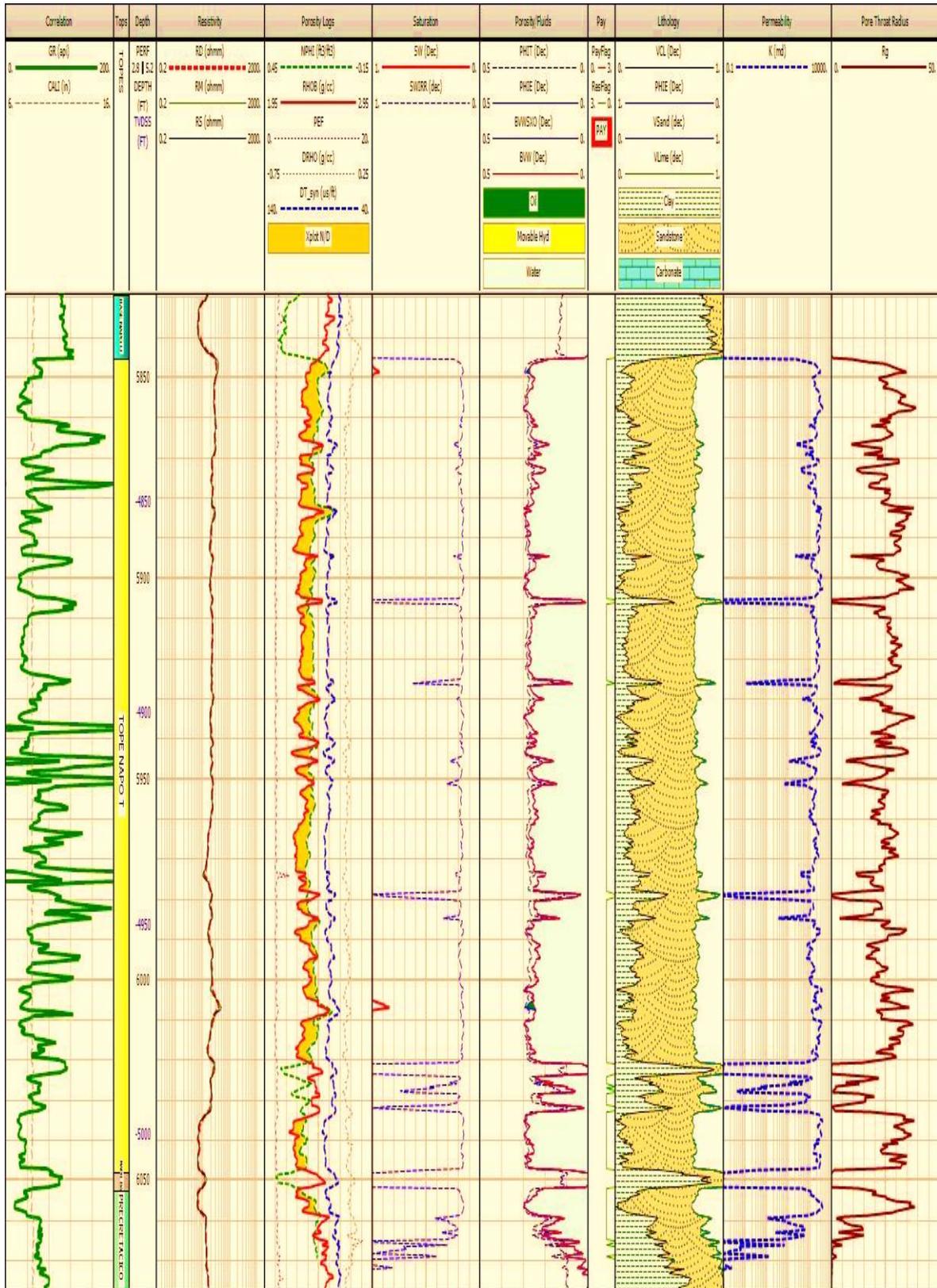
3.4 ANÁLISIS PETROFÍSICO ARENISCA U Y ARENISCA T

Las areniscas U y T pertenecen a la Formación Napo y presentan espesores de arena neta promedio de aproximadamente 50 y 60 pies (Chamba Camacho, 2015).

3.4.1 ANÁLISIS LITOLÓGICO ARENISCA U

La arenisca U en el intervalo de 5577 ft hasta 5825 ft, está constituida en su mayoría por arenisca con intercalaciones de lutita, arenisca Hialina, ocasionalmente suelta, grano medio a fino, lutita negra, gris, planar a astillosa, cerosa, no calcárea, se observa en casi todo el intervalo valores de resistividad constante de 40 ohm-m, no tiene zona de pago, pero en algunos intervalos existe una mínima saturación de petróleo y en la mayor parte la arenisca U está saturada de agua como se observa en la figura 3.4.

FIGURA 3.5. REGISTRO ELÉCTRICO, ARENISCA T, POZO TMBD-006



Fuente: (Petroamazonas EP, 2019)

3.4.3 RESULTADOS EVALUACIÓN PETROFÍSICA ARENISCA U Y ARENISCA T

TABLA 3.1. PROPIEDADES PETROFÍSICAS ARENISCA U Y ARENISCA T, POZO TMBD-006

Arena	Tope (ft)	Base (ft)	Gross (ft)	Net Res (ft)	PHIE (dec)	Sw (dec)	Vcl (dec)	Swirr (dec)	Rg (um)	Perm (mD)
Napo U	5577	5825	248	206.59	0.256	1	0.14	0.179	25.8	1888.3
Napo T	5843	6047	204	183.27	0.255	0.998	0.15	0.177	25.2	1780.8

Elaborado por: Chipantaxi, 2021

Fuente: (Petroamazonas EP, 2019)

En la Tabla 3.1 se observa el resultado de la evaluación petrofísica para la arenisca U, en un intervalo de 5577 ft hasta 5825 ft con un espesor de 248 ft y un espesor neto de 206.59 ft con una porosidad de 25.6%, saturación de agua 100%, porcentaje de arcilla de 14%, saturación de agua irreductible de 17.9%, con garganta de poros promedio de 25.8 micrones y permeabilidad de 1888.3 mD.

El fluido que está presente en el intervalo en su mayoría es agua, mediante el registro de la figura 3.5 se observa pobre presencia de hidrocarburo en intervalos pequeños.

La interpretación petrofísica para la arenisca T a diferencia de la arenisca U, presenta un intervalo de 5843 ft hasta 6047 ft con un espesor de 204 ft, el espesor neto es de 183.27 ft, porosidad similar a la arenisca U de 25.5%, saturación de agua de 99.8%, porcentaje de arcilla de 15%, saturación de agua irreductible de 17.7%, garganta de poros promedio de 25.2 micrones, permeabilidad de 1780.8 mD, a diferencia de la arenisca U, la arenisca T se encuentra totalmente en agua y no existe presencia de hidrocarburo.

3.5 SELECCIÓN DEL RESERVORIO E INTERVALO PARA LA REINYECCIÓN

Se evaluaron los reservorios de arenisca T, arenisca U, arenisca M1 y arenisca M2. Cabe destacar que las areniscas M1 y M2 no se incluyeron dentro del estudio de factibilidad, puesto que presentan intervalos de interés petrolífero en el área Tambococha.

Se descartó la arenisca Napo U, porque tiene algunos intervalos mínimos saturados de petróleo, además no está separada por estratos impermeables, por esta razón no fue seleccionada para receptor Cortes de Perforación.

Con respecto a la selección del reservorio óptimo para la Reinyección de Cortes de Perforación, se identificó la arenisca T como reservorio receptor, dado que en su tope se encuentra delimitado por la Lutita Napo Medio y su base se encuentra delimitada por Lutita Napo Basal, como se observa en la figura 3.6 las lutitas tiene baja permeabilidad y esta intercalado con estratos más arcillosos, esto permite un sello geológico natural impermeable, esto reduce el riesgo de migración de filtrado hacia las formaciones productoras o acuíferos de agua dulce.

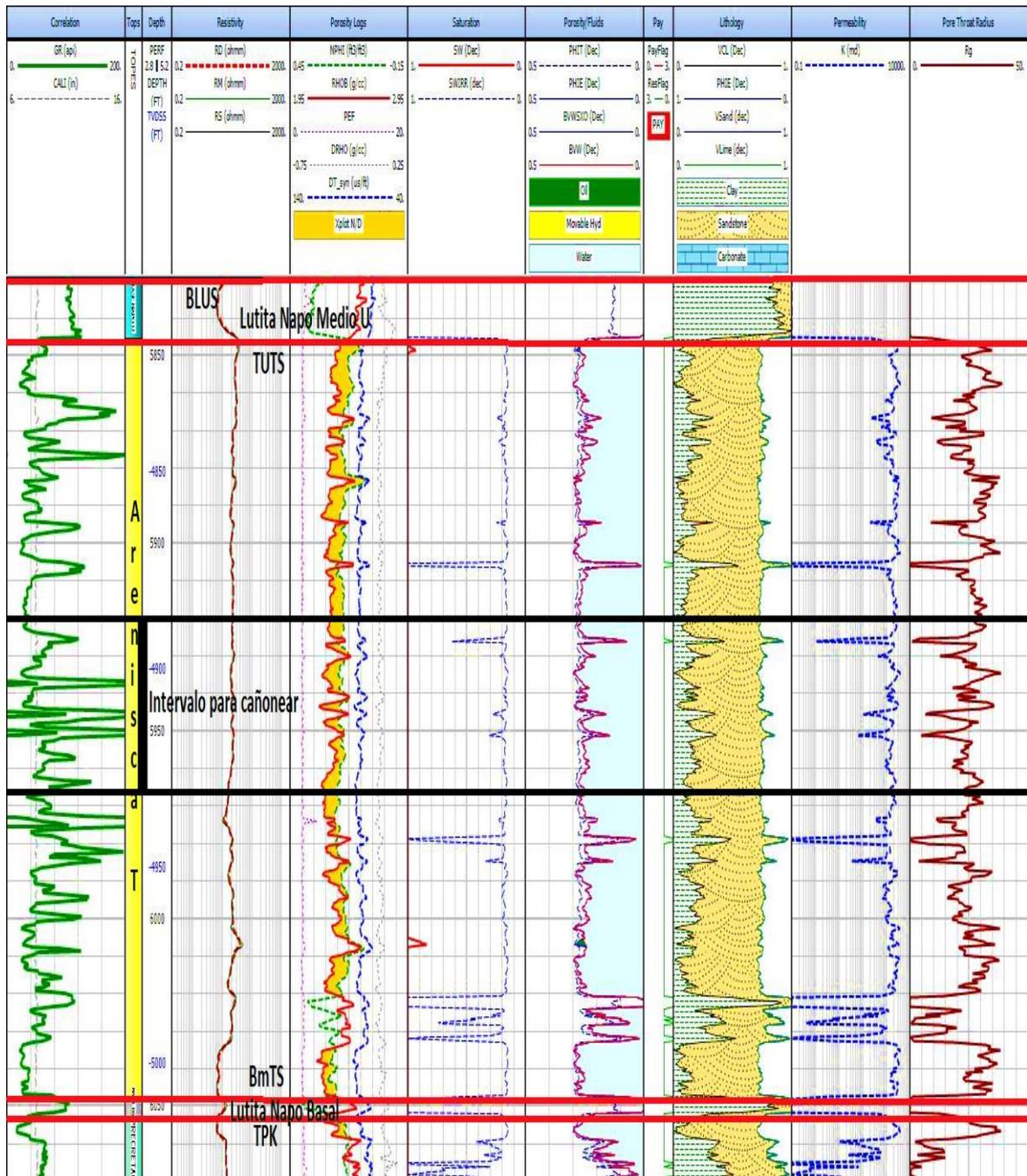
Se determinó en la arenisca T que el intervalo para cañonear es de 5920 ft hasta 5967 ft, como se observa en la figura 3.6 los estratos arenosos muestran buena continuidad lateral, lo cual contribuye a una mayor capacidad de almacenamiento.

