



PETROAMAZONAS EP



**“ESTUDIO TÉCNICO PARA LA APROBACION
AMBIENTAL DE RE-INYECCIÓN DE FLUIDOS DE
DESECHO EN EL POZO TAMBOCOCHA-D2 EN LA
FORMACION NAPO EN LA ARENISCA T, BLOQUE 43”**

CAMPO: ITT

MAYO, 2018

ÍNDICE DE CONTENIDO

I.	FICHA TÉCNICA DEL POZO TAMBOCOCHA-D2	5
II.	INTRODUCCIÓN	5
	2.1. Antecedentes	5
	2.2. Normativa Ambiental	7
III.	OBJETIVOS	9
	3.1. Objetivo General	9
	3.2. Objetivos Específicos	9
IV.	GEOLOGÍA	10
	4.1. Localización Geográfica del Campo ITT	10
	4.1.1 Geología Regional	11
	4.1.2 Estructura Geológica	11
	4.1.3 Estratigrafía del Área	12
	4.2. Geología de la Formación Receptora	15
	4.2.1. Génesis de la Arenisca T	15
	4.2.2. Litología y Estratigrafía de la Arenisca T	15
	4.2.3. Estructura Geológica en el Sitio	18
	4.2.4. Análisis Petrofísico	21
	4.2.5. Mapas de Isopropiedades	25
	4.2.6. Caracterización Geomecánica	28
	4.2.7. Capacidad de recepción de la Formación	32
	4.2.8. Procedimiento para Ensayos de Formulación de Lechada	36
	4.2.9. Análisis de Interferencia	36
	4.2.10. Identificación y mitigación de riesgos	38
	4.2.11. Monitoreo de la Inyección de Lechada	40
V.	ANÁLISIS DEL ARTICULO 29 LITERAL C) DEL RAOHE-1215	40
	5.1. Análisis de Capas Impermeables entre el Reservorio Receptor con los Estratos de Agua Dulce	40
	5.2. Análisis de la Calidad de Agua de la Formación Receptora	42
	5.3. Descripción del tratamiento del fluido de desecho y proceso de re-inyección	46
	5.3.1 Movilización de Desechos	47
	5.3.2 Recepción de sólidos y fluidos de perforación	47
	5.3.3 Tratamiento químico aplicable al fluido de desecho	48
	5.3.4 Almacenamiento temporal	48
	5.3.5 Sistema de transferencia de lechada y agua fresca	48
	5.3.6 Inyección de lechada en el subsuelo	49
	5.3.7 Características de la re-inyección	49
VI.	ESTADO ACTUAL DEL POZO	56
	6.1. Historial del pozo	56
	6.2. Pruebas de Inyectividad	57
	6.2.1 Leakoff Test (LOT)	57
	6.2.2 Step Rate Test (SRT)	57
	6.2.3 Step Down Test (SDT)	58
	6.3 Trabajos de Reacondicionamiento	60
	6.4 Revestimiento y sistema de tubería	60
	6.5 Configuración actual del pozo	60
	6.6 Características Técnicas del pozo Re-inyector	61
	6.7 Revisión de las condiciones mecánicas del pozo Tambococha-D2	63
	6.7.1 Presión de estallido y Colapso	63
	6.7.2 Cabezal de Inyección y tubería	64
	6.7.3 Velocidad crítica de Erosión	64
VII.	PLAN DE MANEJO AMBIENTAL	65
VIII.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	65

IX.	BIBLIOGRAFÍA	67
X.	ANEXOS	68

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1	Ubicación Político-Administrativa Área Tambocochoa-Bloque 43.	11
Figura 2.	Formación Napo en el pozo Tambocochoa D-2.	14
Figura 3.	Mapa estructural al Tope arenisca Napo T – Bloque 43, Área Tambocochoa	16
Figura 4.	Correlación regional Sur-Norte Área del pozo Tambocochoa-D2.	17
Figura 5:	Correlación Estratigráfica Sur – Norte, Área del pozo Tambocochoa-D2 --	18
Figura 6:	Mapa estructural al Tope arenisca Napo M1 – Bloque 43, Área Tambocochoa.....	20
Figura 7.	Interpretación petrofísica, arenisca Napo T, pozo Tambocochoa-D2.	23
Figura 8.	Correlación en la arenisca Napo T, con intervalo para cañonear en el pozo Tambocochoa-D2.	24
Figura 9.	Geometría de fractura. 15% de sólidos y 4 bpm, ajustado con las pruebas de inyectividad.	25
Figura 10.	Mapas de espesores de arena neta (H) para la arenisca Napo T.	26
Figura 11.	Mapas de índice de almacenamiento (PHIE*H), arenisca Napo T.	27
Figura 12.	Mapas de índice de almacenamiento (K*H), arenisca Napo T.	28
Figura 13.	Perfil de presión de poro, pozo Tambocochoa-D2.	30
Figura 14.	Propiedades mecánicas del pozo Tambocochoa-D2.	31
Figura 15.	Perfiles geomecánicos utilizados en las simulaciones de fractura, pozo Tambocochoa-D2.	32
Figura 16.	Geometría de fractura arenisca Napo T, 10% de sólidos y 4 bpm.	33
Figura 17.	Geometría de fractura arenisca Napo T, 15% de sólidos y 4 bpm.	34
Figura 18.	Geometría de fractura arenisca Napo T, 20% de sólidos y 4 bpm.	34
Figura 19.	Análisis de resultados simulaciones de fractura, arenisca Napo T.	35
Figura 20.	Modelo Quiklook, para análisis de interferencia, pozo Tambocochoa-D2.	37
Figura 21.	Análisis interferencia, pozo Tambocochoa-D2, arenisca Napo T. Vol. Iny.: 1'430,000 bbl.	38
Figura 22.	Análisis Físico Químico de agua de formación producida, pozo Tambocochoa-D2, Arenisca Napo T	44
Figura 23.	Análisis Físico Químico de agua de formación producida, pozo Tambocochoa-D2, Arenisca Napo T.	45
Figura 24.	Criterios de Calidad de fuentes de agua para consumo humano y domestico (Anexo 1 del Libro VI del Texto Unificado de Legislación Secundaria del Ministerio del Ambiente)	46
Figura 25.	Diagrama de flujo del proceso de reinyección de fluido de desecho.	47
Figura 26.	Ejemplo de parámetros de monitoreo con Unidad UNIPRO.	52
Figura 27.	Ejemplo de secuencia de bombeo diaria, monitoreada con Unidad UNIPRO.	56
Figura 28.	Leakoff test, Tambocochoa-D2.	57
Figura 29.	Step Rate Test, Tambocochoa-D2.	58
Figura 30.	Step Down Test, Tambocochoa-D2.	58
Figura 31.	Step Rate Test (2), Tambocochoa-D2.	59
Figura 32.	Configuración actual del pozo Tambocochoa-D2.	61
Figura 33.	Diagrama mecánico, Tambocochoa-D2.	62
Figura 34.	Diseño de carga de Estallido y Colapso pozo, Tambocochoa-D2.	63
Figura 35.	Factores de Diseño pozo, Tambocochoa-D2.	63
Figura 36.	Evaluación de Velocidades de erosión en tubería pozo, Tambocochoa-D2.	64

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Ficha Técnica del Pozo Tambocochoa-D2.....	5
Tabla 2: Vértice del Bloque 43	10
Tabla 3. Distancias Horizontales entre pozos (kilómetros)	18
Tabla 4. Distancias entre reservorios (pies).	18
Tabla 5. Resultados de la evaluación petrofísica, pozo Tambocochoa-D2.....	23
Tabla 6. Resumen de resultados pruebas de inyectividad, pozo Tambocochoa-D2....	24
Tabla 7. Resumen de puntos de presión, pozo Tambocochoa-D2.....	29
Tabla 8. Resumen de resultados simulaciones arenisca Napo T, 10% de sólidos. ...	34
Tabla 9. Resumen de resultados simulaciones arenisca Napo T, 15% de sólidos. ...	34
Tabla 10. Resumen de resultados simulaciones arenisca Napo T, 20% de sólidos. .	35
Tabla 11. Propiedades de la Lechada.....	36
Tabla 12. Análisis Comparativo de parámetros (TULAS-POZO).....	43
Tabla 13. Productos químicos para ajustar propiedades físico-químico de la lechada.	48
Tabla 14. Equipos para la operación de reinyección en el pozo Tambocochoa-D2.....	49
Tabla 15. Parámetros y frecuencia de re-inyección, pozo Tambocochoa-D2.....	56
Tabla 16. Resultados pruebas múltiples caudales, pozo Tambocochoa-D2.....	59

ESTUDIO TÉCNICO PARA LA APROBACION AMBIENTAL DE RE-INYECCIÓN DE FLUIDOS DE DESECHO EN EL POZO TAMBOCOCHA-D2 EN LA FORMACION NAPO EN LA ARENISCA T, BLOQUE 43

I. FICHA TÉCNICA DEL POZO TAMBOCOCHA-D2

NOMBRE DEL POZO	TAMBOCOCHA-D2	PAD	D
ÁREA	TAMBOCOCHA	CAMPO	ITT
BLOQUE	43	TIPO DE POZO	DIRECCIONAL
UBICACIÓN POLÍTICO ADMINISTRATIVA	PROVINCIA ORELLANA	UBICACIÓN GEOGRÁFICA	COORDENADAS
	CANTÓN FRANCISCO DE ORELLANA	UTM	X 435109.43 m Y 9903988.45 m
ESTADO ACTUAL DEL POZO	COMPLETADO PARA REINYECTOR	LICENCIA	Resolución 277

Tabla 1: Ficha Técnica del Pozo Tambocochoa-D2

II. INTRODUCCIÓN

2.1. Antecedentes

PETROAMAZONAS EP es una empresa pública ecuatoriana dedicada a la exploración y producción de hidrocarburos. Es operadora de 21 bloques, 18 ubicados en la Cuenca Oriente del Ecuador y tres en la zona del Litoral.

Con oficio No. T.4980-SNJ-13-713 de 23 de agosto de 2013, el Presidente de la República, solicitó a la Asamblea Nacional, declare de interés nacional la explotación petrolera de los bloques 31 y 43 dentro del Parque Nacional Yasuní, de conformidad a lo establecido en el artículo 407 de la Constitución de la República del Ecuador.

La Asamblea Nacional mediante Resolución s/n de 3 de octubre de 2013, resolvió: “Declarar de Interés Nacional la explotación de los bloques 31 y 43, en una extensión no mayor al uno por mil (1/1000) de la superficie actual del Parque Nacional Yasuní, con el propósito de cumplir con los deberes primordiales del Estado, para alcanzar el buen vivir”.

Mediante oficio No. 0008-SHE-2014 y Resolución No. 19 de 6 de enero de 2014 la Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (SHE) asigna el Bloque 43 a Petroamazonas EP, para la exploración y/o explotación directa de hidrocarburos y sustancias asociadas.

Mediante Resolución 315 de 22 de mayo de 2014 el Ministerio del Ambiente otorga la Licencia Ambiental a Petroamazonas EP, para la ejecución del proyecto de Desarrollo y Producción de las Áreas de Tiputini y Tambococha del Bloque 43 ubicado en la Provincia de Orellana de la región Amazónica del Ecuador. (Anexo 1)

Mediante Resolución No. 277 del 15 de noviembre de 2016, se aprueba la Reevaluación del Estudio de Impacto Ambiental y Plan de Manejo Ambiental para el Desarrollo y Producción de las áreas Tiputini y Tambococha (vigente), perteneciente al Bloque 43, con la cual se autoriza la Plataforma Tambococha D con 30 pozos productores y 1 pozo reinyector; por lo tanto con esta autorización se perfora el pozo Tambococha D2.

El pozo Tambococha D2 fue planificado y ejecutado como un pozo direccional tipo S como reinyector de rípios en referencia a la solicitud y programa de perforación presentado por Petroamazonas mediante Oficio Nro. PAM-PRF-2017-0284-OFI y PAM-PRF-2017-0285-OFI con fecha 28 y 29 de diciembre de 2017, cuya Resolución Nro. 009 otorgada por la SHE el 03 de enero de 2018 aprobó la solicitud y programa de perforación del pozo referido. La documentación a la cual hace referencia a esta gestión se encuentra como Anexo 2 en el presente estudio técnico.

Hasta el momento se han autorizado las siguientes plataformas y pozos, con sus correspondientes derechos de vía:

PLATAFORMA	AREA	POZOS
Tiputini A	Tiputini	30 Productores 1 Reinyector
Tiputini B	Tiputini	30 Productores 1 Reinyector
Tiputini C	Tiputini	30 Productores 1 Reinyector
Tiputini D	Tiputini	30 Productores 1 Reinyector
Tiputini E	Tiputini	30 Productores 1 Reinyector
Tambococha A	Tambococha	30 Productores 1 Reinyector
Tambococha B	Tambococha	30 Productores 1 Reinyector
Tambococha C	Tambococha	30 Productores 1 Reinyector
Tambococha D	Tambococha	30 Productores 1 Reinyector
Tambococha E	Tambococha	30 Productores 1 Reinyector

De los cuales hasta abril de 2018 se han perforado por plataforma los siguientes pozos:

PLATAFORMA	AREA	POZOS	AREA APROXIMADA
Tiputini A	Tiputini	20 Productores 0 Reinyector	5,9 Ha
Tiputini B	Tiputini	1 Productor 1 Reinyector	4,8 Ha
Tiputini C	Tiputini	28 Productores 1 Reinyector	5,3 Ha
Tiputini D	Tiputini	12 Productores 0 Reinyector	3,1 Ha
Tambococha D	Tambococha	5 Productores 1 Reinyector	3,2 Ha

En la plataformas Tiputini E, Tambococha A, B, C y E no se ha intervenido en las mismas.

En amparo de la normativa ambiental y con los antecedentes expuestos se decide utilizar el pozo Tambococha-D2 para re-inyección de desechos líquidos como rípios y agua de formación proveniente de las zonas de producción, además de los fluidos que se generen en las diferentes actividades hidrocarburíferas del Bloque 43, las zonas a considerarse para re-inyección es la arenisca T perteneciente a la formación Napo (Figura 7) y posteriormente de considerarlo viable se realizaría el trámite administrativo correspondiente para usarlo como pozo productor de la arenisca M1, perteneciente a la formación Napo; debido a que este reservorio se encuentra saturado de hidrocarburos de acuerdo a las propiedades petrofísicas y MasterLog del Pozo.

2.2. Normativa Ambiental

El presente estudio técnico para la reinyección de fluidos de desechos a través del pozo Tambococha-D2 se ajusta a las directrices de la Guía Metodológica para Estudios Técnicos de Inyección/Reinyección de Agua de Formación y a lo estipulado en el Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador, en su Artículo 29.- Manejo y tratamiento de descargas líquidas, literal b y c, en el cual establece que:

***“b. Disposición.-** Todo efluente líquido, proveniente de las diferentes fases de operación, que deba ser descargado al entorno, deberá cumplir antes de la descarga con los límites permisibles constantes en la Tabla No. 4 del Anexo 2 de este Reglamento.*

Los desechos líquidos, las aguas de producción y las aguas de formación deberán ser tratadas y podrán ser inyectadas y dispuestas, conforme lo establecido en el literal c) de este mismo artículo, siempre que se cuente con el estudio de la formación receptora aprobado por la Dirección Nacional de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas en coordinación con la Subsecretaría de Protección Ambiental del mismo Ministerio.

Si estos fluidos se despidieron en otra forma que no sea a cuerpos de agua ni mediante inyección, en el Plan de Manejo Ambiental; los parámetros a cumplir serán los probados en el Plan de Manejo Ambiental.

c. Reinyección de aguas y desechos líquidos.- *Cualquier empresa para disponer de desechos líquidos por medio de inyección en una formación porosa tradicionalmente no productora de petróleo, gas o recursos geotérmicos, deberá contar con el estudio aprobado por la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas que identifique la formación receptora y demuestre técnicamente:*

c.1 Que la formación receptora está separada de formaciones de agua dulce por estratos impermeables que brindarán adecuada protección a estas formaciones;

c.2 Que el uso de tal formación no pondrá en peligro capas de agua dulce en el área;

c.3 Que las formaciones a ser usadas para la disposición no contienen agua dulce; y,

c.4 Que la formación seleccionada no es fuente de agua dulce para consumo humano ni riego, esto es que contenga sólidos totales disueltos mayor a 5,000 (cinco mil) ppm.”

En el caso del pozo Tambococha-D2, la arenisca T perteneciente a la formación Napo, la misma que está catalogada como formación tradicionalmente productora por la Secretaria de Hidrocarburos, no presenta historia de producción y los intervalos que se dispararán corresponde a las zonas saturadas de agua de formación. *Como se puede observar en la Figura 7, (intervalos interpretación petrofísica).*

En términos generales, la formación receptora esté separada de formaciones de agua dulce, que no son fuentes de agua dulce para el consumo humano ni riego y que se encuentra entre estratos impermeables. Ante estas consideraciones se concluye lo siguiente:

Con estas consideraciones se seleccionó la arenisca T, perteneciente a la formación Napo como receptora para la re-inyección de aguas y desechos líquidos, que constituye una unidad de flujo aislada del resto de los reservorios, y según las simulaciones no se observan comunicación con pozos cercanos, con las areniscas Napo U, Napo M2, Napo M1 o con formaciones de agua dulce.

El presente estudio técnico para la re-inyección de fluidos de desechos a través del pozo Tambococha-D2, se ciñe a las directrices de la Guía Metodológica para la preparación de los estudios técnicos de reinyección y lo estipulado en el artículo 29 literal b y c del RAOHE, además de los artículos 56 (literal c) y 57 (literal e).

Artículo 56. - Perforación de Desarrollo. *Literal c. Los fluidos y/o rípios de perforación podrán ser tratados y dispuestos o inyectados, conforme a lo establecido en el artículo 29 de este Reglamento.*

Artículo 57. – Instalaciones de producción. Literal e. establece que:

e) Pozos para inyección.- *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.*

III. OBJETIVOS

3.1. Objetivo General

- Re-Inyectar los fluidos de desecho con tecnología amigable al medio ambiente para el manejo y eliminación de los desechos de perforación y producción generados en el Campo ITT, Bloque 43, en cumplimiento con la Legislación Ambiental Nacional, en especial atención a los Artículos 29 literal b y c, 56 y 57 del Reglamento Sustitutivo al Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador.
- Verificar que la operación no cause a corto, mediano y largo plazo, efectos ambientales y sociales negativos.
- Establecer las medidas ambientales de prevención y control de impactos ambientales además de un plan de monitoreo.
- Evaluar la factibilidad técnica de re-inyectar en el pozo Tambococha-D2, de forma segura y de acuerdo con las mejores prácticas de la industria, los desechos generados por la actividad de perforación en el área Tambococha, Bloque 43.

3.2. Objetivos Específicos

- Cumplir con el art. 29 literal b) del RAOHE (D.E. 1215), verificando que el agua de formación sea tratada y re-inyectada conforme a lo establecido en el art. 29 literal c).
- Cumplir con el art. 29 literal c) del RAOHE (D.E. 1215), verificar que la formación receptora esté separada de las formaciones de agua dulce por estratos impermeables que brindarán adecuada protección a esta formación; que el uso de la arenisca T perteneciente a la formación Napo no pondrán en peligro capas de agua dulce en el área.
- Estimar los volúmenes de lechadas que se podrían generar en función del plan de perforación en el área Tambococha.
- Evaluar y seleccionar el reservorio que garantice la capacidad de almacenamiento, inyektividad y contención de la lechada inyectada.
- Definir la estrategia de inyección (régimen de inyección en baches o continua).
- Realizar diseños de lechada preliminares con especificaciones que tomen en cuenta las mejores prácticas a nivel mundial para permitir una adecuada creación de la fractura, contención baja en sólidos y fácil bombeo. Previos análisis con equipos de laboratorio en sitio, considerar

para su preparación reutilizar el agua de desecho como: aguas de lavados, agua de lluvia y de producción provenientes de las operaciones de perforación.

- Realizar las simulaciones de fracturas en el reservorio seleccionado como disposal con el objetivo de:
 - Estimar las características de las fracturas creadas durante la inyección de la lechada: altura, longitud y ancho de fracturas.
 - Definir los parámetros operacionales óptimos para la inyección de lechada: presiones y tasas de inyección y propiedades de la lechada. Además de predecir la presión máxima de inyección en superficie y las capacidades de bombeo.
 - Estimar el máximo volumen de lechada que podría ser inyectado con seguridad en la zona seleccionada sin que causar interferencia con los reservorios de interés y acuíferos.
- Identificar posible interferencia entre reservorios y pozos vecinos.
- Revisar las condiciones mecánicas del pozo re-inyector Tambococha-D2.
- Identificar los riesgos de subsuelo, mecánicos (pozo) y operacionales que puedan influir en el proceso de re-inyección.

IV. GEOLOGÍA

4.1. Localización Geográfica del Campo ITT

El Campo ITT geográficamente se encuentra localizado al Este de la Región Amazónica, en la Provincia de Orellana, abarca una superficie de 189,889 Has aproximadamente (Resolución No. 0755 – SHE) y está delimitado por los siguientes vértices:

VERTICE	ESTE	NORTE	VERTICE	ESTE	NORTE	VERTICE	ESTE	NORTE	VERTICE	ESTE	NORTE
1	449325.3	9870436.88	15	453803.57	9910636.66	29	445177.98	9923253.35	43	439103.04	9926951.25
2	457168.34	9897654.54	16	453782.24	9913290.77	30	444371.28	9923218.38	44	439438.81	9927464.5
3	460225.86	9902719.02	17	452692.26	9913840.74	31	444155.16	9923702.79	45	439493.71	9927903.84
4	457161.45	9903093.85	18	452107.16	9914201.62	32	444331.84	9924123.53	46	439223.96	9928505.33
5	455760.18	9903427.86	19	451306.61	9914822.05	33	443844.67	9924127.76	47	438499.98	9928568.19
6	455619.8	9903490.31	20	451167.76	9916181.99	34	443812.13	9924576.89	48	437784.6	9927826.78
7	454912.78	9904078.27	21	447779.61	9919468.92	35	443216.83	9925447.72	49	437033.06	9927783.82
8	454488.1	9904774.02	22	447771.8	9919620.96	36	442849.87	9926116.07	50	436655.62	9927584.51
9	454421.59	9904873.79	23	447742.61	9920364.78	37	442650.17	9926758.06	51	436499.95	9927997.22
10	454397.43	9906489.66	24	447764.26	9921554.43	38	442099.89	9927211.66	52	435933.46	9928554.03
11	454933.63	9907313.72	25	447408.82	9922027.8	39	441348.57	9927101.41	53	435872.99	9930436.88
12	455522.09	9908223.3	26	446938.04	9921757.41	40	440569.91	9926595.81	54	420225.86	9930436.88
13	455471.15	9909478.07	27	446641.99	9922342.68	41	440224.02	9926102.48	55	420243.67	9920511.96
14	454273.13	9910053.89	28	445657.45	9923210.27	42	439617.62	9926397.74	56	420225.86	9870436.88

Tabla 2: Vértice del Bloque 43

El límite Sureste del bloque corresponde a la frontera con el Perú, el límite Noreste es la Reserva Cuyabeno. Al Oeste limita con el Bloque 31, Apaika – Nenke y al Sur con la Zona Intangible del Parque Nacional Yasuní.

El Bloque 43, conocido como Campo ITT, está formado por las Áreas Ishpingo, dentro del Parque Nacional Yasuní, Áreas Tiputini y Tambococha, fuera del mismo.

El Río Napo es la principal unidad fluvial que lo atraviesa, también los ríos Yasuní, Salado y Tiputini afluentes del río Napo. La topografía es suave con altitudes de aproximadamente 180 metros sobre el nivel del mar.

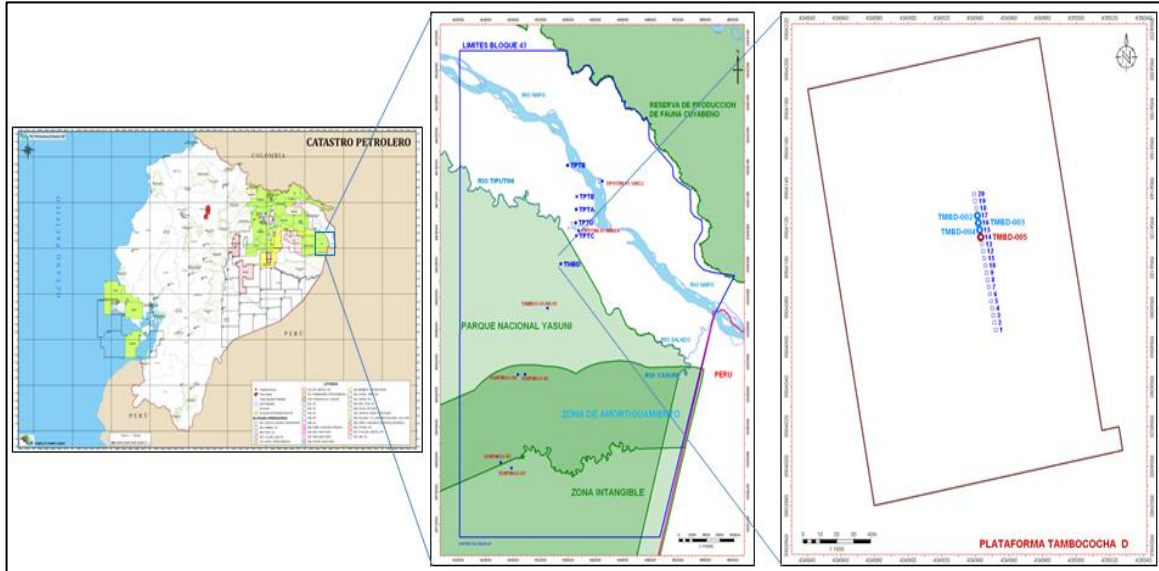


Figura 1 Ubicación Político-Administrativa Área Tambococha-Bloque 43.
(Fuente: Área Geología - Activo ITT)

4.1.1 Geología Regional

La Cuenca Oriente está localizada al este de los Andes ecuatorianos, forma parte del sistema actual subandino de cuencas de ante-país (Marksteiner & Alemán, 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 (Vallejo et al 2013)

Se puede dividir en tres secciones generales que son: Precretácico, Cretácico y Post Cretácico. Desde el punto de vista petrolífero es el Cretácico el que presenta acumulación de hidrocarburos.

4.1.2 Estructura Geológica

Los tres altos estructurales Ishpingo, Tambococha y Tiputini que conforman este Campo, comprobados con la perforación de los siete primeros pozos en el ITT, están alineados a lo largo de un trend estructural de 45 Km de Noreste a Suroeste que corresponden a una prolongada elongación del monoclinial limitado al Este por la falla inversa regional Yasuní, cuyo salto de falla oscila entre 250 y 300 milisegundos.

De acuerdo a la experiencia en los pozos perforados en el campo ITT, los mismos que se encuentran separados cada 500 metros, y mediante el análisis sísmico estructural, se define que la Falla regional Yasuni es sellante y no influye en la reinyección de rípios. Con este antecedente se perfora el pozo re-inyector Tambococha-D2 ubicado a 2,2 Km. de la Falla regional, sin causar inconvenientes la re-inyección de rípios en el pozo mencionado.

4.1.3 Estratigrafía del Área

La Cuenca Oriente contiene secuencias sedimentarias que varían en edad desde el Devónico hasta la Actualidad. Desde el punto de vista de la industria del petróleo se la puede dividir en las siguientes secuencias:

- **Secuencia Precretácica**

En el área de Tambococha, la secuencia sedimentaria precretácica está conformada por las formaciones Macuma y Tambococha (Díaz et al., 2014).

La Formación Macuma (Carbonífero Tardío.-Pérmico) es una secuencia calcárea compuesta de calizas grises silicificada intercaladas con lutitas, pizarras negras y areniscas finas, las cuales gradan a margas y arcillolitas hacia el tope (Tschopp, 1953).

La Formación Tambococha (Jurásico Medio – Valanginiano) definida por Díaz et al., 2000 en el pozo Tambococha-001, corresponde a una secuencia calcárea compuesta de mudstones calcáreos con lentes de anhidrita, que cambia hacia a anhidritas con textura "chicken wire". Las anhidritas de este tipo han sido descritas en ambientes tipo sabkha, en donde las anhidritas se forman como nódulos en las zonas más calientes y secas, generalmente las zonas supratidales (Vallejo et al., 2015).

- **Secuencia Cretácica**

El Cretácico de la Cuenca Oriente está representado por las Formaciones Hollín, Napo y el miembro Basal Tena de la Formación Tena. Hacia el área Tambococha, la Formación Hollín desaparece y la Fm. Napo se vuelve más arenosa y los sellos entre reservorios disminuyen drásticamente, Figura 2.

La Formación Napo (Albiano-Campaniano Temprano) es una sucesión cíclica de secuencias sedimentarias marinas que incluye lutitas, calizas y areniscas). Los principales reservorios de la Formación Napo en la Cuenca Oriente corresponde a: Arenisca Napo T, Arenisca Napo U, y Arenisca Napo M1; aunque también presenta reservorios marginales: Caliza B, Caliza A, Caliza M1, Caliza M2 y Arenisca Napo M2 (Rivadeneira y Almeida, 2014).

Lutita Napo Basal, descrita por Vallejo et al., 2015 en el pozo Tiputini Minas-1, consiste de lutitas negras con laminación lenticular, parcialmente bioturbadas, con

frecuentes *synaeresis cracks*. La laminación lenticular, así como la *synaeresis cracks* indica ambientes salobres con influencia de mareas, posiblemente relacionados a zonas de *lagoon* en las zonas submareales de bahías con influencia de mareas. Al estar estos sedimentos del Albiano-Cenomaniano directamente sobre el Pre-Cretácico implica que la Formación Hollín no se depositó en el área de Tambococha.

Arenisca Napo T, En el pozo Tiputini Minas 1. Napo T de base a techo presenta areniscas de grano medio, grueso, muy grueso y areniscas conglomeráticas con estratificación cruzada, clastos de arcilla y carbón con láminas discontinuas de lodo (Vallejo et al., 2015).

Arenisca Napo U, fue descrita en el pozo Tiputini Minas en varios núcleos (Vallejo et al., 2015), incluye areniscas de grano fino a muy grueso, con estratificación cruzada, presencia de fragmentos de arcilla, láminas discontinuas de lodo, intercaladas con lutitas negras

Arenisca Napo M2, descrita en el pozo Tiputini Minas 1 y pozo Ishpingo-1 (Vallejo et al., 2015), contiene lutitas negras con laminación lenticular, sobreyacidas por areniscas finas con *flaser bedding* intercaladas con niveles milimétricos lodo, areniscas de cuarzo masivas, de grano fino a medio, matriz arcillosa, con cantidades variables de glauconita, nódulos de siderita, ocasionalmente bioturbadas y lutitas negras laminadas.

Arenisca Napo M1, en la parte este de la Cuenca Oriente es el reservorio principal con un componente estratigráfico importante. La Arenisca Napo M1 fue descrita en los pozos Tiputini Minas-1, Ishpingo-1 y Tambococha-1 (Vallejo et al., 2015). Las areniscas son en general de tamaño medio, con estratificaciones cruzadas, bien cementadas, con intervalos heterolíticos formados por intercalaciones de lodo y arenisca de grano fino a medio con gradación normal, bases agudas y *ripples* en la parte superior.

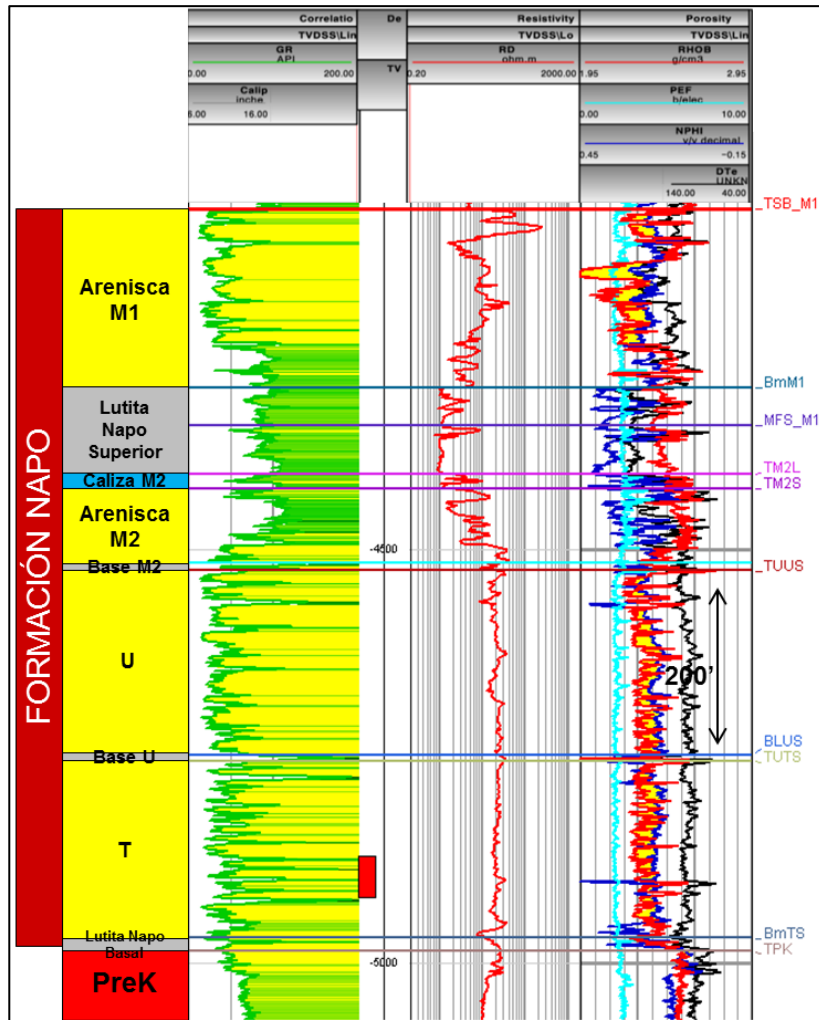


Figura 2. Formación Napo en el pozo Tambococha D-2.

- **Secuencia Terciaria-Cuaternaria**

En el área de Tambococha, la secuencia sedimentaria terciaria-cuaternaria está conformada por las formaciones Tena, Tiyuyacu, Orteguzza. A partir de la Formación Orteguzza los sedimentos están indiferenciados.

Formación Tena (Maestrichtiano-Paleoceno), esta formación contiene limolitas grises-verdosas, arcillolitas café, arcillolitas café-rojizas, limolitas grises, arcillolitas moteadas (verde/rojo) y areniscas rojas de grano fino.

Formación Tiyuyacu (Eoceno Temprano – Oligoceno Temprano), esta formación contiene arcillolitas moteadas (blanco/rojo), limolitas café-amarillo, arcillolitas café, areniscas de grano fino y limolitas grises

Formación Orteguzza (Oligoceno), consiste de lutitas gris-verdosas, limolitas grises, intercaladas con areniscas finas y hacia el tope niveles de carbón.

Terciario y Cuaternario indiferenciados, consiste de arcillolitas y limolitas de colores variados: púrpuras, café-rojizas, grises, café-amarillentas, moteadas

(rojo/blanco), intercaladas ocasionalmente con areniscas de grano fino, carbón y anhidrita.

4.2. Geología de la Formación Receptora

La arenisca T perteneciente a la formación Napo, la misma que están considerada como formación productora por la Secretaria de hidrocarburos del Ecuador. (Anexo 13)

4.2.1. Génesis de la Arenisca T

La arenisca T perteneciente a la formación Napo se depositó como producto de la caída del nivel mar, durante el Albiano Superior (98Ma) (Haq et al., 1987), durante el segundo ciclo sedimentario, sobre las lutitas Napo del ciclo Hollín.

Esta caída de nivel mar expuso el nivel de lutitas del prisma de nivel alto, permitiendo el avance de los sedimentos fluviales en la costa. Como producto de acción de mareas se produce el retrabajamiento de los sedimentos fluviales con sedimentos marinos dando origen a los sedimentos fluvioestuarinos del ciclo arenisca T perteneciente a la formación Napo, quedando conformada por areniscas limpias con estratificación cruzada e influencia mareal.