La profundidad es la adecuada para que la fractura crezca desde el centro de la Arenisca Napo T, y reduzca la probabilidad de contactar acuíferos de agua dulce como también la arenisca Napo U y el Precretácico, cumpliendo lo establecido en la expedición del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas en el Art 73, literales a, b, c.

En el intervalo seleccionado existe presencia mínima de arcilla, lo que significa que no requiere ser cañoneado totalmente, ya que la fractura crecerá únicamente con la ayuda del fluido de reinyección.

La arenisca T, podrá confinar grandes volúmenes de Cortes de Perforación que se indican en la tabla 3.5, lo que significa que se puede receptor cortes de perforación de futuros pozos perforados.

FIGURA 3.6. IDENTIFICACIÓN DEL INTERVALO MEDIANTE REGISTRO GEOFÍSICO DEL POZO TMBD-006, ARENISCA T



Modificado por: Chipantaxi, 2021
 Fuente: (Petroamazonas EP, 2019)

3.6 CARACTERIZACIÓN DE LA LECHADA

Los materiales a ser procesados y reinyectados pueden ser cortes de perforación, fluidos de perforación, aguas de producción, arena producida, agua lluvia, lodo, y aguas residuales, entre otros, mismos que son transferidos a la unidad de procesamiento, donde se recirculan mediante bombas centrifugas para degradar el tamaño de partícula de los sólidos.

Para ajustar las propiedades del fluido de desecho (lechada) se adiciona agua y/o polímero viscosificante, el cual, una vez bajo especificaciones es transferido a la zaranda clasificadora donde las partículas grandes son separadas y recirculadas mientras que el fluido que pasa por la zaranda cae en el tanque de retención, este proceso se lo conoce como tamizaje, finalmente mediante agitación se mantiene la homogeneidad y suspensión de las partículas (SINOPEC, 2018).

Posteriormente los sólidos que no cumplen con el tamaño de partícula, (menor a 300 micrones), son enviados a un molino donde se realizan el proceso de trituración, transformándolo al tamaño de partícula adecuada, de esta manera los sólidos son enviados nuevamente al tanque de almacenamiento para ser integrados a la lechada.

La lechada es movida mediante una bomba centrifuga hacia bomba tríplex de alta presión, esta bomba inyecta el fluido hacia la formación receptora, creando un sistema de fractura, de modo que podrá ingresar la lechada hacia el reservorio óptimo para que sea confinado (SINOPEC, 2018).

Mediante experiencias y los mejores proyectos globales basados en Reinyección de Cortes, las características óptimas recomendados para la lecha que se va a inyectar son las siguientes.

- Tamaño de Partícula
- Densidad
- Contenido de sólidos

- Resistencia de gel
- Viscosidad

TABLA 3.2. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA LA LECHADA

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA LA LECHADA	
Características	Valor
Tamaño de la partícula	< 300 micras
Densidad de la lechada	9 - 11 PPG
Máximo contenidos de sólidos en la lechada	20% por Vol.
Fuerza de gel mínima en 10 seg, 10 min y 30 min	18, 25 y 27 lb/100 ft ²
Viscosidad de embudo de Marsh	60 a 90 seg/ qt

Elaborado por: Chipantaxi, 2021

Fuente: (SINOPEC, 2018)

3.7 PARÁMETROS DE REINYECCIÓN

Los parámetros de reinyección de cortes de perforación son muy importantes para la evaluación del fracturamiento hidráulico, los principales son: presión, tasa de inyección, propiedades de la lechada, todo esto se considera para el proceso de inyección desde la superficie hasta la formación receptora.

Los datos de presión constituyen un parámetro clave y fundamental en el proceso de Reinyección de Cortes, de ahí que, se utilizan para el modelo del fracturamiento hidráulico y monitoreo constante de la secuencia de bombeo en la operación de inyección. (Halliburton, 2018)

A partir de los parámetros antes mencionados se podrá realizar los cálculos necesarios para evaluar las diferentes presiones que intervienen en el proceso CRI.

3.8 EVALUACIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El objetivo principal de la evaluación del fracturamiento hidráulico, es encontrar la presión de reducción de fractura, mediante las pruebas multitasas, como resultado se determina el punto en el que se inicia la fracturamiento hidráulico. (Villavicencio, 2017)

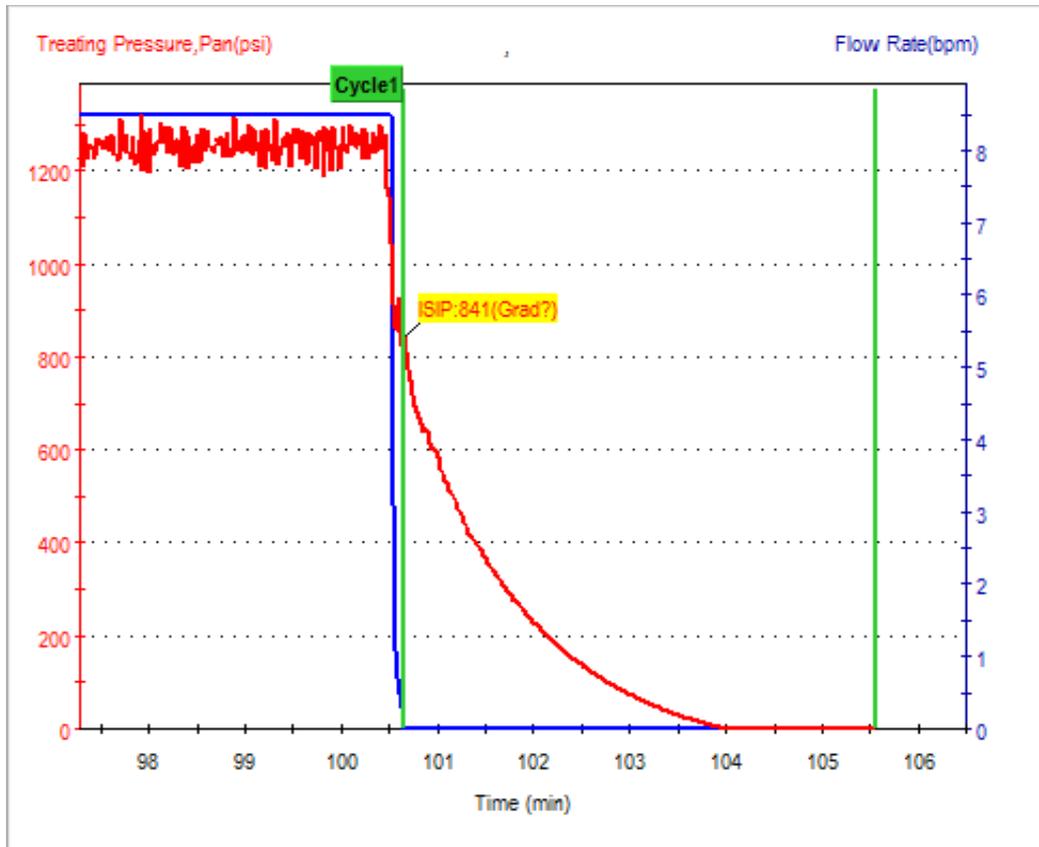
Para la evaluación de la fractura hidráulica intervienen los resultados del análisis petrofísico que se presentó, también interviene cálculo de diferentes presiones, adicional la densidad de la lechada.

Para nuestro caso de estudio se tomó valores de densidad de lechada a inyectar, los cuales se encuentran en un rango de 9 ppg a 11 ppg, mismos rangos de densidad que son empleados en el modelaje Reinyección de Cortes a nivel mundial, algunos valores para nuestra evaluación fueron tomados del pozo TPTCP-0821 (Halliburton, 2018).

Para la evaluación de fractura en la arenisca T en el intervalo principal se tomó un valor de tasa de bombeo de 3 bpm, se utilizó un gradiente de presión de 0.702 psi/ft.

La densidad de la lechada es un valor importante en el cálculo de la presión final de fractura, puesto que se puede evidenciar la presión en el fondo del pozo debido al peso de la columna de fluido.