Con un levantamiento del nivel mar se dan los depósitos transgresivos del ciclo arenisca T, perteneciente a la formación Napo, compuesto por areniscas transgresivas con calcoarenitas y lutitas, culminando con las lutitas y calizas del prisma de nivel alto de Caliza B y lutitas bajo arenisca U, perteneciente a la formación Napo.

4.2.2. Litología y Estratigrafía de la Arenisca T

Arenisca T Intervalo (5141 – 5328 MD)

La arenisca T pertenece a la formación Napo, la misma que está considerada como formación productora por la Secretaria de hidrocarburos del Ecuador (Anexo 13), Figura 3 (Mapa Estructural al Tope Arenisca T).

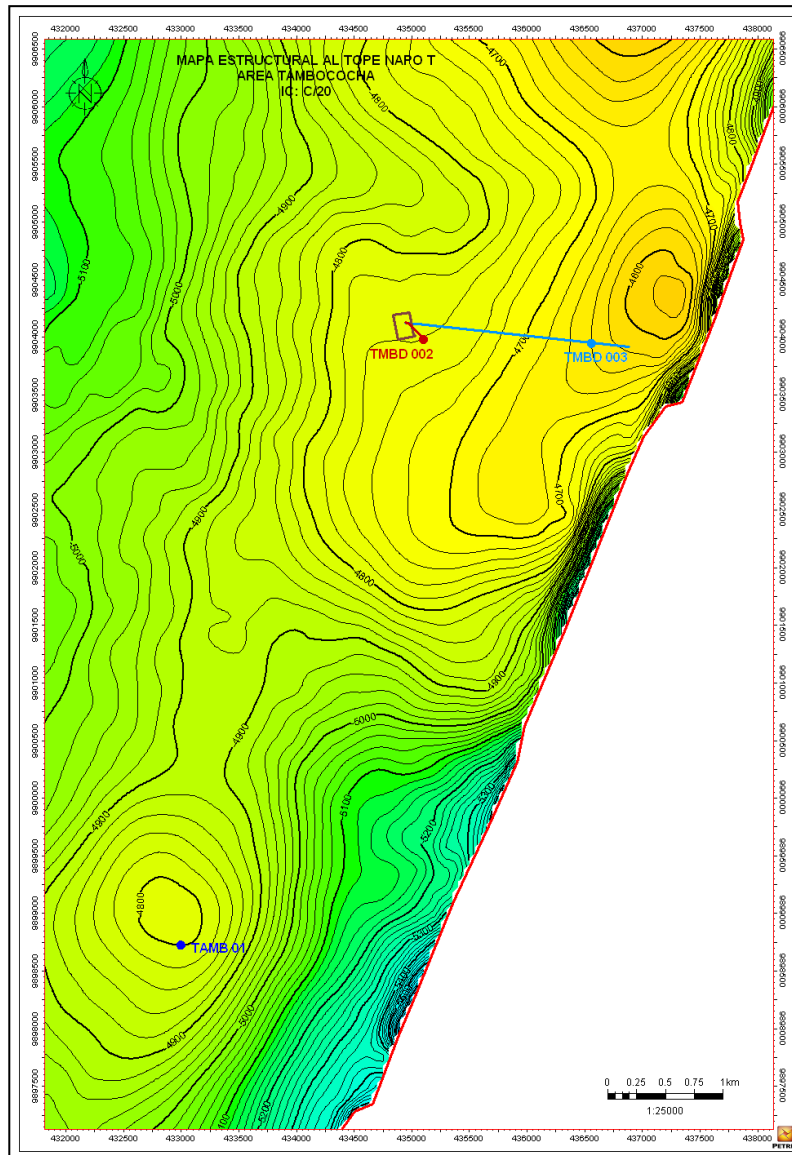


Figura 3. Mapa estructural al Tope arenisca Napo T – Bloque 43, Área Tambocochocha

Está compuesto principalmente de lutita con pequeñas intercalaciones de arenisca y caolín.

Arenisca: Blanca, blanca lechosa, hialina, transparente a subtransparente, suelta, fino a muy fino grano, ocasionalmente grueso, cuarzosa, redondeada a subredondeada, moderado sorteo, matriz y cemento no visible, porosidad no visible. Sin presencia de hidrocarburos.

Caolín: Blanco, suave a firme, bloque a irregular, textura cerosa, no calcárea.

Lutita: Negra, gris oscura, suave a moderadamente firme, subfisil, sublaminar, planar, textura cerosa, no calcárea.

Los pozos Tambocochocha-1, Tambocochocha-D2, Tiputini-C32, Tiputini-3 y Tiputini-2, atravesaron toda la secuencia Cretácica, es decir, toda la Formación Napo y se

alcanzó el tope del Pre-Cretácico. En esta zona de la Cuenca Oriente no se depositó la Formación Hollín, Figura 4.

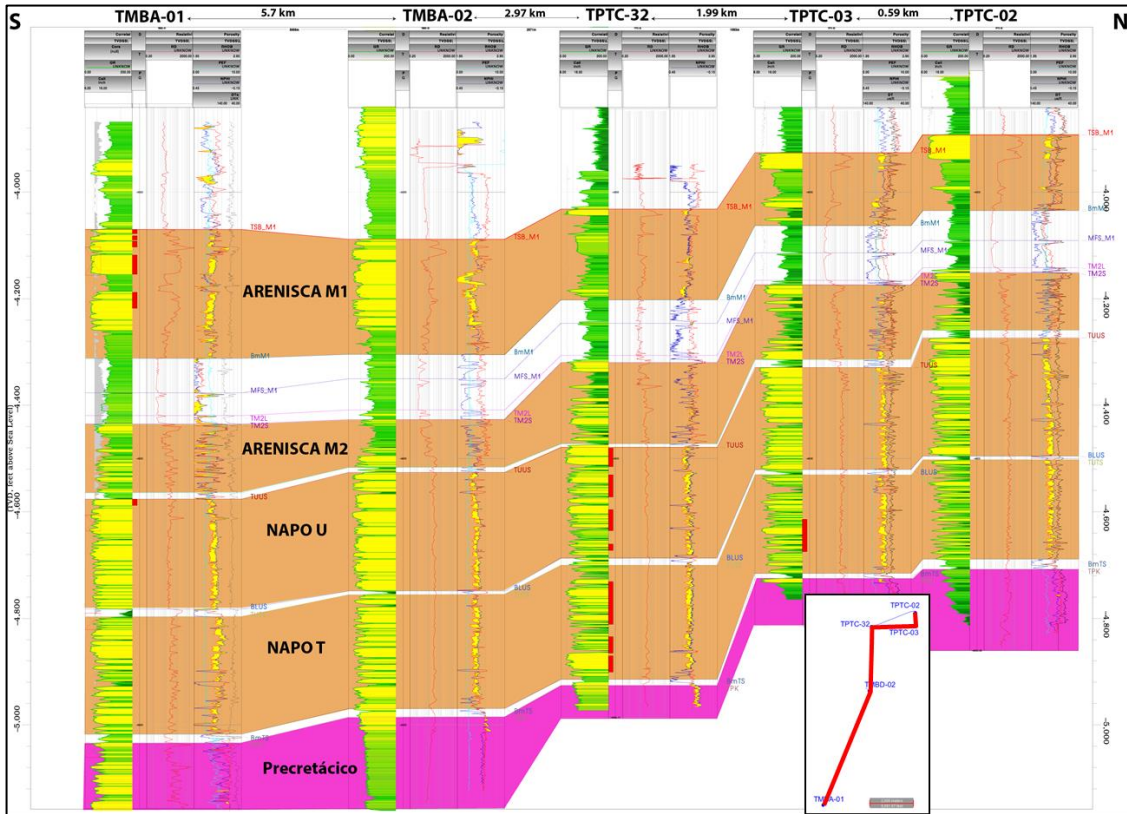


Figura 4. Correlación regional Sur-Norte Área del pozo Tambocochoa-D2.

La Arenisca Napo M2, la arenisca Napo U y la arenisca Napo T están separados por sedimentos finos de pocos pies de espesor, variando entre 7 a 15 pies de espesor. Sin embargo, bajo la Arenisca Napo M1 existe un sello potente que varía entre 112 y 123 pies, (Marcador L).

En la correlación realizada para el Cretácico, se han identificado a la arenisca T, perteneciente a la formación Napo como potencial objetivo para la re-inyección de desechos. Se descartó a la Arenisca Napo M1, Arenisca Napo M2 y Arenisca Napo U ya que son potenciales reservorios en el área.

La correlación de la arenisca T, perteneciente a la formación Napo muestra como este intervalo presenta cambios laterales de facies, siendo la zona con mayores intercalaciones de sedimentos finos en los pozos Tambocochoa-1, Tambocochoa-D2, Tiputini-C32, Tiputini-3 y Tiputini-2, Figura 5.

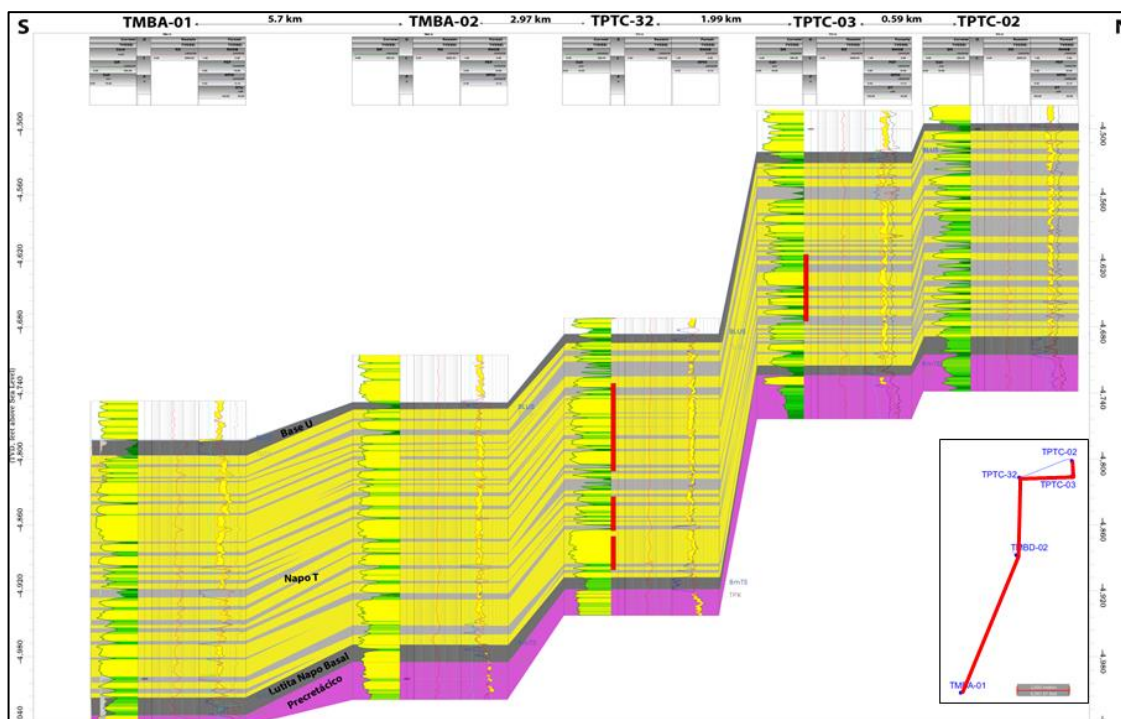


Figura 5: Correlación Estratigráfica Sur – Norte, Área del pozo Tambocochoa-D2

Pozo	TMBA-001	TMBD-002	TPTC-0032	TPTC-003	TPTC-002
TMBA-001	-	5.666 km	8.522 km	9.277 km	9.818 km
TMBD-002	5.666 km	-	2.971 km	3.669 km	4.179 km
TPTC-0032	8.522 km	2.971 km	-	1.993 km	2.101 km
TPTC-003	9.277 km	3.669 km	1.993 km	-	0.599 km
TPTC-002	9.818 km	4.179 km	2.101 km	0.599 km	-

Tabla 3. Distancias Horizontales entre pozos (kilómetros)

Distancia entre	TMBA-001	TMBD-002	TPTC-0032	TPTC-003	TPTC-002
Tope Napo T hasta Base Arenisca	485.45	450.923	498.27	469.03	467.22

Tabla 4. Distancias entre reservorios (pies).

4.2.3. Estructura Geológica en el Sitio

El trend estructural del Campo ITT se extiende hacia el Norte hasta Imuya, es un sistema transcurrente asociado a un sistema de fallas de orientación NNE – SSO. La falla principal es de alto ángulo hacia la superficie, disminuyendo su buzamiento y tornándose lístrica bajo la secuencia cretácica.

El anticlinal de Tiputini muestra características de pliegues en escalón o echelon, ya que su eje cambia de dirección NE – SO a una dirección NNO, por lo que la falla principal es transcurrente dextral.

Paralelos a estos altos principales en el lado levantado de la falla se encuentran expresiones geomorfológicas en el lado hundido de la falla. En profundidad se los observa como pequeñas estructuras con orientación NNO-SSE.

Las estructuras son de edad Eocénica temprana, como muestra la deformación sinsedimentaria de la formación Tiyuyacu Inferior, aunque parece que en el Cretáceo temprano hubo ya una débil inversión. Una fuerte reactivación actual, que se inició hace aproximadamente 10 millones de años, tiene expresión geomorfológica, controlada por la falla que alcanza la superficie y cuya acción de arrastre produce una erosión creciente de las formaciones recientes como Curaray en dirección a la cresta de los anticlinales.

El trend estructural se desarrolló sobre un sistema de semigrabens, formados en el Jurásico temprano.

Se definieron los siguientes altos estructurales que conforman el Campo ITT:

- Ishpingo, compuesto por dos culminaciones, una hacia el Sur, probada por los pozos Ishpingo-1 y Ishpingo-3, otra hacia el Norte, verificada por los pozos Ishpingo-2 y Ishpingo-4, separadas por un bajo estructural suave. Siendo la primera de mayor área, aproximadamente 12 Km de largo por 3.9 km de ancho y la segunda de 5.8 km de largo por 3.1 km de ancho.
- Tambococha, hacia el Norte de Ishpingo, probado por el pozo Tambococha-1, de 3.7 km de largo por 1.6 km de ancho, Figura 6 (Mapa Estructural al Tope arenisca Napo M1).
- Tiputini, ubicado al Norte, compuesto por dos culminaciones separadas por un bajo, la primera comprobada por el pozo Tiputini 01 Minas y la segunda al Norte del pozo perforado por Shell con una extensión aproximada de 7 km de largo por 2.7 km de ancho.

Cabe indicar que no existen fallas que alcancen la sección cretácica, ni límites geológicos que separen los altos estructurales Ishpingo, Tiputini y Tambococha, incluso al perforar en el bajo que separa Tiputini de Tambococha se encuentra un considerable espesor de los reservorios y aún no se ha encontrado el contacto agua petróleo que delimite el yacimiento Napo M1.

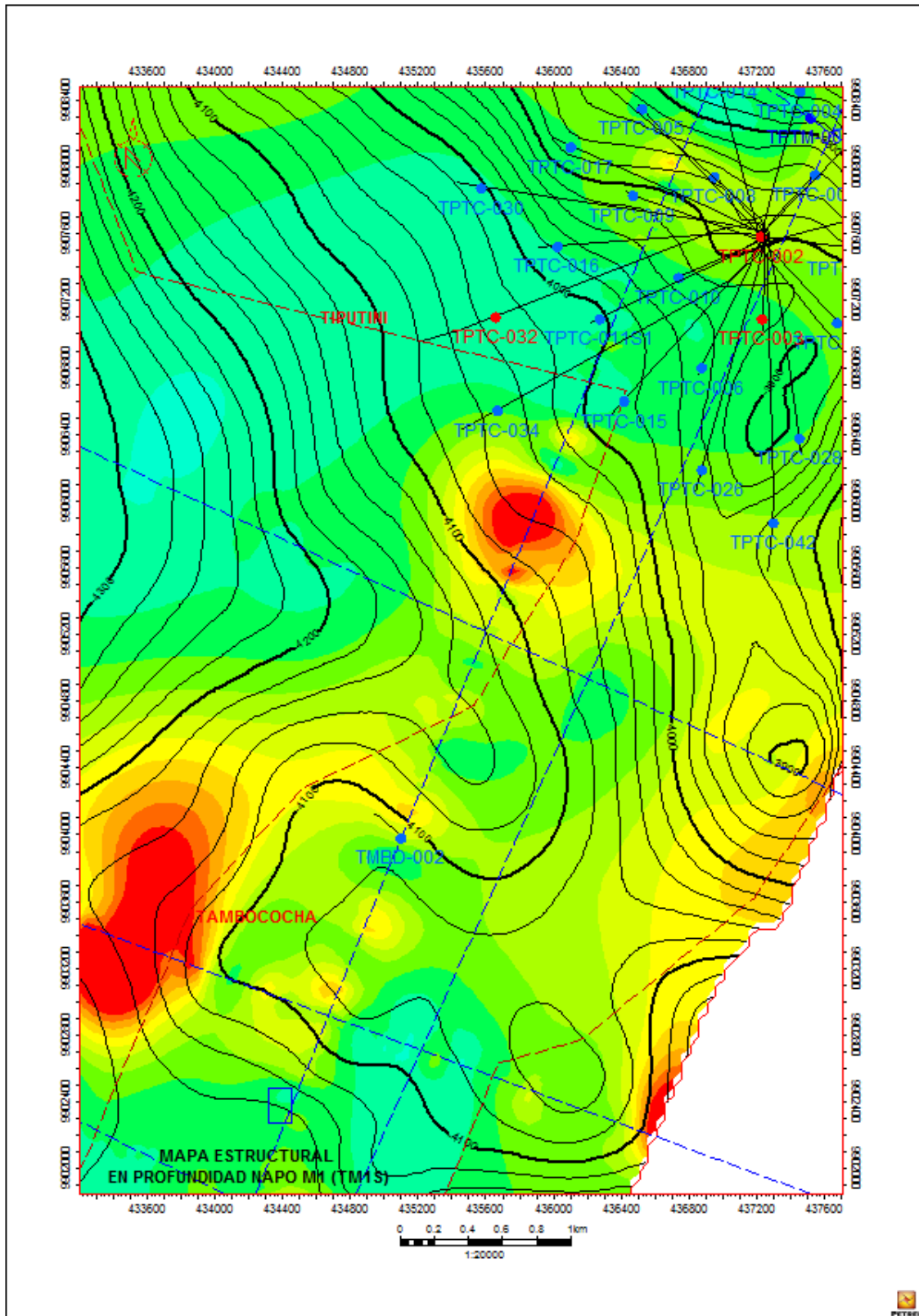


Figura 6: Mapa estructural al Tope arenisca Napo M1 – Bloque 43, Área Tambocochoa

(Fuente: Área Geología - Activo ITT)

4.2.4. Análisis Petrofísico

Se realizó el análisis de propiedades de la roca del pozo Tambococha-D2, considerando la información y realizando la evaluación petrofísica de los pozos del área: Tambococha-1, Tiputini-2, Tiputini-3, Tiputini-C32.