FIGURA 3.7. PERIODO DE INYECCIÓN Y DE CIERRE DE LA ARENISCA T



Fuente: (Schlumberger, 2018)

A partir de la figura 3.7 se observa cómo la presión varía en el fondo en el primer ciclo de inyección donde observamos que la presión subió y rompió la formación, a este proceso se lo llama (Presión de ruptura). Posteriormente la presión tiende a estabilizarse, por lo tanto, tenemos la (Presión de propagación de fractura), esta presión está adentro de la fractura, y finalmente una vez parado el bombeo la presión comienza a declinar, de ahí que se obtiene la Presión de cierre instantáneo (ISIP) y por tanto la Presión de cierre. Termina el ciclo de inyección, la fractura se cierra y la presión de reservorio tiende a estabilizarse. Por esta razón la presión de bombeo debe ser mayor a la presión del reservorio (Barragan, 2016).

Para el cálculo de presión en superficie se utilizará el valor de propagación de fractura de 1215 psi que considera un aumento del 10% al valor obtenido de Presión de superficie debido a la pérdida por tortuosidad, considerando mencionadas características se obtiene la Presión ideal para crear la fractura en el reservorio.

3.8.1 PROCEDIMIENTO DEL CÁLCULO DE LA PRESIÓN EN SUPERFICIE.

Para el cálculo de la Presión necesaria en superficie requerida en la operación se utilizará la ecuación (2.4)

$$P_s = (P_f + P_{fr\ t\ y\ p} + P_{pf}) - P_h \text{ (psi)}$$

- Cálculo de la presión de fractura con la ecuación (2.2), un gradiente de presión de 0.702 psi/ft, h= 6047 ft

$$P_f = G_f * TVD \text{ [psi]} \quad (5.2)$$

$$P_f = 0.702 * 6047$$

$$P_f = 4244.994 \text{ (psi)}$$

- Calculo presión hidrostática con la ecuación (2.3), con una densidad de lechada de 9.1 lbm/gal, TVD= 6047 ft

$$P_h = 0.052 * 9.1 * 6047$$

$$P_h = 2861.4404 \text{ (psi)}$$

- Cálculo de pérdida de Presión por Fricción, se estimó que por cada 1000 ft de tubería se pierde 191 psi, este parámetro se lo estableció de acuerdo con los cálculos realizados en Re-inyector TPTCP-0821, y en el pozo Re-inyector Apaika 1X.

$$P_{fricción\ en\ t\ y\ p} = \frac{6047\ ft}{1000\ ft} * 191\ psi$$

$$P_{fricción\ en\ t\ y\ p} = 1154.997 \text{ (psi)}$$

- El valor de Presión de propagación de fractura se obtuvo de la figura 3.7.

$$P_{pf} = 1215 \text{ (psi)}$$

La Tabla 3.3 presenta los resultados de las diferentes presiones con distintos valores de densidad, estas densidades se tomaron de la información del pozo Re-inyector TPTCP-0821.

TABLA 3.3. RESULTADOS DE DIFERENTES PRESIONES

Densidad de Lechada (ppg)	Presión de Fractura (psi)	Perdida de Presión por Fricción (psi)	Presión Hidrostática (psi)	Presión de Propagación de Fractura (psi)
9.1	4244.994	1154.977	2861.4404	1215
9.8	4244.994	1154.977	3081.5512	1215
10.7	4244.994	1154.977	3364.5508	1215

Elaborado por: Chipantaxi, 2021
Fuente: (Halliburton, 2018)

A partir de los resultados de la Tabla 3.3 determinamos la Presión en superficie con la ecuación (2.4).

$$P_s = (P_f + P_{\text{fricción en t y p}} + P_{pf}) - P_h \text{ (psi)}$$

$$P_s = (4244.994 + 1154.997 + 1215) - 2861.4404 \text{ (psi)}$$

$$P_s = 3753.5306 \text{ (psi)}$$

Al valor obtenido de Presión de Superficie tenemos que añadirle la pérdida por tortuosidad, lo obtenemos de un 10% del valor calculado de P_s , de esta manera tendremos la presión óptima para la inyección con fractura en la arenisca T.

$$PP_{\text{tortuosidad}} = P_s * 10\% \text{ (psi)} \quad (3.1)$$

Donde:

$PP_{\text{tortuosidad}}$: Pérdida de presión por tortuosidad (psi)

P_s : Presión de fractura en superficie (psi)

$$PP_{\text{tortuosidad}} = 3753.5306 * 10\%$$

$$PP_{\text{tortuosidad}} = 375.35306 \text{ (psi)}$$

Por último, se suma la P_s y $PP_{\text{tortuosidad}}$ para obtener la Presión final en superficie.

$$P_{\text{tortuosidad}} = P_s + PP_{\text{tortuosidad}} \text{ (psi)} \quad (3.2)$$

$$P_{\text{sfinal}} = P_s + PP_{\text{tortuosidad}}$$

$$P_{\text{sfinal}} = 3753.5306 + 375.35306$$

$$P_{\text{sfinal}} = 4128.88366 \text{ (psi)}$$

TABLA 3.4. PRESIÓN FINAL EN SUPERFICIE DE ACUERDO CON EL PESO DEL FLUIDO INYECTADO

Peso de Lechada (ppg)	Presión en Superficie (psi)	Presión por Tortuosidad (psi)	Presión Final de Superficie (psi)
9.1	3753.5306	375.35306	4128.88366
9.8	3533.4198	353.34198	3886.76178
10.7	3250.4202	325.04202	3575.46222

Elaborado por: Chipantaxi, 2021

En la Tabla 3.4 se observa las presiones calculadas en superficie con su respectiva densidad de fluido, estas presiones están en el rango permitido de operación de

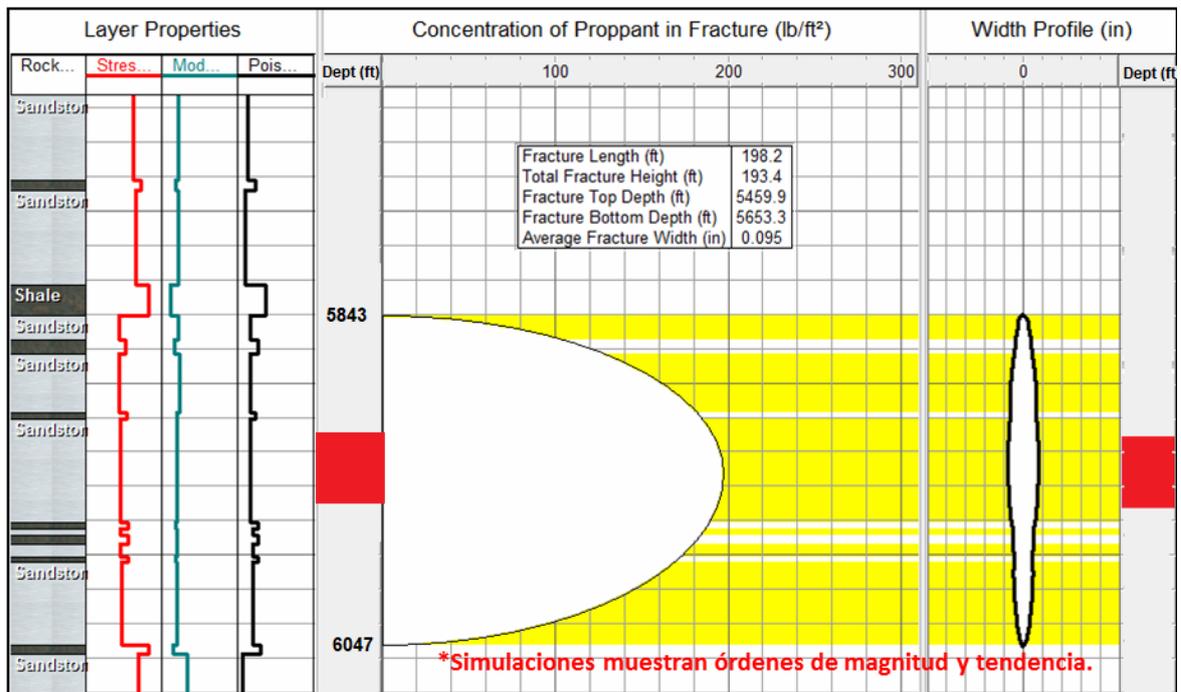
2000 psi hasta 5000 psi, mismo que nos indica que las presiones calculadas son las adecuadas para la inyección del fluido y fractura en la arenisca T. (Halliburton, 2018)

El rango de presión en superficie en un proceso de reinyección es de 2000- 45000 psi de acuerdo con el diseño de equipos, de manera que las presiones calculadas en la tabla 3.4 son admitidas en el proceso. (HALLIBURTON, 2014)

3.9 GEOMETRÍA DE LA FRACTURA.

En la Figura 3.8 se puede observar la geometría de fractura correspondiente a las simulaciones realizadas a la arenisca T en el Campo ITT.

FIGURA 3.8. GEOMETRÍA DE LA FRACTURA ARENISCA T



Fuente: (Petroamazonas EP, 2019)

Del análisis de la figura 3.8, se concluye que la simulación realizada en la arenisca T, tiene el modelo de fractura de Perkins, Kern y Nordgren (PKN), dado que su altura de fractura es mucho menor que la longitud de fractura, también se observa el intervalo a disparar está en el centro de la arenisca T, esto se considera para que la fractura crezca y quede contenida dentro de la arenisca Napo T, hasta topar el

sello que lo separa del reservorio suprayacente, este sello ayuda a contener el crecimiento vertical de la fractura. (Schlumberger, 2018)

3.10 CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO ARENISCA T

Para la evaluación de la capacidad de almacenamiento vamos a considerar algunos datos del análisis petrofísico, esto nos permitirá determinar cuántos barriles puede ser inyectado en el reservorio receptor.

Para nuestro análisis de volumen que puede ser confinado en la arenisca T, utilizaremos la ecuación (3.3), se considera que el reservorio es homogéneo y continuo, tanto en altura del reservorio como en propiedades físicas, por lo cual consideramos que presenta la forma de un cilindro (Barragan, 2016).

$$V = A * h \text{ (ft}^3\text{)} \quad (3.3)$$

Donde:

V: Volumen de la arena ft³

A: Area de la arena (ft²)

h: Altura de la arena (ft)

Para estimar la capacidad máxima de almacenamiento, se estableció tasas de bombeo de inyección para la fractura en la arenisca T, tales como (3,4,5 y 6 bpm) y el contenido de sólidos en la lechada de (10%, 15% 20%), se tomó los mismos valores de longitud de fractura del pozo Re-inyector TPTCP-0821, estos datos fueron empleados para el cálculo del volumen al ser confinado.

3.10.1 CÁLCULO DEL VOLUMEN DE RECEPCIÓN EN LA ARENISCA T

Con los resultados del análisis petrofísico que fueron de Sw de 99.8%, PHIE de 25.5% y Espesor de 183 ft y radio de penetración r = 198.2 ft

Proceso del cálculo del volumen de recepción de la arenisca T.

- Determinación del área.

$$A = \pi * r^2 \text{ (ft)} \quad (3.4)$$

Donde:

r = Radio de penetración (ft)

$$A = \pi * r^2$$

$$A = \pi * 198.2^2$$

$$A = 123408.2985 \text{ ft}^2$$

- Determinación del volumen.

$$V = A * h$$

$$V = 123408.2985 * 183$$

$$V = 22583718.62 \text{ ft}^3$$

El volumen calculado, no considera que la arenisca T contiene fluidos ni porosidad. Para calcular el volumen total consideramos porosidad y Saturación, empleamos la siguiente ecuación.

$$V_T = V * \phi * S_w \text{ (ft}^3\text{)} \quad (3.6)$$

Donde:

V: Volumen sin considerar propiedades petrofísicas (ft³)

ϕ : Porosidad (dec)

S_w = Saturación de agua o fluidos (dec)

- Con la ecuación (3.5)

$$V_T = V * \phi * S_w$$

$$V_T = 22583718.62 * 0.255 * 0.998$$

$$V_T = 5747330.551 \text{ft}^3$$

- Transformamos el resultado a MM bbls

$$V_T = 5747330.551 \text{ft}^3 * 0.17811$$

$$V_T = 1.023657044 \text{ MM bbls}$$

TABLA 3.5. RESULTADOS DE VOLUMEN RECEPTADO ARENISCA T

Longitud de la Fractura (ft)	Sw (dec)	PHIE (dec)	Espesor (ft)	Area (ft ²)	Volumen Total de Recepción (ft ³)	Volumen de Recepción MM(bbls)
198.2	0.998	0.255	183	123408.298	22583718.6	1.023657044
191.7	0.998	0.255	183	115446.638	21126734.7	0.957616025
187.6	0.998	0.255	183	110561.197	20232699.1	0.917091878

Elaborado por: Chipantaxi, 2021

De la tabla 3.5 se evidencia el volumen de recepción que puede confinar la arenisca T, a partir de diferentes valores de longitud de fractura, con los valores cálculos se puede predecir una posible cantidad de residuos de X pozos perforados.

3.11 INTEGRIDAD DE TUBERÍA DE INYECCIÓN

Uno de los problemas más comunes en el proceso de reinyección de cortes, es la integridad de las tuberías, ya que deberán resistir altas presiones de inyección.

Las presiones a ser evaluadas son: estallido y colapso.

Se procede al cálculo P_c y P_e con los factores de diseño que se presenta en la tabla 2.2 del capítulo 2, y partir de las ecuaciones 3.5 y 3.6.

- Presión de colapso

$$P_c = P_h * FS_{\text{colapso}} \text{ (psi)} \quad (3.7)$$

Donde:

P_h : Presion hidrostática (psi)

FS_{colapso} : Factor de diseño

$$P_c = 2861.440 * 1.1 \text{ (psi)}$$

$$P_c = 3147.58444 \text{ (psi)}$$

- Presión de estallido

$$P_e = P_f * FS_{\text{estallido}} \text{ (psi)} \quad (3.8)$$

Donde:

P_f : Presion de fractura (psi)

$FS_{estallido}$: Factor de diseño

$$P_c = 4244.994 * 1.1 \text{ (psi)}$$

$$P_c = 4669.4934 \text{ (psi)}$$

3.12 ANÁLISIS ECONÓMICO

Se realizó el análisis económico en base a un análisis costo-benéfico, disposición final de cortes de perforación tradicionalmente y el proceso de reinyección de cortes, se debe tomar en cuenta que el método de reinyección de cortes requiere mayor tecnología que otros métodos de disposición de sólidos (Barragan, 2016).

La reinyección de cortes tiene 2 etapas principales: Molienda e Inyección cuyos costos económicos se muestran en la tabla 3.6 a continuación:

TABLA 3.6. COSTO MÉTODO REINYECCIÓN DE CORTES POR POZO

Fase	Costo (USD)Total
Precio de molienda	22582
Costo de reinyección	326098
Logística y otros	45630
Total por pozo	394310

Fuente: (Torres, 2017)

TABLA 3.7. COSTO MÉTODO CONVENCIONAL POR POZO

Fase	Costo (USD)
Deshidratación de lodos	43503
Agua tratada para inyección	54524
Piscina de recortes	61760
Logística	115464
Total	275251

Fuente: (Torres, 2017)

Se concluye a mediante las Tablas (3.6) y (3.7) que la reinyección de cortes implica un 30% mayor en el costo de inversión comparado con el sistema convencional, y a su vez se obtienen mayores beneficios como:

- Evita la construcción de piscinas lo cual reduce el impacto ambiental.
- Es un proceso cerrado con cero descargas al ambiente, evitando pasivos ambientales.
- Se monitorea permanentemente la inyección de lechada (Propiedades físico – químicas) y parámetros operativos (Tasas de inyección, presión y crecimiento de la fractura), de modo que se puede evitar cualquier inconveniente.

Para el calcular el valor de operación que lleva el proceso de reinyección de cortes de perforación se tomó en cuenta la tarifa económica de inyección que maneja Halliburton Baroid (Anexo 5). La tarifa diaria de Halliburton en el proceso de (C.R.I.) es de \$38745.22 por día el, la tasa de inyección recomendada es de 4 bpm, esto nos ayuda a conocer el costo total de operación.

$$4 \frac{\text{bbl}}{\text{min}} * 60 \text{ min} = 240 \text{ (bbls)}$$

En el Campo Tambococha, tiene en proyecto de campaña de perforación, de 8 pozos para el año 2022, de manera que incremente la producción del Bloque 43. Se estima que cada pozo que se perfore en el Área Tambococha generará entre 20000 (bbls) y 25000 (bbls) de desechos.

Mediante esa información se calcula el tiempo en el cual puede ser inyectado esa cantidad de desechos.

$$25000 \text{ bbls} * \frac{\text{hora}}{240 \text{ bbls}} = 104 \text{ horas}$$

$$104 \text{ horas} = 4 \text{ días}$$

El costo de 4 días de inyección de cortes sería de \$154980.88

CAPÍTULO IV

4 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1 TÉCNICO AMBIENTAL

La factibilidad de reinyectar los cortes de perforación en el Campo Tambococha perteneciente al Bloque 43, está sujeta al Estudio de Impacto Ambiental y Plan de Manejo Ambiental de la fase de desarrollo y producción de los campos Tiputini y Tambococha, como parte integral de la Licencia Ambiental emitida por el Ministerio del Ambiente.

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, se puede realizar el proceso de reinyección de cortes cumpliendo con lo estipulado en el Reglamento de Actividades Hidrocarburíferas.

En amparo de la Normativa Ambiental, se evaluó la factibilidad técnica de reinyección de cortes perforación generados en la actividad hidrocarburífera del Bloque 43, de modo que elimina las descargas en superficie y pasivos ambientales, de esta manera evita crear piscinas de almacenamiento para la disposición de lodos y ripios de perforación (practica utilizada frecuente mente en la industria.)

4.2 FORMACIÓN RECEPTORA

Mediante la evaluación de la columna geológica de la cuenca oriente, se determinó que la formación Napo, es la más adecuada para la reinyección de cortes de perforación, los reservorios óptimos que fueron seleccionados de acuerdo con, continuidad lateral, espesor, litología, sellos, porosidad efectiva, permeabilidad, profundidad y su potencial como productor de hidrocarburos valores que se detallan en el (Anexo 2), Estos reservorios fueron, Arenisca Napo U y Arenisca Napo T.

De acuerdo con el estudio de factibilidad se determinó que el reservorio más adecuado para la reinyección de desechos es la arenisca Napo T, mediante la interpretación del análisis petrofísico de la arenisca, la cual presentó propiedades petrofísicas ligeramente más pobres que la arenisca Napo U y que a su vez resultó ser acuífera en todo el Bloque 43, además la arenisca del pozo seleccionado en la formación Napo U también resultó tener un porcentaje elevado de agua. Otra de las razones por la cual se descartó la arena Napo U por tener pequeños intervalos de zona de pago. No se incluyó en la selección de reservorios a las areniscas M1 y M2, ya que representan intervalos de interés petrolíferos.

4.3 DISEÑO DE LECHADA

Para que los cortes de perforación y desechos producidos puedan ser inyectados a la formación, deben ser analizados y acondicionados en la superficie con ciertas especificaciones, esto permite una adecuada creación de la fractura, una concentración baja en sólidos y fácil bombeo desde la superficie hasta la formación receptora.

Para las mejores prácticas de CRI, presenta tres tipos de formulación de la lechada con diferente concentración de sólidos (cortes), 10%, 15% y 20% en volumen de sólidos.