- **INFORMACIÓN DISPONIBLE**

La información disponible para este proyecto fueron los registros de los pozos Tambococha-1, Tambococha-D2, Tiputini-2, Tiputini-3, Tiputini-C32, suministrados por Petroamazonas EP. Los registros disponibles para el análisis petrofísico fueron: SP, GR, CALI, Resistividad Profunda, Resistividad Somera, Micro resistivos, Microlog, Densidad, Neutrón, Potencial Fotoeléctrico, Sónico, en diferentes versiones de compañías de servicios.

La información de núcleos convencionales (RCA) y especiales (SCAL) del Bloque 43 están descritos en el Informe del Modelo Petrofísico Bloque 43, realizado por Halliburton en 2015. Los pozos con información de núcleos descritos en el informe antes mencionado son: Ishpingo-1, Ishpingo-2, Tambococha-1, Tiputini-1 Minas y Minta-01.

En los informes sedimentológicos se reportan datos de difracción de Rayos X medidos en el pozo Tambococha-1 (Arenisca Napo M1). Los principales componentes son cuarzo y caolinita como única arcilla, otros minerales presentes son muy escasos encontrándose entre ellos micas, carbonatos, ortoclasa, feldspatos, etc. El contenido de arcilla total, en este caso caolinita, sirvió de base para calibrar los modelos de arcillosidad.

- **EDICIÓN DE REGISTROS DE HUECO ABIERTO**

La edición de registro consistió en corregir la curva densidad en aquellas zonas donde se observa mal hoyo, mediante la aplicación de histogramas y correlaciones entre Densidad y Sónico. Se ajustó la curva de Densidad en aquellos lugares en donde la curva está afectada por derrumbe, la curva editada se llama Densidad e. Asimismo, el registro sónico fue editado por efecto de saltos de ciclo y alguna anomalía presente.

- **EVALUACIÓN PETROFÍSICA**

El cálculo de parámetros básicos empezó con la obtención del gradiente geotérmico del área Tambococha, el cual fue calculado con el valor de 1.95 °F/100 Pies, con una temperatura de superficie de 75 °F.

- **MODELO DE VOLUMEN DE ARCILLA**

Para el cálculo del volumen de arcilla se utilizó una combinación entre los métodos de Gamma Ray y el gráfico cruzado densidad vs Neutrón. Se utilizó la información disponible de difracción de rayos X (DRX) para calibrar el modelo de arcillas con el contenido de arcilla total, en este caso caolinita, que indican los análisis.

La aplicación de modelos combinados de volumen de arcilla permite estimar este parámetro con mejor grado de certeza debido a la afectación mineralógica que se presenta en zonas afectadas por mineralogía (caolinita) en donde el modelo densidad-neutrón identifica mejor las zonas de arenisca donde suele verse afectado el GR total.

- **MODELO DE POROSIDAD**

Se calculó la porosidad efectiva a partir de los perfiles disponibles (densidad, neutrón y sónico) calibrado con los valores de medidos en núcleos del pozo Tambococha-1. El modelo de porosidad total fue calculado usando un promedio entre la porosidad derivada de la Densidad y Neutrón, para posteriormente calcular la porosidad efectiva multiplicanda la porosidad total ($\emptyset D-N$) por la fracción de arcilla contenida en el reservorio.

- **MODELO DE SATURACIÓN DE AGUA**

Los valores de salinidad para el área Tambococha se extrajeron a partir de los análisis de registros usando el método de Pickett Plot, comparando con las salinidades reportadas en los pozos del Bloque 43. Las pruebas de formación indican salinidades entre 2000 y 3000 ppm NaCl en las areniscas Napo T y Napo U. Para el modelo de saturación de agua se utilizó Indonesia modificado por ser más adecuado para el tipo de salinidades encontradas.

- **MODELO DE PERMEABILIDAD**

La permeabilidad en general puede ser calculada mediante una modificación de la Ecuación de Timur adaptada a la zona de estudio tomando en consideración las mediciones de núcleos K, Phi y las muestras de presión capilar disponibles. La arenisca Napo T, perteneciente a la formación Napo posee mediciones de porosidad y permeabilidad de núcleos en los pozos Tambococha-1 y Tiputini-1 Minas. Se han descartado los datos convencionales medidos en 1970 (Corelab) del pozo Tiputini-1 Minas por cuanto sus valores K, Phi discrepan en relación a las demás mediciones.

- **RADIO DE GARGANTA DE POROS**

Se dispuso de nueve (9) muestras de presión capilar por inyección de mercurio del pozo Minta-01 tomado en núcleos de la Arenisca Napo M1. Para calcular la garganta de poros se utilizaron además los modelos Winland R35 y Pittman R30,

que son los equivalentes a los resultados de la expresión de Rg_{M1} . De esta forma, la garganta de poros en las unidades donde no se tienen mediciones de inyección de mercurio, se obtuvo a partir de un modelo promedio de las 3 ecuaciones.

• **RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA**

Para el cálculo de las zonas saturadas se utilizaron los siguientes valores de corte en las evaluaciones de registros geofísicos, con un 8% para la porosidad, 60% para la saturación de agua y 40% para el volumen de arcilla.

La Figura 7 y la Tabla 5, muestran los resultados de la evaluación petrofísica en el pozo Tambocochoa-D2, en la arenisca seleccionada para la re-inyección de desechos, arenisca Napo T.

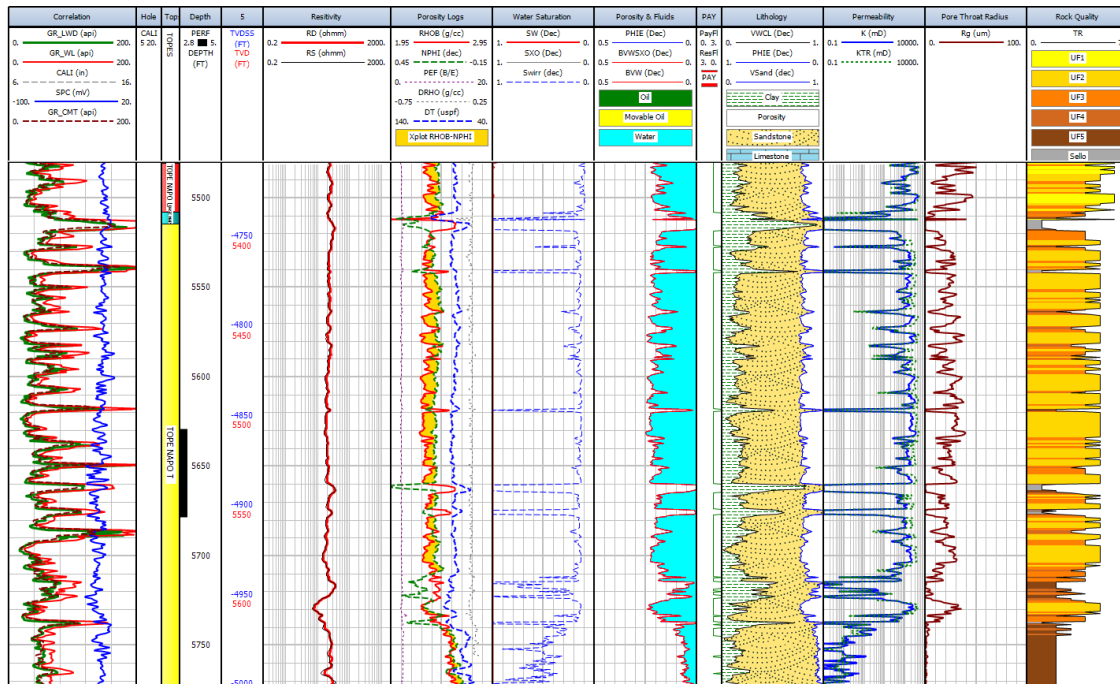


Figura 7. Interpretación petrofísica, arenisca Napo T, pozo Tambocochoa-D2.

Well	Zone Name	Gross (ft)	Net Res (ft)	N/G	Net Pay (ft)	PHIE (dec)	Sw Res (dec)	Sw Pay (dec)	Vcl (dec)	Swirr (dec)	Rg (um)	Perm (mD)	Observaciones
TMBD-02	Arenisca M1	215.99	137	0.634	46	0.213	0.658	0.385	0.183	0.203	45.593	4412.595	Aceite
TMBD-02	Arenisca M2	89.45	17.49	0.196	0	0.134	0.91	---	0.268	0.24	3.522	38.674	Agua
TMBD-02	Arenisca U	222.84	207.85	0.933	0	0.197	0.991	---	0.153	0.116	34.07	3029.113	Agua
TMBD-02	Arenisca T	223.29	198.82	0.89	0	0.196	1	---	0.178	0.158	20.898	1159.089	Agua

Tabla 5. Resultados de la evaluación petrofísica, pozo Tambocochoa-D2.

• **INTERVALOS PARA LA RE-INYECCIÓN**

Una vez corridos los registros eléctricos del pozo Tambocochoa-D2 y comparando con la información de los pozos Tiputini-C32 y Tiputini-3, se identificó en la arenisca T, perteneciente a la fonación Napo, el intervalo para cañonear 5629'-5679' MD Figura 8.

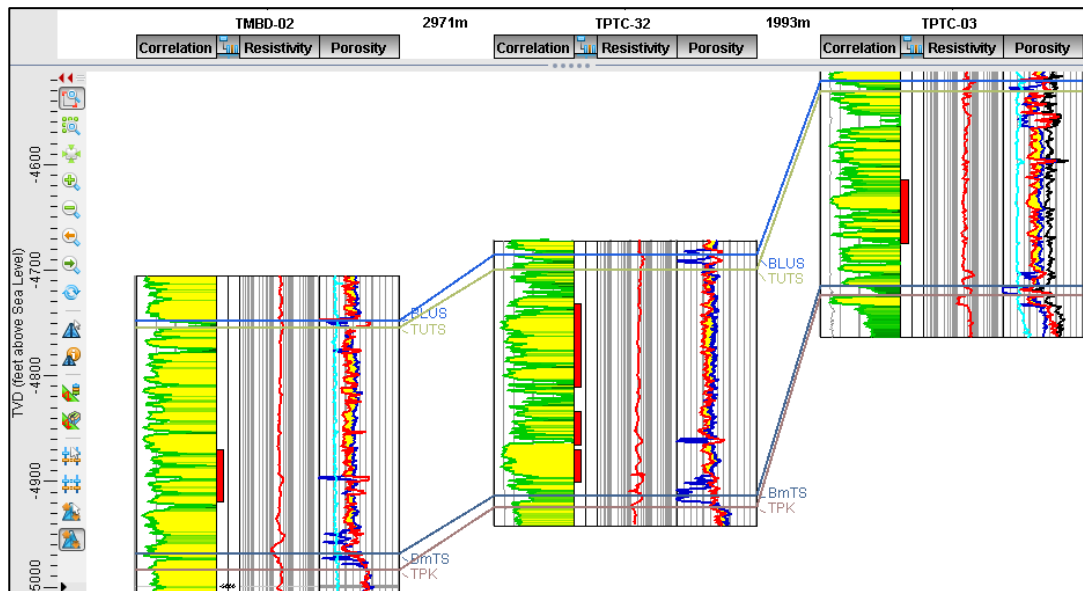


Figura 8. Correlación en la arenisca Napo T, con intervalo para cañonear en el pozo Tambocochoa-D2.

Las simulaciones de fractura en la arenisca Napo T se ajustaron con los resultados de las pruebas de inyectividad realizadas en el intervalo disparado (5629 -5679 pies MD) en el pozo Tambocochoa-D2, se realizaron 3 pruebas: Leakoff Test, Step Up Test y Step Down Test. En la Tabla 10 se encuentra el resumen de los resultados con los cuales se calibró el modelo geomecánico y las simulaciones de fractura.

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

Tabla 6. Resumen de resultados pruebas de inyectividad, pozo Tambocochoa-D2.

La simulación de fractura se realizó considerando el escenario más probable para la inyección 15% de sólidos y una tasa de inyección de 4 bpm Figura 9.

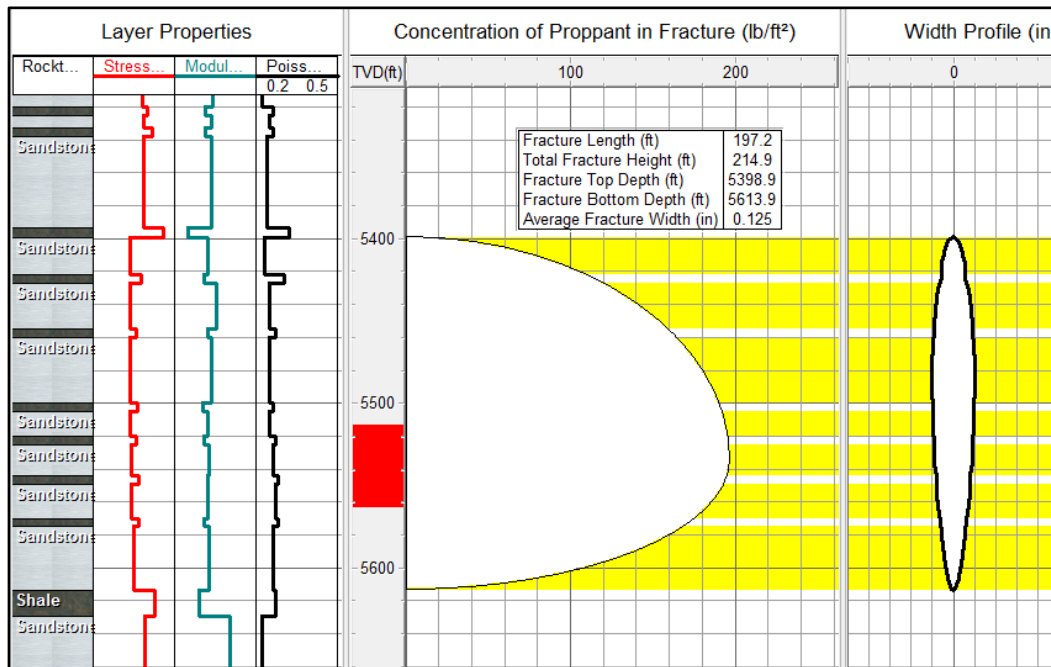


Figura 9. Geometría de fractura. 15% de sólidos y 4 bpm, ajustado con las pruebas de inyektividad.

La grafica ilustrada en la figura 9 representa el radio de invasión simulado, donde se estima el alcance de la fractura generada por la inyección de fluidos de desecho, entendiendose que el radio de invasión al ingreso de los fluidos en la formación rocosa de forma radial, y que la fractura se propaga continuamente a medida que se van inyectando los fluidos. El área marcada de color rojo representa el intervalo de punzados por donde ingresarán los fluidos de desecho.

De la simulación se desprende el siguiente detalle:

- Longitud de la Fractura (pies) : 197.2
- Altura total de la fractura (pies) : 214.9
- Profundidad al Tope de la Fractura (pies) : 5398.9
- Profundidad a la Base de la Fractura (pies) : 5613.9
- Ancho promedio de la Fractura (pulgadas) : 0.125

Los resultados indican que existe un mayor contraste de esfuerzos entre la arenisca Napo T y los sellos, la fractura presenta una mejor contención vertical y tiende a crecer en longitud, lo cual a su vez permite una mayor capacidad de almacenamiento de 1'070,000 bbl con respecto a las simulaciones anteriores (800,000 bbl) en donde se consideró un escenario más crítico. Con el ajuste se observó también que la presión máxima en superficie disminuyó a 1719 psi.

4.2.5. Mapas de Isopropiedades

Con el objetivo de conocer las zonas con mejores características de espesor de arena neta (H), Índice de Almacenamiento (PhiH) e Índice de Flujo (KH) (basados en la petrofísica de pozos ubicados alrededor del pozo Tambococha-D2 se elaboraron mapas de estas tres propiedades para la arenisca Napo T.

- **MAPAS DE ESPESOR DE ARENA NETA (H)**

En la Figura 10 se observan los mapas isópacos correspondientes a la arenisca Napo T. Los espesores de la arenisca Napo T son bastante similares de norte a sur.

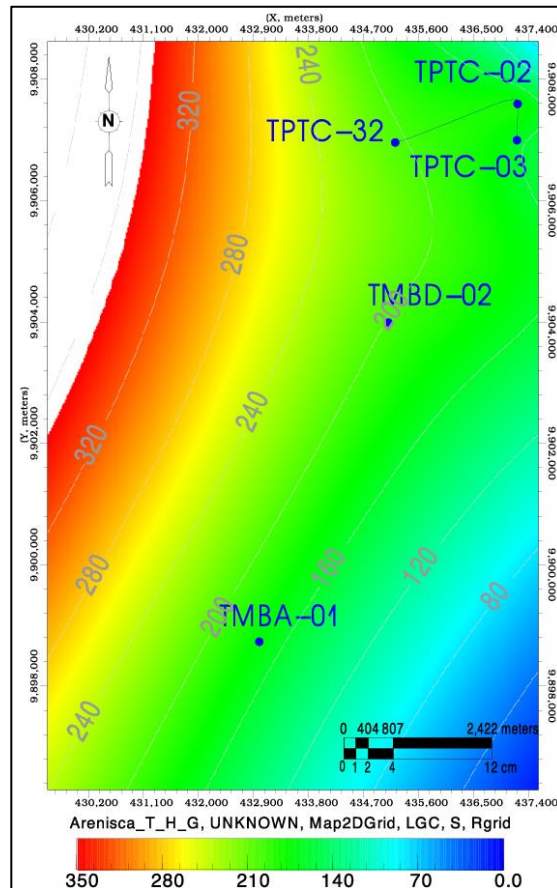


Figura 10. Mapas de espesores de arena neta (H) para la arenisca Napo T.