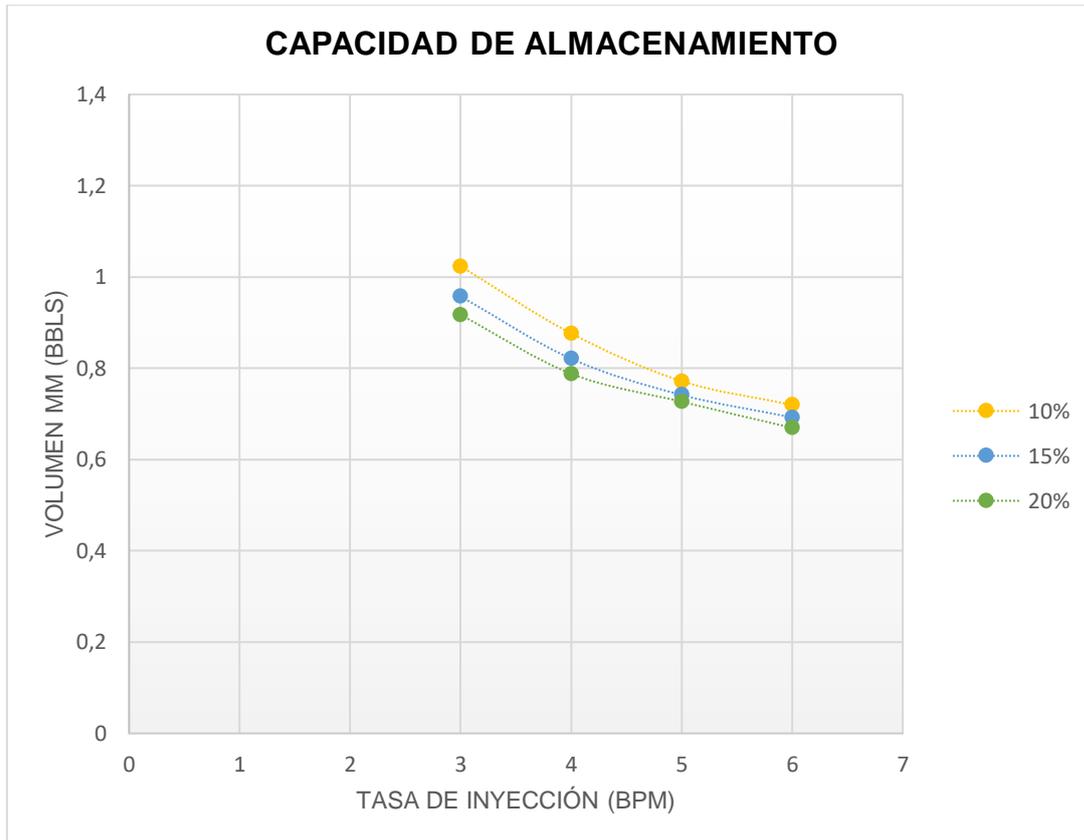
Se determinó que la densidad de lechada se encuentra entre 9.1 y 10.7 lbm/gal, además las propiedades reológicas establecidas en la figura 3.2 del capítulo 3, son suficientes para mantener la suspensión de sólidos de baja gravedad.

4.4 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Los datos y resultados del análisis del fracturamiento se detallan en el (Anexo 2), y a partir de la figura 4.1 se puede interpretar que la capacidad de almacenamiento disminuye a medida que aumenta la concentración de sólidos y la tasa de bombeo.

El volumen promedio confinado en la formación con: 10% de sólidos es de 0.847936949 MM (bbls), 15% sólidos es de 0.80314379 MM (bbls) ,20% de sólidos es de 0.77536707 MM (bbls).

FIGURA 4.1. CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO



Elaborado por: Chipantaxi, 2021

Diferentes sensibilidades y experiencias en proyectos de reinyección de cortes mostraron que la concentración de sólidos óptima para la inyección en la lechada está cerca del 15%, con tasas de inyección de 4 y 5 (bpm), con los cuales se obtienen longitudes de fractura más controladas a diferencia en comparación con tasas de inyección de 6 (bpm). La tasa de inyección de 3 (bpm) no es recomendable puesto que presenta altos riesgos de taponamiento.

4.5 COSTO - BENEFICIO

De acuerdo con el análisis económico se concluye que el método de reinyección de cortes es más costoso que el método convencional. Pero a su vez es más factible de aplicar en zonas intangibles como es el caso del Bloque 43-ITT, por lo tanto, en donde no se deberían evidenciar pasivos ambientales.

Los desechos de 1 pozo pueden ser confinados en 4 días, con un costo de \$154980.88.

Se determinó que en la arenisca Napo T se puede confinar un volumen de 1.023657044MM (bbls) de residuos, por lo tanto si es factible almacenar un volumen de 0.80314379 MM (bbls) de cortes de perforación provenientes de 32 pozos, lo que generará un beneficio económico, debido a que se utilizara una sola formación receptora para todos los pozos.

De acuerdo al análisis del estudio se determinó que el costo de operación de reinyección por cada pozo en promedio, es menor en comparado con estudios de reinyección realizados en el campo Apaika -Nenke, además se tiene mayor eficiencia debido que la reinyección se realiza en un tiempo menor en contraste con los datos de tiempo en operaciones de reinyección del activo Apaika -Nenke. (Petroamazonas, 2020)

4.6 INTEGRIDAD DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO E INYECCIÓN

4.6.1 PRESIÓN DE ESTALLIDO Y COLAPSO

La evaluación de Presión de estallido y colapso en el Pozo TMBD-006 se lo realizó a partir de la tabla 4.1.

TABLA 4.1 PROPIEDADES DE CASIG DE 7" Y TUBING 4 1/2"

D.E (in)	Peso (lb/pie)	Grado de acero (API)	Presión de colapso (psi)	Presión de estallido (psi)
7"	26	P-110	6230	9960
4 1/2"	12.60	L-80	7500	8430

Elaborado por: Chipantaxi, 2021

Los valores de P_c y P_e fueron elegidos de acuerdo con los diámetros de tubería mediante las figuras del Anexo 4.

A partir de la tabla 4.1 concluimos que los valores de presión de estallido y colapso son superiores a las presiones calculadas en el capítulo 3, por lo tanto, la tubería resiste las condiciones de colapso y estallido.

De acuerdo al registro de cementación (CAST-CBL-MSG-GR-CCL) descrito en el (Anexo 6), se evidencia una buena calidad de cemento frente a la arenisca M1, arenisca M2, arenisca Napo U y arenisca Napo, exceptuando los canales que no poseen continuidad en la zona de Napo T y una buena adherencia liner-cemento-formación lo cual indica un mejor aislamiento hidráulico entre los reservorios reinyectores y las zonas de interés que impedirían la posible migración de fluidos al anular entre formación y liner. (Halliburton, 2018)

CAPÍTULO V

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- De acuerdo con la interpretación geológica y petrofísica, la arenisca Napo T es la más adecuada para la Reinyección de Cortes de acuerdo a las propiedades petrofísicas que posee, además resultó ser la menos productora de hidrocarburos y ser acuífera. Se tomó en cuenta que mencionada arenisca está delimitada por sellos impermeables tanto en base como en su tope que no permiten que la fractura se extienda evitando la migración de lechada a zonas de interés petrolífero y formaciones de agua dulce evitando la contaminación del reservorio productor.
- Se descartó como reservorio receptor a la Arenisca Napo U, por tener pequeñas zonas de pago, no se incluyó a los reservorios M1 y M2 como formaciones receptoras por presentar intervalos de interés petrolíferos en el Campo Tambococha.
- Se determinó que el espesor seleccionado es el adecuado para que la fractura crezca desde el centro de la Arenisca T, debido al análisis litológico detallado en el capítulo 3 del presente estudio de factibilidad.
- En la figura 3.6 de registros eléctricos de la arenisca Napo T en el intervalo de 5920-5965 pies, se determinó que la presencia de areniscas de alta permeabilidad intercaladas con estratos más arcillosos, reducen el riesgo de leakoff..

- El proceso de inyección continua asume la generación de una sola fractura que crece a medida que se inyecta la lechada, mientras que en la inyección por baches crea múltiples fracturas de menores dimensiones que incrementa la capacidad de almacenamiento.
- El volumen estimado de recortes de perforación a confinar en la formación receptora es de 0.80314379 MM (bbls), desechos provenientes de 32 pozos perforados.
- Para tener dimensiones más controladas de fractura se analizó el fluido de inyección con diferentes porcentajes de sólidos de 10%, 15% y 20% (9.1, 9.8 y 10.7 lb/gal).
- Las simulaciones de fractura para la Arenisca Napo T reflejaron que la concentración óptima de sólidos para la inyección es cerca de 15%, se observó que tasas de 4 y 5 bpm se obtienen dimensiones más controladas de fractura.
- Del análisis de condiciones mecánicas del pozo, se concluye que el liner 7" y la tubería de 4 ½ ", cumplen con los mínimos factores de diseño para Presión de Estallido y Colapso.
- La aplicación de reinyección de cortes es económicamente factible a pesar de que es 30% más costoso que el método convencional (piscinas de contención de crudo) y a su vez reduce el riesgo de tener pasivo ambiental.
- El método de reinyección de cortes reduce el uso de grandes extensiones de terreno para construir piscinas de disposición de modo que se obtenga una mayor eficiencia en el manejo de los cortes de perforación.