- **MAPAS DE ÍNDICE DE ALMACENAMIENTO (PHI*H)**

Con base en el análisis petrofísico, se construyeron mapas de Phi*H (Índice de Almacenamiento) con el objetivo de ubicar las zonas con mejores características de almacenamiento para la re-inyección en el pozo Tambocochoa-D2. El índice PhiH, es un número adimensional que muestra las zonas de mayor y menor capacidad de almacenaje (referido únicamente como volumen poral).

En la Figura 11 se observa que en la arenisca Napo T, el índice de almacenamiento en los pozos Tambocochoa-D2, Tiputini-2, Tiputini-3, Tiputini-C32, varía entre 27-44, lo que sugiere que es buen candidato para la re-inyección.

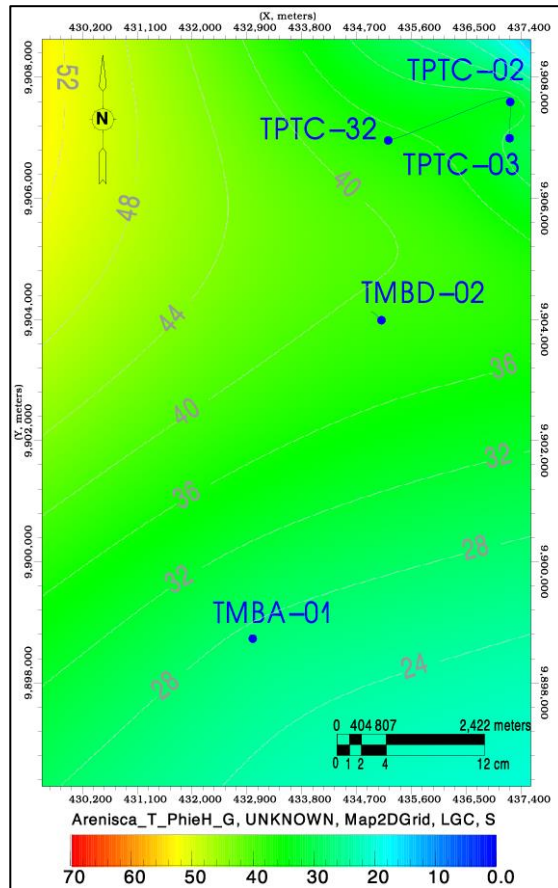


Figura 11. Mapas de índice de almacenamiento ($PHIE^*H$), arenisca Napo T.

• **MAPAS DE ÍNDICE DE FLUJO (K^*H)**

Se considera como Índice de flujo al producto entre la permeabilidad (K) y el espesor (H) y se refiere a la capacidad de un fluido para movilizarse a través de un medio. Se realizaron los mapas de KH para cada intervalo visualizado. Este índice, al igual que el de almacenamiento, es adimensional e indica las mejores zonas de manera relativa.

La Figura 12 muestra como en la arenisca Napo T, el índice de flujo aumenta hacia los pozos Tiputini-2, Tiputini-3, Tiputini-C32 y disminuye hacia el pozo Tambococha-1.

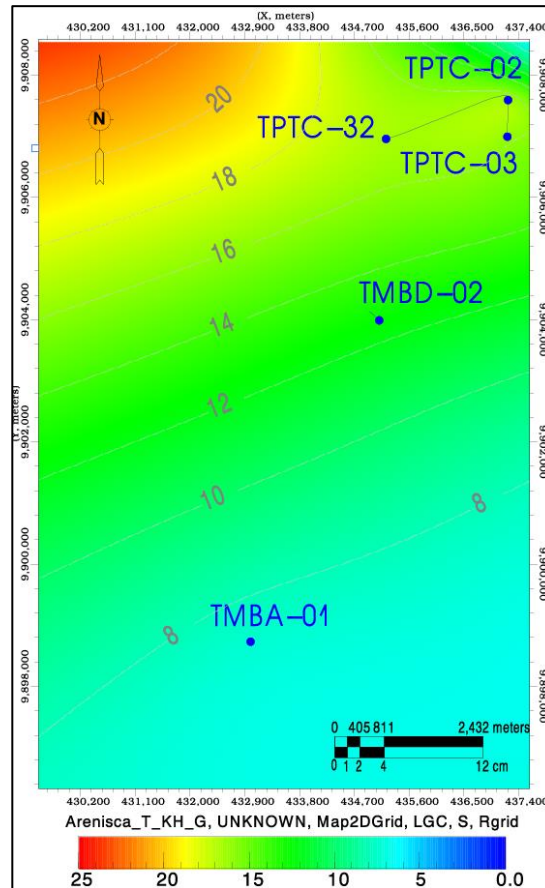


Figura 12. Mapas de índice de almacenamiento ($K \cdot H$), arenisca Napo T.

4.2.6. Caracterización Geomecánica

El análisis de geomecánica se enfocó en generar los perfiles de esfuerzos, presión de poro y propiedades mecánicas (módulo de Young y relación de Poisson) para las diferentes formaciones y reservorios atravesados en el pozo Tambocochoa-D2.

- **ESFUERZO VERTICAL**

El esfuerzo de sobrecarga a cualquier profundidad está en función de la densidad de los sedimentos y fue calculado como la carga acumulada de la columna estratigráfica.

- **PRESIÓN DE PORO**

El método usado para determinar la presión de poro, se basa en el principio de los esfuerzos efectivos de Terzaghi, el cual establece que los esfuerzos totales son distribuidos entre la estructura de la roca y los fluidos presentes en el espacio poroso. Considerando que a medida que se profundiza en el subsuelo, los fluidos atrapados soportan más los esfuerzos de sobrecarga, se obtiene la presión de poro (PP) en función de los esfuerzos efectivos soportado por la estructura rocosa.

La ecuación de Eaton, es una correlación empírica fundamentada en la expresión de Terzagui, la cual requiere determinación de la tendencia normal de la compactación,

como patrón de comparación. Eaton desarrolló una correlación que involucra el tiempo de tránsito (obtenido con el registro sónico compresional) Δt .

En general, la predicción de presión de poro involucra varios pasos y requiere suposiciones para hacer posible los cálculos y estimaciones. En las arenas la presión de poro se ajustó tomando en cuenta los puntos de presión tomadas con herramienta RDT en el pozo Tambocochoa-D2. En la Tabla 6 se presenta el resumen de los valores que se tomaron como referencia.

Zona	Prof (ft MD)	TVD (ft TVD)	Gradiente Poro (psi/ft)	Presión Poro (ppg)
M1	4860.0	4745.3	0.37	7.4
	4872.0	4757.4	0.37	
	4877.0	4762.4	0.37	
	4881.0	4766.3	0.37	
	4913.0	4798.3	0.39	
	4938.0	4823.4	0.39	
	4943.0	4828.3	0.39	
	4955.0	4840.4	0.39	
	4965.0	4850.4	0.39	
	4975.0	4860.4	0.39	
	4981.0	4866.3	0.39	
	4992.0	4877.4	0.39	
	5001.0	4886.3	0.39	
	5009.0	4894.3	0.39	
U	5295.0	5180.3	0.41	8.0
	5300.0	5185.3	0.41	
	5311.0	5196.3	0.41	
	5321.0	5206.2	0.41	
	5334.0	5219.2	0.41	
	5367.0	5252.2	0.41	
T	5530.0	5415.1	0.41	8.0
	5545.0	5430.0	0.41	
	5623.0	5508.0	0.41	

Tabla 7. Resumen de puntos de presión, pozo Tambocochoa-D2.

En la Figura 13 mediante el registro sónico, indica que la línea de compactación normal y el perfil de presión de poro estimado para el pozo Tambocochoa-D2, muestra principalmente 2 zonas de sobrepresión, la primera en la base de la Formación Orteguaza alcanzando valores de 10.1 ppg. y la segunda en las lutitas de la Formación Napo hacia la base de la Arenisca Napo M1 con valores de 9.8 ppg.

Por lo cual la Arenisca Napo T se considera favorable para el proceso de re-inyección debido a que existe un sello (Marcador L), que ayudaría a mantener los fluidos aislados de la principal zona productora de crudo que es la Arenisca Napo M1.

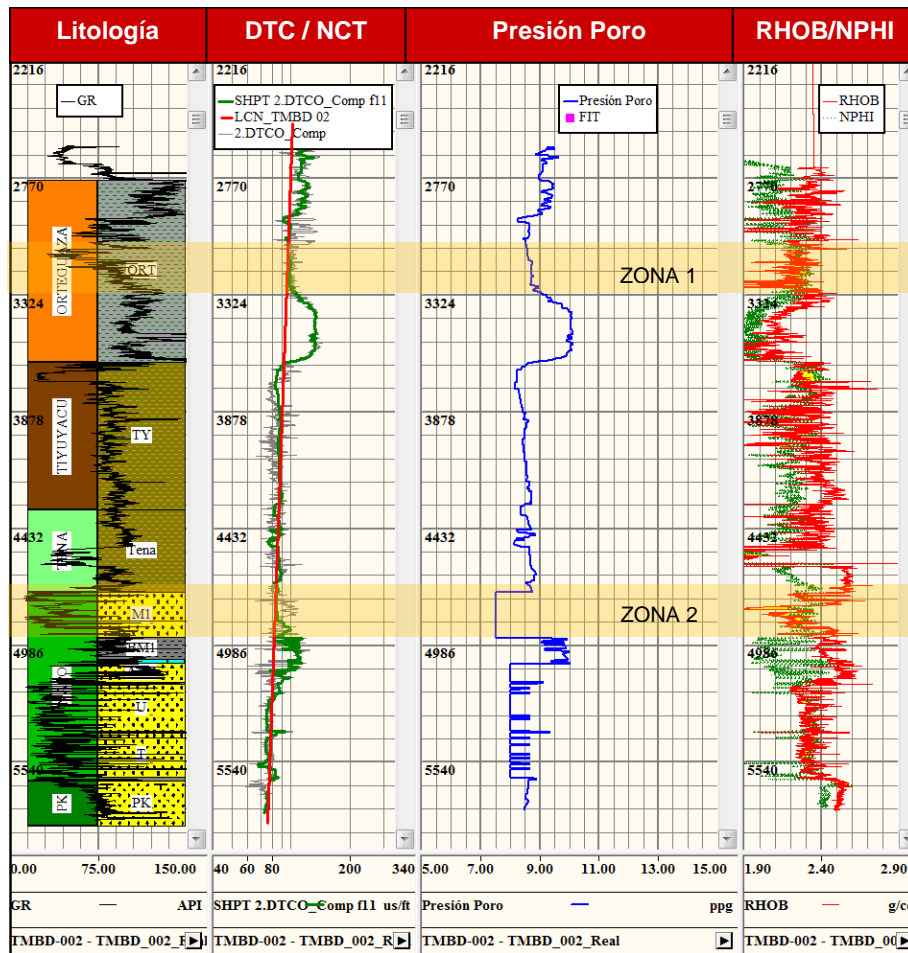


Figura 13. Perfil de presión de poro, pozo Tambococha-D2.

• PROPIEDADES MECÁNICAS

Las propiedades mecánicas como el módulo de Young y la relación de Poisson son parámetros fundamentales para el modelamiento de las fracturas. Dichas propiedades se estimaron a partir de correlaciones empíricas. Estas correlaciones se basan principalmente en la respuesta de los registros sísmicos compresional y de cizalla (DTCO y DTSM). Los valores obtenidos a través de esta metodología se conocen como valores dinámicos. En todos los casos es necesario ajustar los resultados utilizando datos reales obtenidos en pruebas de laboratorio. Para este estudio no se contó con pruebas de laboratorio por lo que los perfiles se calibraron tomando como referencia valores de ensayos de laboratorio que se realizaron en las areniscas Napo U y Napo M1 en otro campo de la cuenca oriental del Ecuador.

En la Figura 14 se muestran las curvas de propiedades mecánicas más relevantes para el desarrollo de las simulaciones de fractura en el pozo Tambococha-D2. En el primer carril se presenta la columna litológica, en el segundo el registro sísmico dipolar, en el tercero los registros de densidad y porosidad, en el cuarto carril la relación de Poisson, seguido del módulo de Young y por último el ángulo de fricción. Los resultados obtenidos muestran un comportamiento acorde con lo esperado según la litología: valores altos de Poisson en zonas con mayor contenido de arcilla

y bajos en arenas, así como valores altos de módulo de Young en arenas (mayor resistencia) y bajos en arcillas.

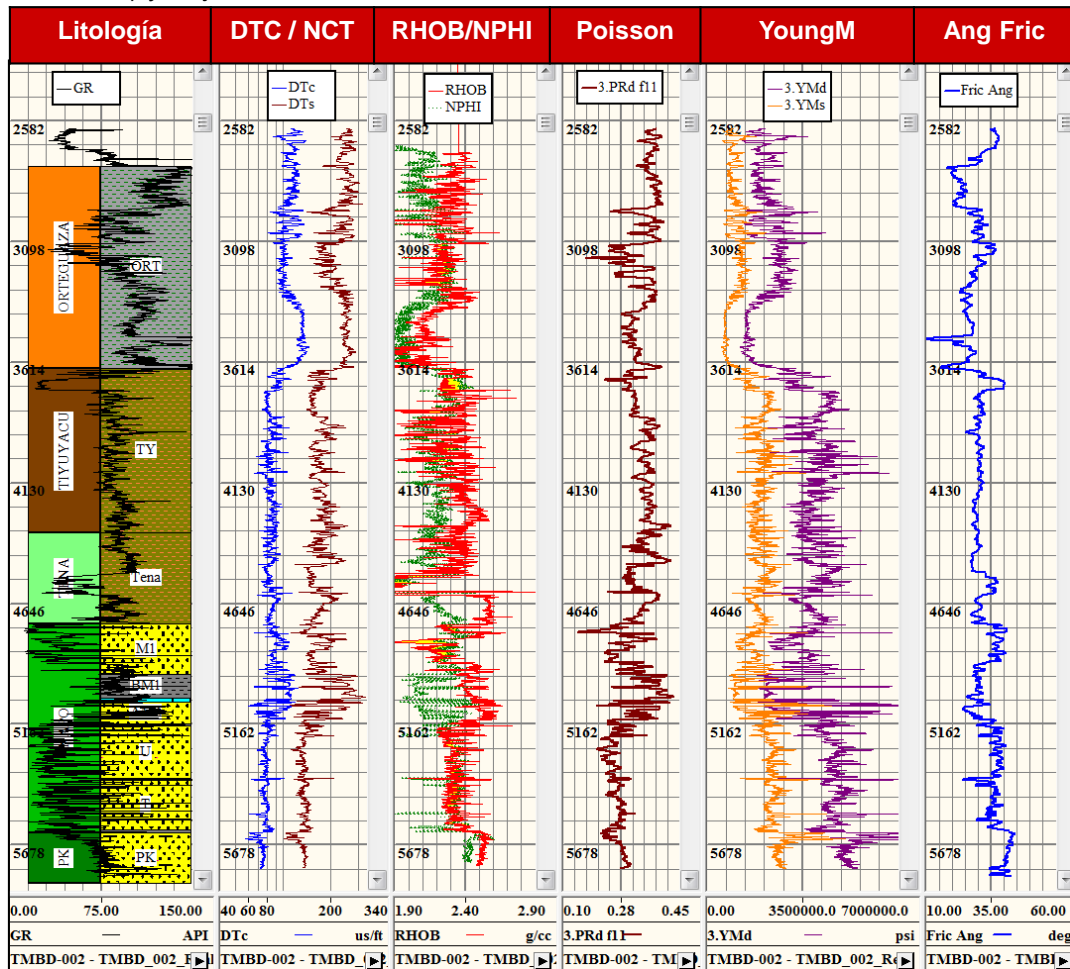


Figura 14. Propiedades mecánicas del pozo Tambocochoa-D2.

- GRADIENTE DE FRACTURA Y ESFUERZO HORIZONTAL MÍNIMO**

El esfuerzo horizontal mínimo representa la presión requerida para reabrir las fisuras o fracturas preexistentes en la roca. La mejor práctica para la calibración del perfil de esfuerzo mínimo y gradiente de fractura, es analizar las curvas de LOT (Leak Off Test), graficando presión/volumen y tiempo, de aquí se definen presiones de ruptura, cierre y estabilización. Cuando se hace un X-LOT en varias etapas, es factible determinar, efecto del lodo y apertura de múltiples fracturas. Para este estudio, en el pozo Tambocochoa-D2 se dispuso de 2 datos de pruebas FIT (a 2853 pies y 4723 pies MD); además de una prueba LOT realizada en la arenisca Napo T en el intervalo cañoneado (5629-5679 pies MD).

En la Figura 15 se indica el cálculo de la magnitud del S_{hmin} , mediante la cual se utilizó la ecuación establecida por el modelo de falla por fricción de Mohr Coulomb.