5.2 RECOMENDACIONES

- Realizar pruebas de inyectividad como: Leakoff Test, Step Up Test y Step Down Test, de modo que se verifique cómo se comporta la presión en el reservorio, esto contribuirá en la reducción o aumento del volumen de inyectado de recortes.
- Revisar el correcto funcionamiento de los equipos superficie de manera que se proteja la vida de los trabajadores, ya que se manejan presiones considerablemente altas.
- Realizar pruebas de integridad mecánica en todas las tuberías y líneas de flujo seleccionadas para el proceso de reinyección, para el caso de estudio el liner 7" y la tubería de 4 ½ ".
- Se sugiere que con tasas menores a 3 bpm, no se realice la reinyección de recortes, ya que esto genera problemas de arenamiento.
- Tomar en cuenta todos los riesgos asociados con el proceso de Reinyección de cortes de Perforación y las recomendaciones emitidas para la mitigación de estos.
- Se recomienda un plan de reserva en caso de un inconveniente al momento de la Reinyección de Cortes de Perforación. De manera de no retardar el cronograma establecido por la Empresa Operadora.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ARCERNNR. (2021). Expedición del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas. Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables.
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragan, R. (2004). La Cuenca Oriente: Geología del Petróleo. PETROECUADOR, IRD, IFEA.
- Barragan, J. (2016). ANALISIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE LODOS Y RIPIOS DE PERFORACIÓN EN EL POZO OSO B- 50, CAMPO OSO DE LA AMAZONIA ECUATORIANA. Quito: Universidad Tecnológica Equinoccial.
- Bastidas, A. (2019). Reinyección de cortes para la disposición definitiva de desechos generados en la perforación simultánea de pozos en áreas de alta sensibilidad. PGE PETRÓLEO&GAS , 36.
- HALLIBURTON. (2014). Servicio de Reinyección de Cortes - Informe Económico .
- Halliburton. (2018). Baroid "Servicio de Reinyección de Cortes". Quito.
- Halliburton. (2018). Servicio de Reinyección de Cortes.
- Lizarazo, J. (2011). Estudio para la implementación de reinyección de cortes durante la perforación de pozos. Univercidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 27.
- Llerena, T. (2019). Fracturamiento Hidráulico. Quito- Ecuador: ESPE-Innovativa.

- Madrid, C. (2015). Simulación de Fracturamiento Hidráulico. Portal del Petróleo. Obtenido de <https://www.portaldelpetroleo.com/p/sobre-mi.html>
- Madrid, C. (2016). Mecánica de Roca aplicada al Fracturamiento Hidráulico. Portal del Petróleo. Obtenido de <https://www.portaldelpetroleo.com/2016/04/mecanica-de-roca-aplicada-al-fracturamiento-hidraulico.html>
- Martínez, A., Gonzales, G., Bautista, D., & Oscar, C. (2012). Presentación Fracturamiento Hidráulico.
- MI-SWACO. (2007). Tecnología de avanzada en el manejo de residuos de perforación.
- Murillo, K. (2015). Análisis Técnico Económico del Sistema de Reinyección de Lodos y Ripios de Perforación en el Bloque 31. Univercidad Tecnológica Equinoccial, 16.
- Néquiz, M. (2014). SISTEMA DE TERMINACIÓN MILTIETAPAS EN UN POZO DEL ÁREA DE CHICONTEPEC. MÉXICO: UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO.
- Paz, F. (2018). ESTUDIO PARA EL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS DEPLETADOS DE BAJA PERMEABILIDAD DEL BLOQUE GUSTAVO GALINDO VELASCO MEDIANTE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO. QUITO: ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL- FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS.
- Petroamazonas EP. (2018). Geofísica y Geología del Bloque 43-ITT.
- Petroamazonas EP. (2019). Área Geológica - Activo ITT.

- Petroamazonas, E. (6 de Marzo de 2020). Petroamazonas EP. Obtenido de <https://www.petroamazonas.gob.ec/?p=11718>
- Proaño, A. (2019). "ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA APLICACIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN POZOS PRODUCTORES DE LA ARENA UI, EN LA ZONA NORTE DEL CAMPO SACHA". Quito: Escuela Politécnica Nacional- Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos.
- RAOH. (2020). REGLAMENTO AMBIENTAL DE OPERACIONES HIDROCARBURÍFERAS.
- Rivadeneira, M., & Almeida, P. (2014). Características de los reservorios cretácicos de la Cuenca Oriente. Ed. Baby, P., Rivadeneira, M., Barragán, R., IFA, IRD, PETROAMAZONAS.
- Schlumberger. (2014). FLUIDOS E HIDRÁULICA DE PERFORACIÓN.
- Schlumberger. (2018). Pruebas de Multitasas en el Pozo TPTC-003.
- SINOPEC. (2018). Reporte Final de Operaciones, Re-Inyección de Cortes y Fluidos de Perforación.
- SINOPEC. (2019). Reporte Final Control Litológico, Pozo: Tiputini C-002.
- Tenaris Tamsa. (2003). Tuberías de Perforación y Producción.
- Torres, K. (2017). ANÁLISIS TÉCNICO, ECONÓMICO Y AMBIENTAL DE LA APLICACIÓN DE REINYECCIÓN DE RECORTES EN LA AMAZONÍA ECUATORIANA: CASO DEL BLOQUE 31. QUITO: ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL- FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS.

- Vallejo, C., Gaibor, J., & Leal, J. (2015). Modelo Geológico de las areniscas: Basal Tena, M1, M2, U, T en el Bloque 43. Halliburton.
- Villavicencio, A. (2017). Desarrollo del Bloque 43-ITT Optimización mediante adquisición estratégica de registros especiales. *Petróleo y Gas* , 25.

ANEXOS

ANEXO 1
COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO ITT

ERA	PERIODO	EPOCA y/o Edad	FORMACION	AMBIENTE DE DEPOSITO	LITOLOGIA	DESCRIPCION			
CENOZOICO	PALEOGENO	NEOGENO	INDIFERENCIADO	CONTINENTAL		Arenisca: Blanca, amarilla clara, transparente a translúcida, grano medio, cuarzosa, subangular, matriz y cemento no visible. Arcillolita: Café amarillenta, café, rojiza, suave, subblocosa a blocosa, cerosa, no calcárea. Soluble. Conglomerado: Gris, negro, translúcida a opaco, fragmentos subangulares a angular, moderada durA, no visible matriz y cemento.			
		OLIGOCENO			ORTEGUAZA	MARINO SOMERO		Está comprendida principalmente por lutita con intercalaciones de limolita, arenisca y carbón hacia la parte media de la formación Lutita: Gris verdosa, gris clara, suave a moderadamente dura, laminar, planar, cerosa, no calcárea, en partes con inclusiones de pirita. Limolita: Gris clara, crema, café, suave a moderadamente dura, blocosa a irregular, terrosa, no calcárea. Gradando a arenisca de grano muy fino. Carbón: Negra, café oscura, suave, blocosa, leñosa.	
		EOCENO	TIYUYACU	CONTINENTAL		La Formación Tiyuyacu está constituida por arcillolita y limolita con intercalaciones de arenisca en ciertos intervalos Arcillolita: Café rojiza, crema, gris clara, suave a moderadamente dura, blocosa a subblocosa, cerosa a terrosa, no calcárea. Limolita: Gris clara, blanca, suave a moderadamente dura, subblocosa a irregular, terrosa, no calcárea, ocasionalmente con inclusiones de glauconita. Gradando a arenisca de grano muy fino. Arenisca: Blanca, Hialina, translúcida a transparente, friable, de muy fino a fino, cuarzosa, redondeada a subredondeada, buena selección, no visible matriz y cemento, no visible porosidad. Sin presencia de hidrocarburo. Toba: Gris clara, blanca, suave, de blocosa a irregular, terrosa, no calcárea.			
		PALEOGENO	TENA	CONTINENTAL		Arcillolita: Café rojiza, café rojiza moteada con crema, crema, suave a moderadamente dura. Limolita: Gris clara, gris verdosa, moderadamente dura a suave, blocosa, terrosa. Arenisca: Hialina, blanca, transparente a translúcida, friable en partes suelto, grano medio a fino			
	MEZOZOICO	CRETACICO	Campaniar	Maastrichtiano	ARENISCA NAPO M1	MARINO SOMERO		Arenisca: Hialina, café clara, transparente a translúcida, suelta, grano medio a grueso, cuarzosa, subangular a angular, cemento no visible, no visible porosidad. Lutita: Negra, gris oscura, moderadamente dura a suave, fisil, laminar, subblocosa, cerosa, ligeramente calcárea.	
				Santoniano	LUTITA NAPO M1	MARINO		Lutita: Negra, gris oscura, suave, blocosa, laminar, cerosa, calcárea.	
			Turoniano	CALIZA NAPO M2	MARINO		Caliza: Mudstone-Wackstone, gris clara, gris, crema, dura a moderadamente dura, blocosa. Lutita: Negra, gris oscura, moderadamente dura, fisil, laminar, planar		
				ARENISCA NAPO M2	MARINO CANALES Y BARRAS DE MAREA		Arenisca: Care, hialina, translúcida-transparente, friable, grano medio a fino, cuarzosa, subangular a subredondeada, con inclusiones de glauconita. Lutita: Negra, gris oscura, moderadamente dura, fisil, laminar, planar a astillosa, cerosa, no calcárea. Caliza: Mudstone-Wackstone, gris clara, gris, crema, dura a moderadamente dura, blocosa.		
			Albano	Cenomaniano	ARENISCA NAPO U	MARINO SOMERO		Está constituido por arenisca con intercalaciones de lutita. Arenisca: Hialina, café transparente-translucido, suelto, ocasionalmente suelta, grano medio a fino, cuarzosa, subangular a subredondeada, moderado sorteo, matriz no visible, cemento no visible, no visible porosidad. Sin presencia de hidrocarburo. Lutita: Negra, gris oscura, moderadamente dura, fisil, laminar, planar a astillosa, cerosa, no calcárea.	
					ARENISCA NAPO T	MARINO SOMERO		Este nivel estratigráfico está constituido de arenisca con intercalaciones de lutita, caliza y caolín. Arenisca: Hialina, transparente, suelta, grano medio a fino, cuarzosa, subangular a subredondeado, moderado sorteo, no vis matriz, no vis cemento, no visible porosidad, con inclusiones de glauconita. Sin presencia de hidrocarburo. Lutita: Negra, gris oscura, moderadamente dura, astillosa a planar, cerosa, no calcárea.	
			PRECRETACICO	JURASICO	Napo Basal	MARNINO	ARENISCA NAPO T		Arenisca: Hialina, transparente, suelta, grano medio a fino en partes gruesa, cuarzosa, subangular a subredondeado, moderado sorteo, no vis matriz, no vis cemento, no visible porosidad, con inclusiones de glauconita. Sin presencia de hidrocarburo. Lutita: Gris oscura, moderadamente dura a suave, fisil, laminar, cerosa, no calcárea. Toba: Gris, gris clara, blanca, subblocosa, terrosa
							CHAPIZA	MARINO SOMERO	