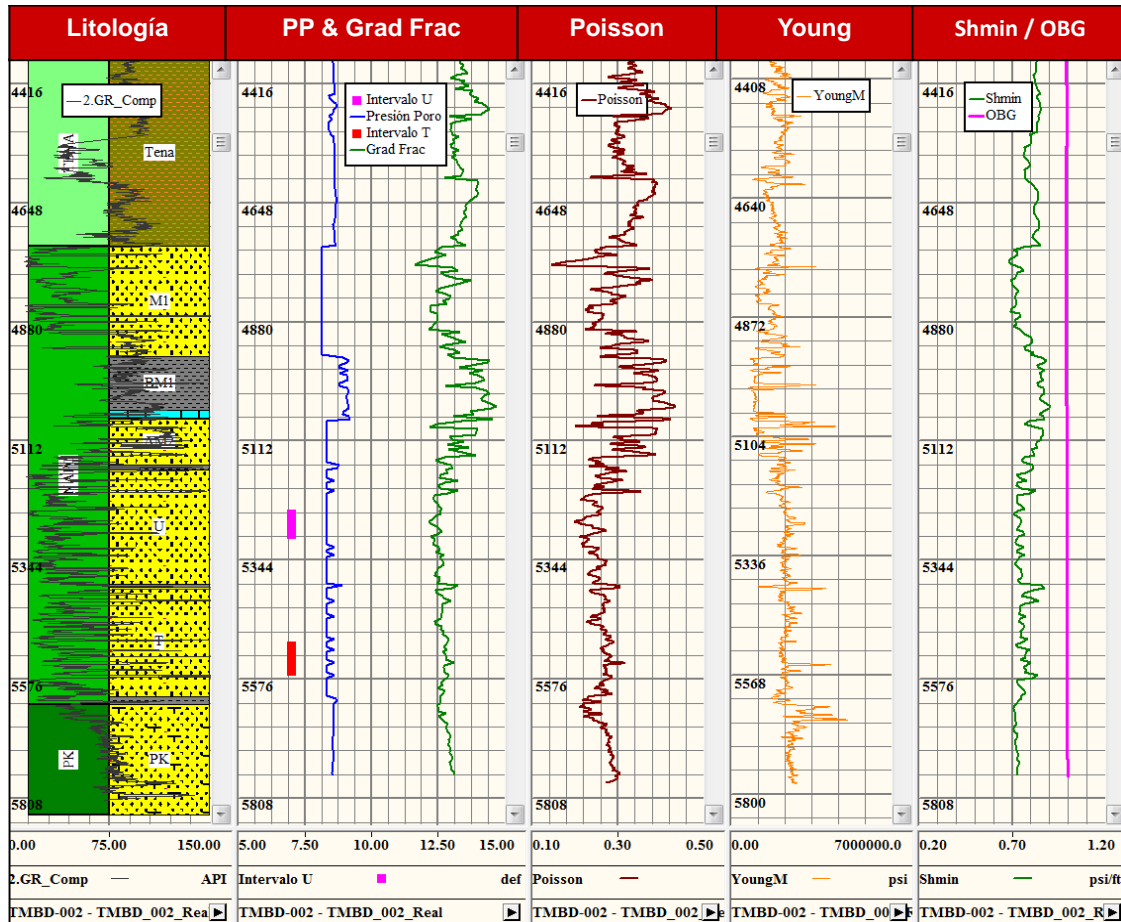


Figura 15. Perfiles geomecánicos utilizados en las simulaciones de fractura, pozo Tambocochoa-D2.

Con los resultados del modelamiento geomecánico es posible identificar las mejores zonas para propagar una fractura hidráulica. Estas zonas deben exhibir buenas propiedades de resistencia elástica y además un buen contraste con las zonas sellos (superiores e inferiores), buscando que la fractura hidráulica no se propague en un intervalo grande del pozo, sino que su propagación vertical se limite a la zona de interés, siendo confinada por intervalos que permitan mayor deformación elástica. (Anexo 14)

4.2.7. Capacidad de recepción de la Formación

Los resultados de las simulaciones de fracturamiento descritas en este informe se pueden tomar como datos finales que nos permitirán estimar órdenes de magnitudes y tendencias de los parámetros y la geometría de las fracturas.

El modelamiento de la fractura hidráulica involucra los resultados de los análisis: petrofísicos, geológicos, geomecánicos, volumen estimado de los efluentes, estado mecánico del pozo y mecanismo de re-inyección. Todos estos son parámetros de entrada para el software FRACPRO, el cual fue utilizado con el objetivo de estimar la capacidad de almacenamiento (sólido y líquido), en la fractura creada y los parámetros de operación óptimos para el bombeo de la lechada. Las premisas fundamentales de las diferentes simulaciones y análisis de sensibilidades se describen a continuación:

- El mecanismo de inyección para todas las simulaciones de fracturamiento se basó en el pozo completado como re-inyector de desechos a través de una tubería de 4 ½”.
- Se asumió un proceso de inyección continua, el cual proporciona resultados de geometría de fractura del caso más pesimista, debido a que se asume la generación de una sola fractura que crece en la medida que se inyecta el fluido, mientras que en la inyección por baches se generan múltiples fracturas de menores dimensiones que incrementan la capacidad máxima de almacenamiento. Esta consideración nos permite tener un margen de seguridad al momento de estimar la capacidad máxima de almacenamiento del reservorio sin que se contacten zonas como los reservorios productores del área (arenisca M1, M2 y U pertenecientes a la formación Napo).
- Las simulaciones de fractura se realizaron sensibilizando las tasas de bombeo (3, 4, 5 y 6 bpm) y el porcentaje de sólido contenido en la lechada (10%, 15% y 20%). El hecho de variar el porcentaje de los sólidos en la lechada afecta intrínsecamente las demás propiedades de la misma.
- La estimación de la capacidad máxima de almacenamiento en la fractura (arenisca Napo T), se estimó simulando la inyección de un gran volumen de lechada permitiendo que la fractura creciera hasta que tocara el sello que lo separa del reservorio suprayacente y verificando que este no se rompa.

En las Figuras 16, 17 y 18 se muestran las fracturas que resultaron de las simulaciones con 10%, 15% y 20% de sólidos a 4 bpm. Al lado derecho se graficaron los resultados de presión máxima en superficie y la capacidad de almacenamiento obtenidas con las diferentes tasas de bombeo. Adicionalmente, en las Tablas 7, 8, 9 se encuentra el resumen de los resultados: dimensiones de fractura, presiones y capacidad de almacenamiento para cada una de las simulaciones realizadas.

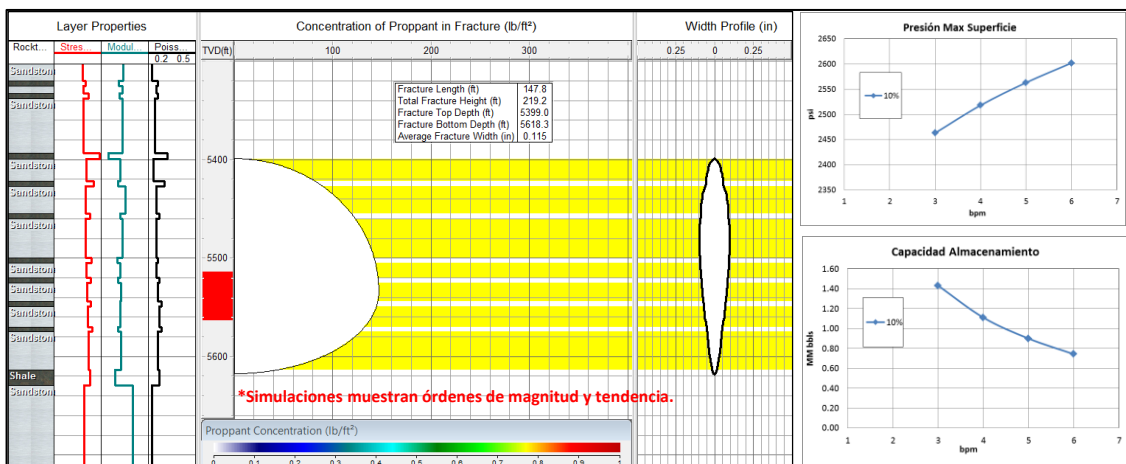


Figura 16. Geometría de fractura arenisca Napo T, 10% de sólidos y 4 bpm.

TASA DE BOMBEO	ALTURA DE FRACTURA	LONGITUD DE FRACTURA (L/2)	TOPE DE FRACTURA	ANCHO PROMEDIO	PRESION HIDROSTÁTICA	PRESION MAXIMA EN SUPERFICIE	PRESION MAXIMA EN FONDO	CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO
bpm	ft	ft	TVD ft	in	psi	psi	psi	MM bbls
3	217.2	149.8	5399	0.11	2830	2463	4999	1.43
4	219.2	147.8	5399	0.12	2830	2518	4991	1.11
5	221.7	146.0	5399	0.12	2830	2563	4982	0.90
6	223.6	144.2	5399	0.13	2831	2602	4977	0.74

Tabla 8. Resumen de resultados simulaciones arenisca Napo T, 10% de sólidos.

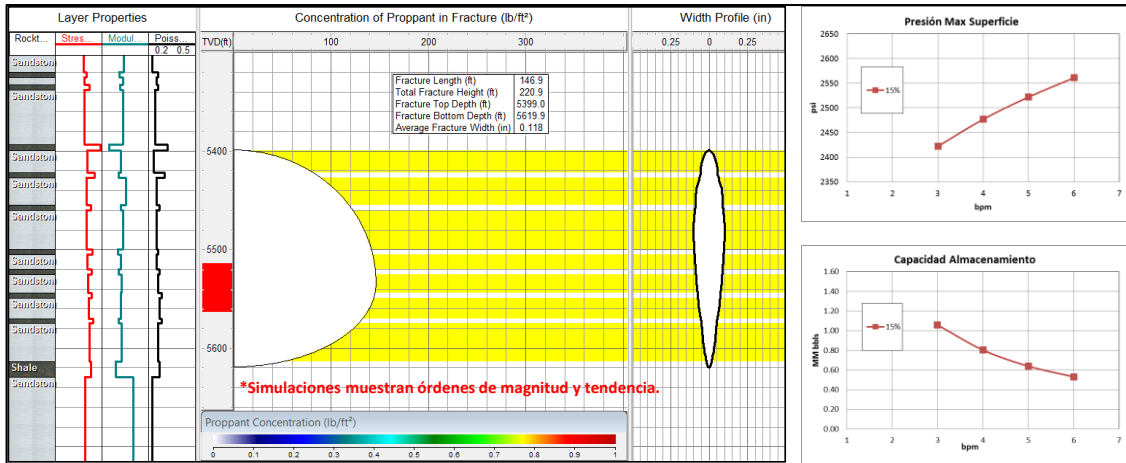


Figura 17. Geometría de fractura arenisca Napo T, 15% de sólidos y 4 bpm.

TASA DE BOMBEO	ALTURA DE FRACTURA	LONGITUD DE FRACTURA (L/2)	TOPE DE FRACTURA	ANCHO PROMEDIO	PRESION HIDROSTÁTICA	PRESION MAXIMA EN SUPERFICIE	PRESION MAXIMA EN FONDO	CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO
bpm	ft	ft	TVD ft	in	psi	psi	psi	MM bbls
3	218.1	148.5	5399	0.11	3046	2422	5172	1.06
4	220.9	146.9	5399	0.12	3046	2477	5162	0.80
5	223.2	145.2	5399	0.12	3046	2522	5154	0.64
6	225.2	144.0	5399	0.13	3047	2561	5148	0.53

Tabla 9. Resumen de resultados simulaciones arenisca Napo T, 15% de sólidos.

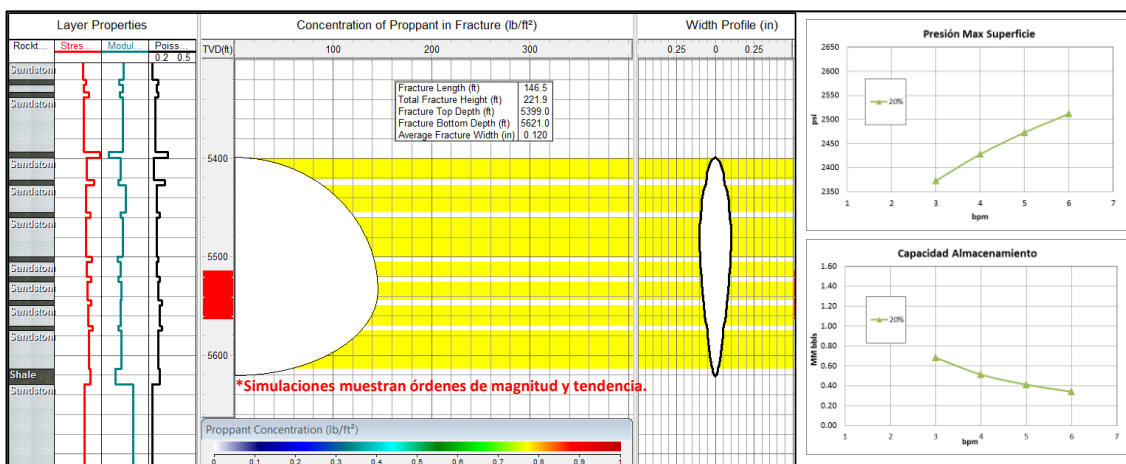


Figura 18. Geometría de fractura arenisca Napo T, 20% de sólidos y 4 bpm.

TASA DE BOMBEO	ALTURA DE FRACTURA	LONGITUD DE FRACTURA (L/2)	TOPE DE FRACTURA	ANCHO PROMEDIO	PRESION HIDROSTÁTICA	PRESION MAXIMA EN SUPERFICIE	PRESION MAXIMA EN FONDO	CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO
bpm	ft	ft	TVD ft	in	psi	psi	psi	MM bbls
3	219.2	147.9	5399	0.11	3310	2373	5384	0.68
4	221.9	146.5	5399	0.12	3310	2428	5374	0.51
5	224.2	145.1	5399	0.13	3310	2473	5366	0.41
6	226.4	143.5	5399	0.13	3310	2512	5358	0.34

Tabla 10. Resumen de resultados simulaciones arenisca Napo T, 20% de sólidos.

En la Figura 19 se muestran los gráficos obtenidos luego de realizar las simulaciones variando la concentración de sólidos y la tasa de bombeo:

- La capacidad de almacenamiento disminuye a medida que aumenta la concentración de sólidos y la tasa de bombeo:
 - 10%: 740,000 y 1'430,000 bbl.
 - 15%: 530,000 y 1'060,000 bbl.
 - 20%: 340,000 y 680,000 bbl.
- La presión máxima en superficie aumenta a medida que el porcentaje de sólidos es más bajo.
 - 10%: 2463-2602 psi.
 - 15%: 2422-2521 psi.
 - 20%: 2373-2512 psi.
- A medida que la concentración de sólidos aumenta, existe menor control de la geometría de fractura.

Los resultados de las simulaciones de fractura, con las diferentes sensibilidades mostraron que la concentración de sólidos óptima para la inyección es cercana al 15%. Por otra parte se observó que con tasas de inyección entre 4 y 5 bpm se obtienen dimensiones más controladas de la fractura en comparación con los resultados obtenidos para una tasa de bombeo de 6 bpm. Tasas inferiores a 3 bpm no son recomendables ya que representan mayores riesgos de arenamiento. Para la concentración de sólidos de 15% y tasa de bombeo entre 4 y 5 bpm, la capacidad de almacenamiento de la arenisca Napo T está entre 640,000 y 800,000 bbl.

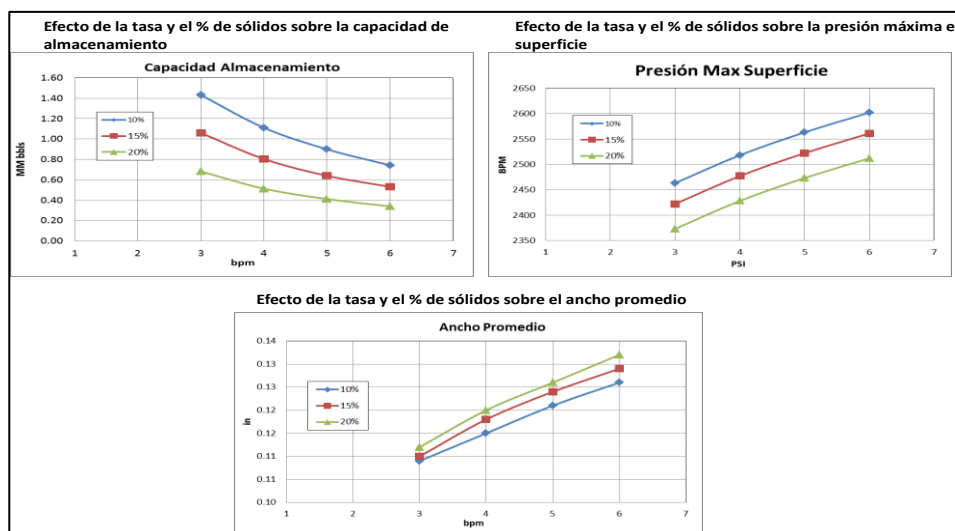


Figura 19. Análisis de resultados simulaciones de fractura, arenisca Napo T.

4.2.8. Procedimiento para Ensayos de Formulación de Lechada

Parte de la responsabilidad de la compañía que realiza los procesos de reinyección es realizar las pruebas piloto de desempeño y cumplimiento de los fluidos propuestos para realizar la adición de cortes de formación y/o fluidos de perforación. Las pruebas se pueden resumir por etapas así:

1. Análisis del reservorio donde se realizará la reinyección.
2. Formulación de fluidos de acarreo o dilución.
3. Mezcla del fluido de dilución a diferentes concentraciones de cortes.
4. Evaluación granulométrica de las diferentes concentraciones.
5. Evaluación reológica de las diferentes formulaciones.
6. Evaluación PPT de los fluidos sobre discos de cerámica de permeabilidad conocida bajo 1000 psi y 200 °F.

Con la data obtenida en el laboratorio se realizaron las simulaciones de fractura de la inyección.