Fuente: (Petroamazonas EP, 2018)

ANEXO 2
RESULTADOS DE SIMULACIÓN ARENISCA NAPO T

RESULTADO DE SIMULACIÓN CON 10% DE SÓLIDOS Y DIFERENTES TASAS DE BOMBEO

Sólidos	Tasa de Bombeo (bpm)	Longitud de la Fractura (ft)	Sw (dec)	PHIE (dec)	Espesor (ft)	Area (ft^2)	Volumen de Recepción (ft3)	Volumen de Recepción MM(bbls)
10%	3	198.2	0.998	0.255	183	123408.3	22583718.62	1.023657044
	4	183.4	0.998	0.255	183	105666.11	19336898.45	0.876487732
	5	172.1	0.998	0.255	183	93046.235	17027461.01	0.771807367
	6	166.2	0.998	0.255	183	86775.895	15879988.83	0.719795651

Elaborado por: Chipantaxi, 2021

Fuente: (Halliburton, 2018)

RESULTADO DE SIMULACIÓN CON 15% DE SÓLIDOS Y DIFERENTES TASAS DE BOMBEO

Sólidos	Tasa de Bombeo (bpm)	Longitud de la Fractura (ft)	Sw (dec)	PHIE (dec)	Espesor (ft)	Area (ft^2)	Volumen de Recepción (ft3)	Volumen de Recepción (MMbbls)
15%	3	191.7	0.998	0.255	183	115446.64	21126734.74	0.957616025
	4	177.5	0.998	0.255	183	98976.884	18112769.84	0.821001393
	5	168.7	0.998	0.255	183	89406.116	16361319.25	0.741613017
	6	163	0.998	0.255	183	83466.514	15274371.97	0.692344725

Elaborado por: Chipantaxi, 2021

Fuente: (Halliburton, 2018)

RESULTADO DE SIMULACIÓN CON 20% DE SÓLIDOS Y DIFERENTES TASAS DE BOMBEO

Sólidos	Tasa de Bombeo (bpm)	Longitud de la Fractura (ft)	Sw (dec)	PHIE (dec)	Espesor (ft)	Area (ft^2)	Volumen de Recepción (ft3)	Volumen de Recepción MM (bbis)
20%	3	187.6	0.998	0.255	183	110561.2	20232699.06	0.917091878
	4	173.9	0.998	0.255	183	95002.761	17385505.3	0.788036518
	5	167	0.998	0.255	183	87613.294	16033232.71	0.726741769
	6	160.3	0.998	0.255	183	80724.267	14772540.81	0.669598117

Elaborado por: Chipantaxi, 2021

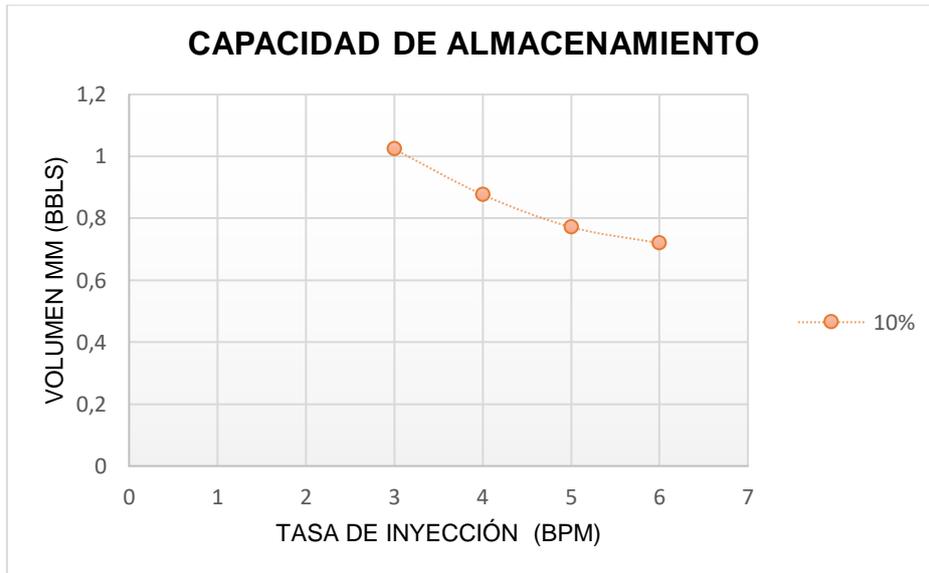
Fuente: (Halliburton, 2018)

ANEXO 3

**GRÁFICAS DE CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO
CON DIFERENTES TASAS DE BOMBEO ARENISCAS**

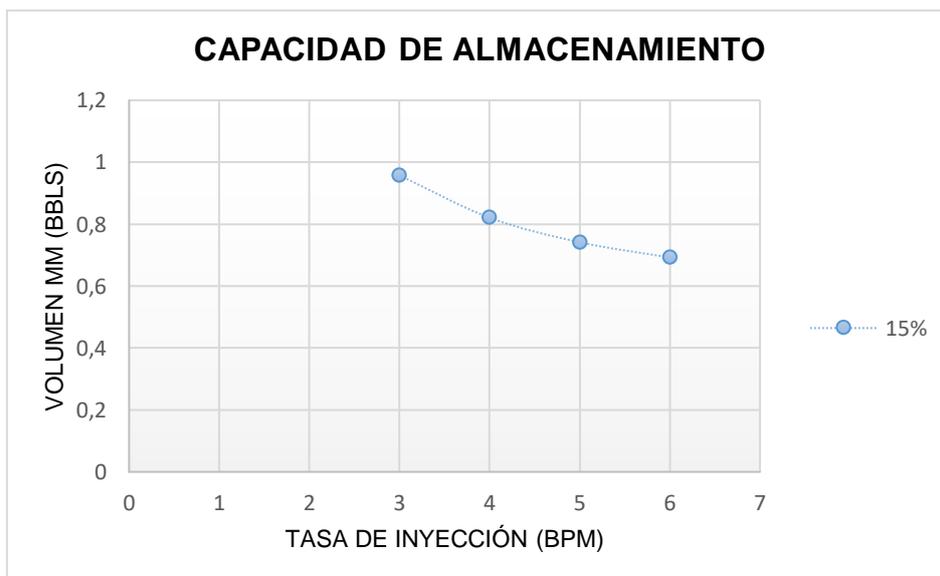
Las siguientes gráficas fueron realizadas a partir de los datos del anexo 2 y representa la capacidad de almacenamiento que puede confinar la arenisca T, con diferentes concentraciones de sólidos, tasas de bombeo y longitudes de fractura.

GRÁFICA CONCENTRACIÓN 10% DE SÓLIDOS

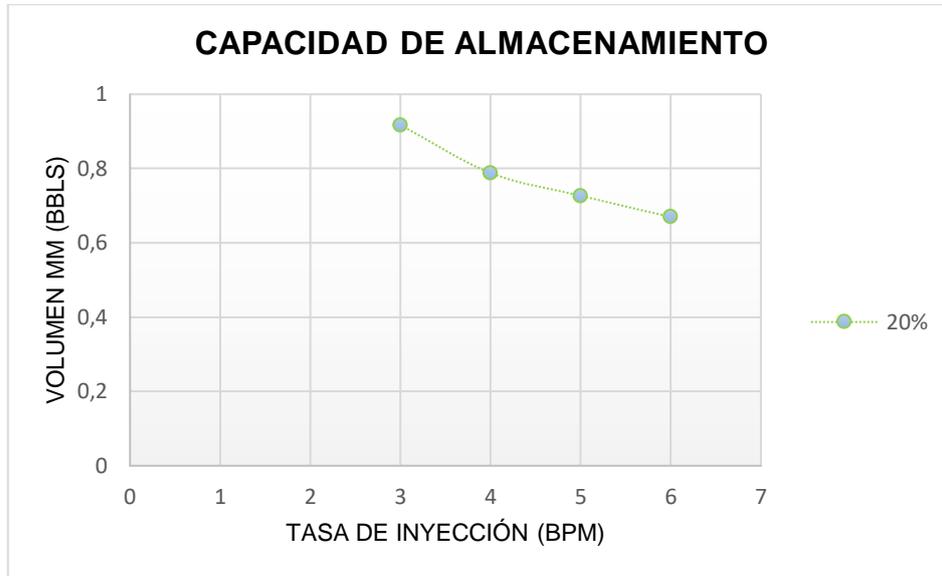


Elaborado por: Chipantaxi, 2021

GRÁFICA CONCENTRACIÓN 15% DE SÓLIDOS



Elaborado por: Chipantaxi, 2021

GRÁFICA CONCENTRACIÓN 20% DE SÓLIDOS

Elaborado por: Chipantaxi, 2021

ANEXO 4
VALORES DE COMPORTAMIENTO MÍNIMO POR
GRADO DE ACERO

VALORES DE COMPORTAMIENTO MÍNIMO POR GRADO DE ACERO DE 4 ½"