IFACTS # 2069986 SLURRY PRELIMINARY STUDY BARACRI				
FORMULACION	UNIDADES	10% W/W DE SOLIDOS	15% W/W DE SOLIDOS	20% W/W DE SOLIDOS
TAMBOCOCHA 002 CUTTINGS	ppb	94.5	141.75	189
Propiedades @ 80°F		10% W/W DE SOLIDOS	15% W/W DE SOLIDOS	20% W/W DE SOLIDOS
q800		56	79	101
q300		45	67	90
q200		40	60	84
q100		34	50	67
q6		20	26	35
q3		18	23	31
Plastic Viscosity	cP	11	12	11
Yield Point	lb/100ft ²	34	55	79
Yield Stress	lb/100ft ²	16	20	27
10 second Gel	lb/100ft ²	18	24	26
10 minutos Gel	lb/100ft ³	21	26	27
PPT, filtrado	ml	226	110	152
Filtrado 7,5 min.	ml	112	30	50
Filtrado 30 min.	ml	113	55	76
Spurt loss	ml	222	10	48
Calibre Revoque	X/32 I inch	1	4	5
Retorta , agua	%	89	83	80
Retorta , aceite	%	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS
Retorta , solidos	%	11	17	20
Densidad	ppg	9.6	10.2+	10.7
PSD	D10, μm	2.11	1.797	1.961
PSD	D50, μm	73.363	82.334	99.154
PSD	D90, μm	230.724	227.385	242.781
pH		8.5	8.5	8.2

Tabla 11. Propiedades de la Lechada

4.2.9. Análisis de Interferencia

La invasión del filtrado de la lechada desde el pozo re-inyector Tambocochoa-D2 hacia las áreas de drenaje de los pozos vecinos productores y hacia las formaciones sub y suprayacentes se analizó utilizando la aplicación Quiklook. Este es un simulador numérico que permite estimar diversos parámetros del reservorio modelando una zona particular del mismo. Además permite simular el impacto de las fracturas mediante la incorporación de aspectos geomecánicos.

En el software Quiklook se generó un modelo geológico: simulación arenisca Napo T con 10 layers desde la Arenisca Napo M1 hasta el Pre-Cretácico. Se cargaron las propiedades petrofísicas de todas las formaciones y reservorios de los pozos Tambocochoa-1, Tambocochoa-D2, Tiputini-2, Tiputini-3, Tiputini-C32 con sus respectivas completaciones, las características de las fracturas generadas en FRACPRO y las propiedades de la lechada Figura 20.

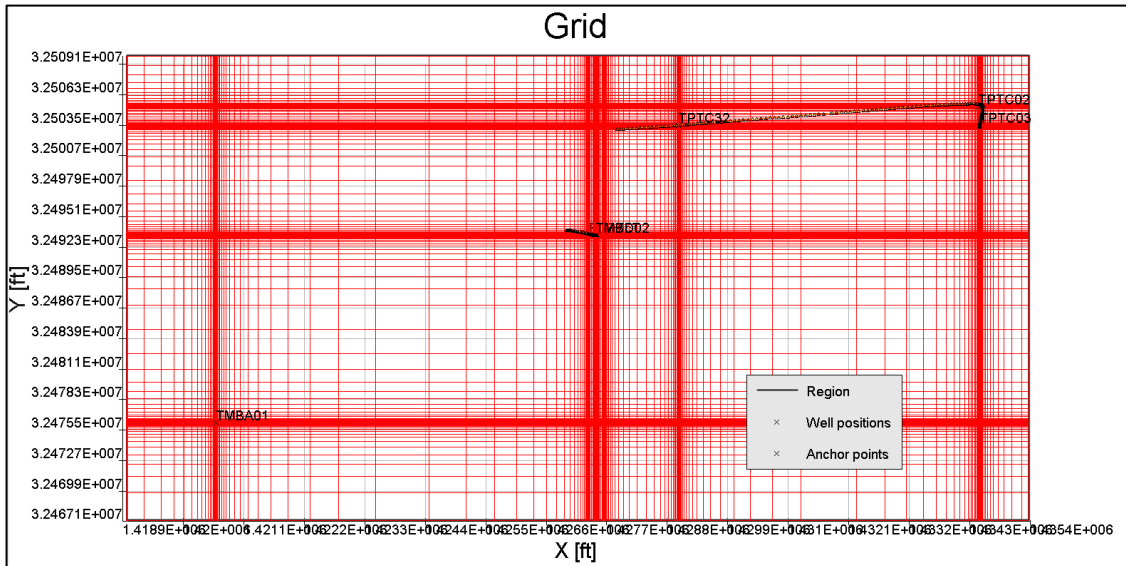


Figura 20. Modelo Quiklook, para análisis de interferencia, pozo Tambocochoa-D2.

Las simulaciones de invasión del filtrado se realizaron asumiendo un proceso de inyección continuo, y considerando:

- Un volumen máximo de lechada, es aquel igual o inferior al volumen estimado cuando el filtrado de la lechada alcanza el pozo más próximo (interferencia areal) o cuando la altura de la fractura alcanza reservorios de interés (interferencia vertical). El color magenta en las figuras representa el medio poroso saturado 100% con agua, y la escala de colores es para las saturaciones del filtrado Figura 21.

Para la arenisca Napo T, se simuló la invasión del filtrado de la lechada desde el pozo re-inyector Tambocochoa-D2 hacia las áreas de drenaje de los pozos vecinos (interferencia areal) y hacia los reservorios sub y suprayacentes (interferencia vertical). La invasión del filtrado se limitó verticalmente hasta alcanzar la base de la arenisca Napo U; sin embargo, el limite areal es bastante amplio, ya que el pozo más cercano para la fecha de elaboración de este estudio es el pozo Tiputini-3 ubicado a 2.97 km. El volumen máximo admitido por este reservorio fue de 1'430,000 bbl. Para una mejor evaluación de la interferencia areal, se recomienda actualizar el modelo con las coordenadas de fondo de los pozos que se estimen perforar y profundizar hasta la arenisca Napo T.

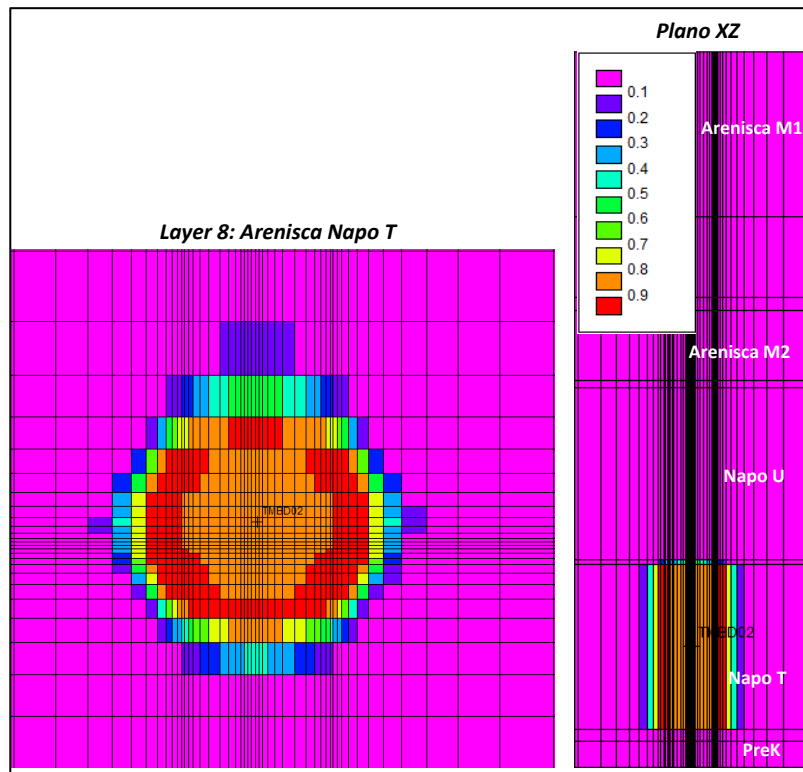


Figura 21. Análisis interferencia, pozo Tambocochoa-D2, arenisca Napo T. Vol. Iny.: 1' 430,000 bbl.

4.2.10. Identificación y mitigación de riesgos

Los riesgos se han identificado en el estudio de factibilidad ítem 4.9 “Identificación y mitigación de riesgos” del estudio de factibilidad (páginas 89, 90 y 91), mismos que se detallan continuación:

Riesgo Identificado	Mitigación
Cambios de facies laterales	Con los datos adquiridos de los pozos que se perforen, si existiera un cambio lateral drástico de facies (ej. cambio brusco de areniscas a lutitas y/o aumento de espesor de las intercalaciones de sedimentos de grano fino), se debe refinar el modelo de simulación para análisis de interferencia en Quiklook, ya que esto podría modificar la capacidad de almacenamiento de la arenisca Napo T.
Cambios en la distancia a la falla principal y/o definición de nuevas fallas	Con la nueva información por adquirirse en los pozos a perforarse, actualizar el modelo estructural y hacer nuevas corridas en el modelo en Quiklook en el caso de algún cambio significativo de la distancia hacia la falla principal o la presencia de nuevas fallas, ya que esto podría afectar la capacidad de almacenamiento de arenisca Napo T.
Interferencia con pozos	Realizar actualizaciones periódicas de las simulaciones en Quiklook para análisis de interferencia, cuando se perforen nuevos pozos que profundicen hasta la arenisca Napo T y que pudieran interceptar el dominio disposal del pozo TMBD-002. Así mismo realizar simulaciones si en un futuro se convertirán pozos cercanos al TMBD-002 en inyectores de agua en la arenisca Napo T.
Pérdida de la integridad del pozo durante el proceso de inyección debido a estallido/colapso de la tubería de revestimiento y/o producción	Realizar un monitoreo de la tendencia a largo plazo de las presiones de inyección con la finalidad de no sobrepasar la presión interna máxima soportada por la tubería de producción (tubing/casing). Realizar un monitoreo continuo de las presiones del anular con la finalidad de preservar la integridad del pozo y detectar canalizaciones de fluido detrás del casing. Difundir las conclusiones de este documento a todo el personal encargado de las operaciones de inyección de cortes.
Presencia de excesiva erosión/corrosión en la tubería y cabezal del pozo	Monitorear permanentemente los parámetros de inyección y propiedades de la lechada con la finalidad de mantener valores inferiores a la velocidad de erosión crítica estimada para la operación. En caso de superarse este caudal y contenido de sólidos recomendados, se incrementará el riesgo de erosión en la tubería. Mantener trazabilidad de las condiciones iniciales de ingreso de la tubería e

	<p>instalación del cabezal para monitoreo de estos elementos durante el desarrollo del proceso de inyección.</p>
<p>Taponamiento de la tubería/pozo con sólidos o empaquetamiento de sólidos cerca de las perforaciones, que restringen la entrada de la fractura durante el proceso de inyección</p>	<p>Controlar los parámetros y velocidades de inyección de la lechada con la finalidad de mantener un régimen de flujo de transición o turbulento dentro de la tubería para evitar la sedimentación de sólidos que ocasionarían el taponamiento de la tubería. Mantener la calidad de las propiedades de la lechada recomendadas a lo largo de la operación de inyección para prevenir el asentamiento de sólidos en la cara de la formación (adecuada capacidad de suspensión de rípios entre baches para evitar decantación y posterior taponamiento del inyector). La partícula debe tener un tamaño adecuado para reducir la tasa de decantación de sólido en el pozo y prevenir el <i>screen-out</i> en las perforaciones. Adecuado desplazamiento de la lechada dentro de la tubería con fluido libre de sólido. En caso de suspender temporalmente la inyección de lechada, es importante sobredesplazar el pozo para prevenir asentamiento de sólidos en las perforaciones o en la cara de la formación. En caso de taponamiento del pozo, considerar limpiezas con tubería flexible.</p>
<p>Pérdida de inyectividad</p>	<p>Tiempo suficiente entre baches, para permitir el adecuado cierre de la fractura y no reducir la capacidad de almacenamiento del reservorio. Monitoreo continuo de la declinación de presión.</p>
<p>Falta de espacio para la recepción de cortes de perforación y fluidos desplazados</p>	<p>Se dispondrá de 600 bbl de capacidad en <i>catch tanks</i> de 200 bbl cada uno para la recepción y almacenamiento temporal de cortes de perforación y fluidos desplazados. En caso de requerir mayor volumen de almacenamiento se evaluará la instalación de <i>catch tanks</i> adicionales en un área asignada.</p>
<p>Contaminación en transferencia de fluidos</p>	<p>CCDC entregará líneas de tubería rígida para la transferencia de fluidos entre los equipos de control de sólidos de CCDC y el área de procesamiento de Halliburton CRI; o en su defecto, dispondrá de vacuum para el traslado de fluidos (fluidos desplazados, agua de cubetos y limpieza del Rig). De tal modo sean sistemas cerrados y se evite la ocurrencia de derrames.</p>
<p>Derrame en equipos de procesamiento de CRI</p>	<p>Los tanques de procesamiento cuentan con alarmas de nivel, teniendo un margen de seguridad del 10% para evitar derrames. Se aplicará diariamente inspecciones pre Job verificando el estado de líneas de transferencia, tuberías de recirculación, funcionalidad de bombas. De manera de prevenir puntos de liqueo. Los equipos de Halliburton CRI cuentan con certificaciones que avalan el correcto funcionamiento para el almacenamiento fluidos, adicionalmente cada equipo será instalado dentro de cubetos como contingente.</p>
<p>Falla operacional en formulación de lechada de inyección</p>	<p>La formulación de la lechada de inyección estará sustentada en el análisis técnico y parámetros establecidos en el estudio de factibilidad aplicable para el proyecto Tambococha, teniendo en cuenta aspectos críticos como % de concentración de sólidos, reología, densidad. Se aplicará y registrarán las propiedades de cada bache de lechada preparada. Los equipos utilizados para la medición de parámetros cuentan con certificados de calibración vigentes</p>
<p>Falla durante el bombeo de lechada de inyección</p>	<p>Los parámetros operacionales de regímenes de bombeo (caudal, presión máxima) se establecerán de acuerdo con lo establecido en el estudio de factibilidad. Se aplicarán estrategias de limpieza de equipo y tubería inmediatamente después de cada bombeo de lechada según las recomendaciones del estudio de factibilidad. Monitorear continuamente las presiones registradas en la cabeza del pozo (tubing y anular), equipo de bombeo en superficie para identificar alguna alteración fuera de los parámetros operacionales establecidos. Se aplicará y registrarán los parámetros operacionales en tiempo real a través de la unidad UNIPRO.</p>
<p>Evacuación de sólidos para disposición final en gestor ambiental</p>	<p>Los equipos (volquetas / cutting boxes) tendrán sus respectivas certificaciones y liberaciones por SSA PAM. Se establecerá el uso de gestor ambiental para la disposición final de material no inyectable asociado a LMC. Se aplicará y registrarán las cadenas de custodia (volúmenes y parámetros: pH, conductividad) del material evacuado. Se aplicará el sistema de gerenciamiento para el control y mitigación de riesgos durante el trayecto entre la locación y las facilidades del gestor ambiental.</p>
<p>Falla eléctrica/mecánica de equipos</p>	<p>Se dispondrá de equipos <i>back up</i> en locación para equipos de alta criticidad (generadores, compresores, bombas de procesamiento, bombas de transferencia) de modo que la operación no se vea interrumpida, hasta que personal técnico ingrese a la locación para habilitar el/los equipos afectados. Los equipos de generación cuentan con un sincronizador de manera de optimizar y distribuir la carga para evitar caídas por mal funcionamiento. Se aplicarán mantenimientos periódicos y regulares a todos los equipos de Halliburton CRI, con sus respectivos formatos de registro, basados en el plan de mantenimiento de Baroid BSS.</p>

	Se dispondrá de personal técnico de soporte Mecánico / Eléctrico basados en Coca para la asistencia a locación en el caso de presentarse un evento.
--	---

En el Anexo 15, Plan de Manejo Ambiental, se han incorporado medidas para controlar los riesgos que tienen efecto/impacto socio - ambiental.

4.2.11. Monitoreo de la Inyección de Lechada

Como medida para evitar posibles impactos ambientales (afectaciones en superficie y subsuelo), se realizará un monitoreo diario y continuo de los parámetros en superficie durante la inyección de la lechada, con el fin de asegurar su disposición dentro de la zona de reinyección especificada en este estudio. Los parámetros a monitorear son:

a) Propiedades físico-químicas:

- Densidad.
- Propiedades reológicas.
- Contenido de sólidos.
- Distribución de tamaño de partícula.
- Aditivos de lechada.

b) Parámetros operacionales durante el bombeo:

- Presión en superficie – Presión en Tubing.
- Presión en superficie – Presión en Anular.
- Volumen y caudal de bombeo.
- Periodo de desplazamiento por cada bache.

El sistema CRI de Baroid cuenta con un sistema de registro de electrónico UNIPRO que registra la secuencia operacional de bombeo en tiempo real.

V. ANÁLISIS DEL ARTICULO 29 LITERAL C) DEL RAOHE-1215

5.1. Análisis de Capas Impermeables entre el Reservorio Receptor con los Estratos de Agua Dulce

El presente estudio consideró lo estipulado en el Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador (RAOHE), ART. 29, literal C de Re-inyección de aguas y desechos líquidos, donde se establece en términos generales que la formación receptora esté separada de formaciones de agua dulce, que no sea fuente de agua dulce para el consumo humano ni riego y que se encuentre entre estratos impermeables. Ante estas consideraciones se concluye lo siguiente:

Con estas consideraciones se seleccionó la arenisca T, perteneciente a la formación Napo como receptora para la re-inyección de aguas y desechos líquidos, que constituye una unidad de flujo aislada del resto de los reservorios, y según las simulaciones no se observan comunicación con pozos cercanos, con las areniscas Napo U, Napo M2, Napo M1 o con formaciones de agua dulce.

Adicionalmente, el registro de evaluación de cemento (CAST-CBL-MSG-GR-CCL), corrido en enero de 2018, en el pozo Tambocochoa-D2, muestra entre buena y muy buena calidad de cemento frente a la Arenisca Napo M1, Arenisca Napo M2, arenisca Napo U y arenisca Napo T (Anexo 9) y muy buena adherencia liner-cemento-formación lo cual se traduce en un buen aislamiento hidráulico entre los reservorios re-inyectores y las zonas de interés (productoras de crudo o capas de agua dulce), evitando la migración de fluidos al anular entre formación y liner.

Las simulaciones de fracturamiento hidráulico para la evaluación de la contención de fractura se basan en el principio de la inyección de un considerable volumen de lechada de forma continua buscando emular el peor escenario que produce los mayores tamaños de fracturas hipotéticos que pueden obtenerse.