		FLUENCIA Kpsi																																						
		RESISTENCIA Kpsi																																						
						40											55		80		80		90		95		95		110		80		85		90		95		110	
D.E.	PESO	DIMENSIONES				PROPIEDADES MECANICAS		GRADO DE ACERO																																
		ESP.	D.I.	DRIFT	AREA TRANS.			API										RESISTENTE A LA CORROSION																						
								pulg	pulg	pulg	pulg ²	H40	J55	L80	N80	C90	C95	T95	P110	TRC80	TRC85	TRC90	TRC95	TRC110																
pulg	lb/pie	pulg	pulg	pulg	pulg ²	psi	lbx1000	psi	lbx1000	psi	lbx1000	psi	lbx1000	psi	lbx1000	psi	lbx1000	psi	lbx1000	psi	lbx1000	psi	lbx1000	psi	lbx1000	psi	lbx1000	psi	lbx1000	psi	lbx1000	psi	lbx1000							
4 1/2	12.60	0.271	3.958	3.833	3.600	Colapso	psi	4,490	5,730	7,500	7,500	8,120	8,410	7,500	7,820	8,120	8,410																							
						Tensión	lbx1000	144	198	288	288	324	342	288	306	324	342																							
						P. Interna	psi	4,220	5,800	8,430	8,430	9,490	10,010	8,430	8,960	9,490	10,010																							
						P. Prueba	psi	3,900	5,300	7,700	7,700	8,700	9,200	7,700	8,200	8,700	9,200																							
	15.20	0.337	3.826	3.701	4.407	Colapso	psi			11,080		12,220	12,760	11,080	11,670	12,220	12,760	14,340																						
						Tensión	lbx1000			353		397	419	353	375	397	419	485																						
						P. Interna	psi			10,480		11,800	12,450	10,480	11,140	11,800	12,450	14,416																						
						P. Prueba	psi			9,600		10,000	10,000	9,600	10,000	10,000	10,000	10,000																						
	17.00	0.380	3.740	3.615	4.918	Colapso	psi			12,370		13,920	14,690	12,370	13,140	13,920	14,690	17,010																						
						Tensión	lbx1000			393		443	467	393	418	443	467	541																						
						P. Interna	psi			11,820		13,300	14,040	11,820	12,560	13,300	14,040	16,260																						
						P. Prueba	psi			10,000		10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000																						
	18.90	0.430	3.640	3.515	5.498	Colapso	psi			13,830		15,560	16,420	13,830	14,690	15,560	16,420	19,010																						
						Tensión	lbx1000			440		495	522	440	467	495	522	605																						
						P. Interna	psi			13,380		15,050	15,890	13,380	14,210	15,050	15,890	18,390																						
						P. Prueba	psi			10,000		10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000																						

Fuente: (Tenaris Tamsa, 2003)

VALORES DE COMPORTAMIENTO MÍNIMO POR GRADO DE ACERO DE 7”

		FLUENCIA Kpsi																RESISTENCIA Kpsi									
		40	55	55	65	80	80	90	95	95	110	125	80	95	110	140	80	95	95	110							
		60	75	95	85	95	100	100	105	105	125	135	100	110	125	150	95	105	105	115							
D.E.	PESO	DIMENSIONES					PROPIEDADES MECANICAS		GRADO DE ACERO																		
		ESP.	D.I.	DRIFT	DRIFT	AREA			API						ALTO COLAPSO				RESISTENTE A LA CORROSION								
		ALI.	TRANS.																								
pulg	lb/pie	pulg	pulg	pulg	pulg	pulg ²			H40	J55	K55	M65	L80	N80	C90	C95	T95	P110	Q125	TAC80	TAC95	TAC110	TAC140	TRC80	TRC95	TRC95HC	TRC110
7	26.00	0.362	6.276	6.151	7.549	Colapso	psi		4,330	4,330	4,810	5,410	5,410	5,740	5,890	5,890	6,230	7,260	8,090	8,710	9,590	5,410	5,890	8,110	6,230		
						Tensión	lbx1000		415	415	491	604	604	679	717	717	830	604	717	830	1,057	604	717	717	830		
						P. Interna	psi		4,980	4,980	5,880	7,240	7,240	8,150	8,600	8,600	9,960	7,240	8,600	9,960	12,670	7,240	8,600	8,600	9,960		
						P. Prueba	psi		4,600	4,600	5,400	6,600	6,600	7,400	7,900	7,900	9,100	6,600	7,900	9,100	10,000	6,600	7,900	7,900	9,100		
	29.00	0.408	6.184	6.059	8.449	Colapso	psi				6,100	7,030	7,030	7,580	7,840	7,840	8,530	8,690	9,780	11,140	12,390	7,030	7,840	9,780	8,530		
						Tensión	lbx1000				549	676	676	760	803	803	929	676	803	929	1,183	676	803	803	929		
						P. Interna	psi				6,630	8,160	8,160	9,180	9,690	9,690	11,220	8,160	9,690	11,220	14,280	8,160	9,690	9,690	11,220		
						P. Prueba	psi				6,100	7,500	7,500	8,400	8,900	8,900	10,000	7,500	8,900	10,000	10,000	7,500	8,900	8,900	10,000		
	32.00	0.453	6.094	5.969	6.000	9.317	Colapso	psi				7,360	8,600	8,600	9,380	9,740	9,740	10,780	9,950	11,450	13,510	14,930	8,600	9,740	11,450	10,780	
							Tensión	lbx1000				606	745	745	839	885	885	1,025	745	885	1,025	1,304	745	885	885	1,025	
							P. Interna	psi				7,360	9,060	9,060	10,190	10,760	10,760	12,460	9,060	10,760	12,460	15,860	9,060	10,760	10,760	12,460	
							P. Prueba	psi				6,700	8,300	8,300	9,300	9,800	9,800	10,000	8,300	9,800	10,000	10,000	8,300	9,800	9,800	10,000	
	35.00	0.498	6.004	5.879	10.172	Colapso	psi				10,180	10,180	11,170	11,650	11,650	13,030	14,310	11,150	13,120	15,230	17,380	10,180	11,650	13,120	13,030		
						Tensión	lbx1000				814	814	916	966	966	1,119	1,272	814	966	1,119	1,424	814	966	966	1,119		
						P. Interna	psi				9,960	9,960	11,210	11,830	11,830	13,700	15,560	9,960	11,830	13,700	17,430	9,960	11,830	11,830	13,700		
						P. Prueba	psi				9,100	9,100	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	9,100	10,000	10,000	10,000	9,100	10,000	10,000	10,000		

Fuente: (Tenaris Tamsa, 2003)

ANEXO 5
TARIFA DE REINYECCIÓN DE LODOS Y RIPIOS DE
PERFORACIÓN

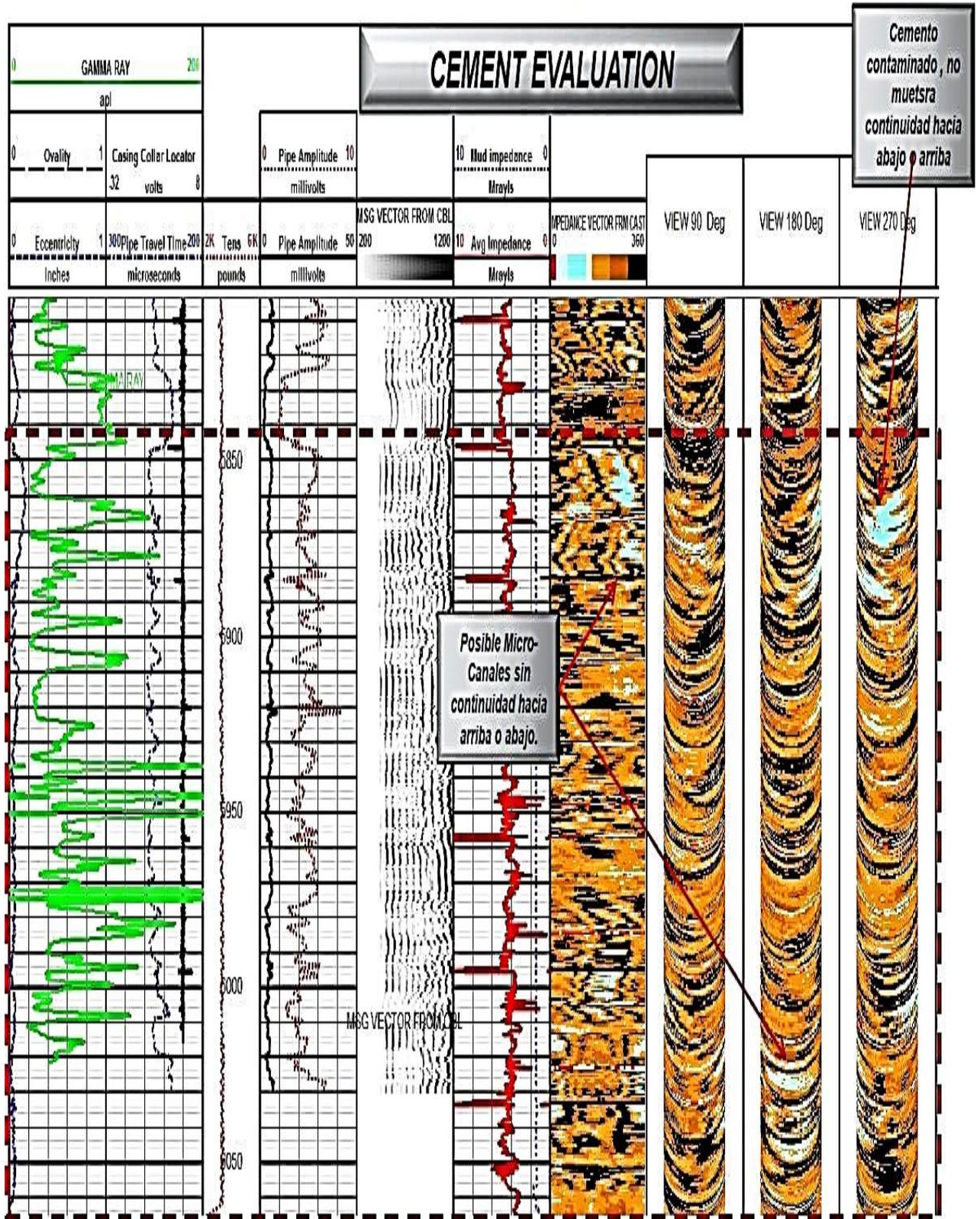
COSTOS DE REINYECCION DE CORTES

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			

Fuente: (HALLIBURTON, 2014)

ANEXO 6
REGISTRO DE CEMENTO (CAST-CBL-MSG-GR-CCL)
ARENISCA NAPO T

REGISTRO DE CEMENTO POZO TMBD-006



Fuente: (Petroamazonas EP, 2019)