Para mayor detalle se anexa el: DISEÑO INICIAL PARA EL PROYECTO DE RE-INYECCIÓN DE DESECHOS Y CORTES DE PERFORACIÓN PROYECTO ITT (Anexo 5).

- ***Que el uso de tal formación no pondrá en peligro capas de agua dulce en el área***

Los acuíferos de agua dulce de la Cuenca Oriente, empleados para el consumo y actividad del ser humano se encuentran localizados en formaciones superficiales hasta aproximadamente 1,920' MD (585m) de profundidad, mientras que la arenisca Napo U en el pozo Tambocochoa-D2 se encuentran a 5285' MD y la arenisca Napo T a 5515' MD de profundidad respectivamente, aislada de los estratos superficiales por estratos impermeables de las formaciones Napo (Marcador L) y Tena, siendo los mismos sellos naturales que impiden la migración de fluidos hacia las formaciones superficiales que contiene agua dulce.

- **Que las formaciones a ser usadas para la disposición no contienen agua dulce y que la formación seleccionada no es fuente de agua dulce para consumo humano ni riego, esto es que contenga solidos totales disueltos mayor a 5000 ppm.**

Pese a tener el pronunciamiento de la Secretaría de Hidrocarburos sobre las formaciones tradicionalmente productoras (Anexo 13) y, al no ser aplicable el literal c) del Artículo 29; se tomó una muestra del agua de la arenisca Napo T misma que fue analizada por un laboratorio externo GRUNTEC (Anexo 4), acreditado al SAE el cual en su reporte de análisis concluye lo siguiente:

“En referencia a la muestra entregada por el cliente, y en base a los resultados obtenidos, se identifica que los parámetros: color aparente, turbidez, fluoruro, cianuro total, aceites y grasas, DBO, DQO, TPH, Hierro, Níquel, Plomo, reportan valores por encima de los límites permisibles para agua potable INEN/TULSMA (Consumo Humano, Domestico y Riego), por lo que no se recomienda su uso para estos fines. En cuanto al TULSMA (calidad de agua), los parámetros: Cianuro Total,

Aceites y grasas, DBO, DQO, fenoles, TPH, Aluminio, Cobre, Hierro, Manganeso, Níquel, Plata, Plomo, Zinc, Clorofenoles, incumplen con los límites permisibles establecidos por dicha tabla. "Es decir que la formación a ser usada para la disposición no contiene agua dulce, no es fuente de agua de consumo humano, domestico, ni riego, esto se encuentra sustentado en el Anexo 4 del Informe de Análisis de Laboratorio.

El valor de sólidos disueltos gravimétricos total es de 61901 mg/l, del reservorio arenisca Napo T, en referencia a la geología regional el fluido a ser inyectado en la arenisca Napo T de acuerdo con la evaluación realizada mediante sísmica no permitirá la comunicación entre reservorios de cualquier afluyente del área superficial.

La arenisca T perteneciente a la formación Napo, la misma que está considerada como formación productora por la Secretaria de hidrocarburos del Ecuador (Anexo 13)

La arenisca T perteneciente a la formación Napo, no contiene fuentes de agua que puedan ser utilizadas para consumo humano, doméstico y riego por la presencia de minerales pesados, ácidos y gas disuelto, como se puede observar en los análisis Físico - Químico del agua producida en el pozo Tambococha-D2 (Anexo 4) en el Campo ITT.

5.2. Análisis de la Calidad de Agua de la Formación Receptora

De acuerdo al análisis físico - químico indicado en el párrafo anterior se concluye que el agua de formación de la arenisca T perteneciente a la formación Napo, al realizar una comparación de los parámetros se determina que: para la arenisca Napo T del pozo Tambococha-D2 la concentración de Fluoruro es de <20 mg/l, y el límite permisible de los Criterios de Calidad de Fuentes de agua para consumo humano y doméstico (Tulas) es de 1,5 mg/l, la concentración de Nitratos en el pozo es de 119 mg/l, el límite permisible es de 50 mg/l (ver Tabla 11).

La Turbidez FAU/NTU es de 268 en el intervalo de la Arenisca Napo T en el pozo Tambococha-D2, y Límite Máximo Permisible según el Acuerdo Ministerial 097-A TULSMA es de 100.

La concentración de Fluoruro mg/l es de < 20 y los límites máximos permisibles es de 1.5, La concentración de Nitratos en el pozo es de 119, mientras que el límite máximo permisible es de 50


La concentración de los hidrocarburos totales de petróleo (C8-C40) en la arenisca Napo T es de < 0.3 y el límite permisible mediante TULSMA es de 0.2 (Figura 21 y Figura 22).

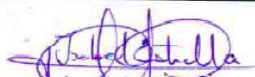
La concentración de Aluminio, Arsénico, Bario, Nitrito, Sulfato supera el límite permisible, adicionalmente existe presencia de sodio que determina un grado de salinidad en el agua de formación, sólidos disueltos y conductividad, cuyos parámetros superan los niveles de calidad de agua para consumo humano, doméstico y riego (Figura 23) Tabla : CRITERIOS DE CALIDAD DE FUENTES DE

AGUA PARA CONSUMO HUMANO Y DOMESTICO (DEL LIBRO TEXTO UNIFICADO DE LEGISLACION SECUNDARIA DEL MINISTERIO DEL AMBIENTE).

Criterios de calidad de fuentes de agua para consumo humano y domestico (TULAS)				Pozo
PARAMETROS	EXPRESADO COMO	UNIDAD	CRITERIO DE CALIDAD	Tambococha-D2
Aceites y Grasas	Sustancias solubles en hexano	mg/l	0.3	
Arsenico	As	mg/l	0.1	<0.05
Coliformes Fecales	NMP	NMP/100 ML	1000	<30
Bario	Ba	mg/l	1	0.85
Cadmio	Cd	mg/l	0.02	<0.01
Cianuro	CN	mg/l	0.1	
Cobre	Cu	mg/l	2	<0.5
Color	Color real	Unidades de Platino Cobalto	75	37
Cromo hexavalente	Cr	mg/l	0.05	<0,002
Fluoruro	F	mg/l	1.5	<20
Demanda Química de Oxígeno	DQO	mg/l	<4	6.2
Demanda Bioquímica de Oxígeno (5 días)	DBO	mg/l	<2	94
Hierro Total	Fe	mg/l	1,0	35
Mercurio	Hg	mg/l	0,006	<0.01
Nitratos	NO3	mg/l	50,0	119
Nitritos	NO2	mg/l	0,2	<20
Potencial Hidrogeno	pH	unidades de pH	6.9	
Plomo	Pb	mg/l	0,01	1.2
Selenio	Se	mg/l	0,01	<0.1
Sulfatos	SO1	mg/l	500	2658
Hidrocarburos totales de petroleo	TPH	mg/l	0,2	<0.3
Turbiedad	Unidades nefelométricas de turbiedad	UNT	100,0	268


Tabla 12. Análisis Comparativo de parámetros (TULAS-POZO)
(Fuente: Área Geología - Activo ITT)


REPORTE DE ANÁLISIS				
 <p style="text-align: center;">Cliente: HALLIBURTON LATIN AMERICA S.R.L. Av. Amazonas N37-29 y Unión Nacional de Periodistas. Edi. Eurocenter piso 7 Telf: 3971-700</p> <p style="text-align: center;">Atn: Ing. Camilo Arbelaez Proyecto: Análisis de Agua Muestra Recibida: 30-ene-18 Tipo de Muestra: 1 Muestra de Agua Análisis Completado: 08-feb-18 Número reporte Gruentec: 1801509-AG001</p>				
Rotulación Muestra:	Muestra de Agua de Yacimiento	Limite Máximo Permisible Agua Potable INEN 1108:2014 Quinta Revisión INEN	Limite Máximo Permisible Tabla 1 Anexo 1, Acuerdo Ministerial 097-A, TULSMA ^{a1)}	Método Adaptado de Referencia / Método Interno
Fecha de Muestreo:	30-ene-18			
No. Reporte Gruentec:	1801509-AG001			
Físico Químico:				
pH ^(1,2)	9.1	N/A	6 - 9	SM 4500 H / MM-AG/S-01
Conductividad $\mu\text{S}/\text{cm}$ ^(1,2)	89400	N/A	N/A	EPA 9050 A / MM-AG/S-02
Color Aparente APHA PtCo ^(1,2)	1435	15	N/A	SM 2120 C/ HACH 8025 / MM-AG-36
Color Real APHA PtCo ^(1,2)	37	N/A	75	SM 2120 C/ HACH 8025 / MM-AG-36
Dureza total mg/l ^(1,2)	919	N/A	N/A	SM 2340 B/ EPA 6020B / MM-AG-21
Oxígeno Disuelto mg/l ^(1,2)	6.2	N/A	N/A	SM 4500 O ₂ G / MM-AG-03
Oxígeno Saturación % ^(1,2)	94.4	N/A	N/A	SM 4500 O ₂ G / MM-AG-03
Sólidos Disueltos Gravimétricos mg/l ^(1,2)	61901	N/A	N/A	SM 2540 C/ MM-AG-47B
Turbidez FAU/NTU ^(1,2)	268	5	100	HACH 8237 / MM-AG-04
Aniones y No Metales:				
Alcalinidad de Bicarbonatos como CaCO_3 mg/l *	169	N/A	N/A	SM 2320 / MM-AG-09
Alcalinidad total como CaCO_3 mg/l ^(1,2)	248	N/A	N/A	SM 2320 / MM-AG-09
Bicarbonato mg/l ^(1,2)	206	N/A	N/A	SM 2320 / MM-AG-09
Carbonato mg/l *	48	N/A	N/A	SM 2320 / MM-AG-09
Amonio mg/l ^(1,2)	<0.2 ⁿ⁾	N/A	N/A	SM 4500 Norg / MM-AG-15
Amonio como Amoniaco mg/l ^(1,2)	<0.2 ⁿ⁾	N/A	N/A	SM 4500 Norg / MM-AG-15
Cloruro mg/l ^(1,2)	29954 ^{* o) 1)}	N/A	N/A	EPA 300.1 / MM-AG-37
Fluoruro mg/l ^(1,2)	<20 ^{o) 1)}	1.5	1.5	EPA 300.1 / MM-AG-37
Fosfato mg/l ^(1,2)	<200 ^{o) 1)}	N/A	N/A	EPA 300.1 / MM-AG-37
Nitrato mg/l ^(1,2)	119 ^{o) 1)}	50	50	EPA 300.1 / MM-AG-37
Nitrito mg/l ^(1,2)	<20 ^{o) 1)}	3.0	0.2	EPA 300.1 / MM-AG-37
Sulfato mg/l ^(1,2)	2658 ^{o) 1)}	N/A	500	EPA 300.1 / MM-AG-37
Cloro total residual mg/l ^(1,2)	<1.0	N/A	N/A	EPA 330.5 / MM-AG-07
Parámetros Orgánicos:				
Demanda Bioquímica de Oxígeno mg/l ^(1,2)	8	N/A	2	SM 5210 B/D / MM-AG-19
Demanda Química de Oxígeno mg/l ^(1,2)	14400	N/A	4	SM 5220 D / MM-AG-18
Fenoles mg/l ^(1,2)	0.024	N/A	N/A	EPA 420.1 / MM-AG-25
Hidrocarburos totales de petróleo (C8-C40) mg/l ^(1,2)	<0.3	N/A	0.2	EPA 8015 D / MM-AG-23
Sustancias Tensioactivas mg/l ^(1,2)	<0.4 ⁿ⁾	N/A	N/A	SM 5540 / MM-AG-26
Metales en Agua:				
Cromo Hexavalente mg/l ^(1,2)	<0.002	N/A	0.05	EPA 3060 A/ 7196 A / MM-AG-38
Parámetros Microbiológicos:				
Coliformes Fecales NMP/100 ml ^(1,2)	<30 ^{o)}	N/A	N/A	SM 9223 A, B / MM-AG/S-20
Coliformes Totales NMP/100 ml ^(1,2)	<30 ^{o)}	N/A	N/A	SM 9223 A, B / MM-AG/S-20
Metales totales:				
Aluminio mg/l ^(1,2)	<1.0 ^{2) q)}	N/A	N/A	EPA 6020 B / MM-AG/S-39
Antimonio mg/l ^(1,2)	<0.01 ^{2) q)}	0.02	N/A	EPA 6020 B / MM-AG/S-39
Arsénico mg/l ^(1,2)	<0.05 ^{2) q)}	0.01	0.1	EPA 6020 B / MM-AG/S-39
Bario mg/l ^(1,2)	0.85 ^{2) q)}	0.7	1	EPA 6020 B / MM-AG/S-39
Berilio mg/l ^(1,2)	<0.02 ^{2) q)}	N/A	N/A	EPA 6020 B / MM-AG/S-39
Boro mg/l ^(1,2)	<2.0 ^{2) q)}	2.4	N/A	EPA 6020 B / MM-AG/S-39


Ing. Isabel Estrella
 Gerente de Operaciones

Nota 1: Estos análisis se realizaron en el laboratorio de ensayos de Petroamazonas.

Figura 22. Análisis Físico Químico de agua de formación producida, pozo Tambococha-D2, Arenisca Napo T

 Servicio de Acreditación Ecuatoriana Acreditación N° OAE LE 2C 05-008 LABORATORIO DE ENSAYOS			
REPORTE DE ANÁLISIS			
Cliente: HALLIBURTON LATIN AMERICA S.R.L. Av. Amazonas N37-29 y Unión Nacional de Periodistas. Edi. Eurocenter piso 7 Telf: 3971-700 Atn: Ing. Camilo Arbelaez Proyecto: Análisis de Agua Muestra Recibida: 30-ene-18 Tipo de Muestra: 1 Muestra de Agua Análisis Completado: 08-feb-18 Número reporte Gruentec: 1801509-AG001			
Rotulación Muestra:	Muestra de Agua de Yacimiento	Límite Máximo Permissible Tabla 3 Anexo 1, Acuerdo Ministerial 097-A, TULSMA ^{a1)}	Método Adaptado de Referencia / Método Interno
Fecha de Muestreo:	30-ene-18		
No. Reporte Gruentec:	1801509-AG001		
Físico Químico:			
pH ^(1,2)	9.1	6 - 9	SM 4500 H / MM-AG/S-01
Conductividad $\mu\text{S}/\text{cm}$ ^(1,2)	89400	N/A	EPA 9050 A / MM-AG/S-02
Color Aparente APHA PtCo ^(1,2)	1435	N/A	SM 2120 C / HACH 8025 / MM-AG-36
Color Real APHA PtCo ^(1,2)	37	N/A	SM 2120 C / HACH 8025 / MM-AG-36
Dureza total mg/l ^(1,2)	919	N/A	SM 2340 B / EPA 6020B / MM-AG-21
Oxígeno Disuelto mg/l ^(1,2)	6.2	3	SM 4500 O ₂ G / MM-AG-03
Oxígeno Saturación % ^(1,2)	94.4	N/A	SM 4500 O ₂ G / MM-AG-03
Sólidos Disueltos Gravimétricos mg/l ^(1,2)	61901	N/A	SM 2540 C / MM-AG-47B
Turbidez FAU/NTU ^(1,2)	268	N/A	HACH 8237 / MM-AG-04
Aniones y No Metales:			
Alcalinidad de Bicarbonatos como CaCO_3 mg/l *	169	N/A	SM 2320 / MM-AG-09
Alcalinidad total como CaCO_3 mg/l ^(1,2)	248	N/A	SM 2320 / MM-AG-09
Bicarbonato mg/l ^(1,2)	206	N/A	SM 2320 / MM-AG-09
Carbonato mg/l *	48	N/A	SM 2320 / MM-AG-09
Amonio mg/l ^(1,2)	<2 ⁿ⁾	N/A	SM 4500 Norg / MM-AG-15
Amonio como Amoniaco mg/l ^(1,2)	<2 ⁿ⁾	N/A	SM 4500 Norg / MM-AG-15
Cloruro mg/l ^(1,2)	29954* ^{o)1)}	N/A	EPA 300.1 / MM-AG-37
Fluoruro mg/l ^(1,2)	<20 ^{o)1)}	1.0	EPA 300.1 / MM-AG-37
Fosfato mg/l ^(1,2)	<200 ^{o)1)}	N/A	EPA 300.1 / MM-AG-37
Nitrato mg/l ^(1,2)	119 ^{o)1)}	N/A	EPA 300.1 / MM-AG-37
Nitrito mg/l ^(1,2)	<20 ^{o)1)}	0.5	EPA 300.1 / MM-AG-37
Sulfato mg/l ^(1,2)	2658 ^{o)1)}	250	EPA 300.1 / MM-AG-37
Cloro total residual mg/l ^(1,2)	<1	N/A	EPA 330.5 / MM-AG-07
Parámetros Orgánicos:			
Demanda Bioquímica de Oxígeno mg/l ^(1,2)	8	N/A	SM 5210 B,D / MM-AG-19
Demanda Química de Oxígeno mg/l ^(1,2)	14400	N/A	SM 5220 D / MM-AG-18
Fenoles mg/l ^(1,2)	0.024	N/A	EPA 420.1 / MM-AG-25
Hidrocarburos totales de petróleo (C8-C40) mg/l ^(1,2)	<0.3	N/A	EPA 8015 D / MM-AG-23
Sustancias Tensoactivas mg/l ^(1,2)	<0.4 ^{p)}	N/A	SM 5540 / MM-AG-26
Metales en Agua:			
Cromo Hexavalente mg/l ^(1,2)	<0.002	N/A	EPA 3060 A / 7196 A / MM-AG-38
Parámetros Microbiológicos:			
Coliformes Fecales NMP/100 ml ^(1,2)	<30 ^{q)}	1000	SM 9223 A, B / MM-AG/S-20
Coliformes Totales NMP/100 ml ^(1,2)	<30 ^{q)}	N/A	SM 9223 A, B / MM-AG/S-20
Metales totales:			
Aluminio mg/l ^(1,2)	<1.0 ²⁾	5.0	EPA 6020 B / MM-AG/S-39
Antimonio mg/l ^(1,2)	<0.01 ²⁾	N/A	EPA 6020 B / MM-AG/S-39
Arsénico mg/l ^(1,2)	<0.05 ²⁾	0.1	EPA 6020 B / MM-AG/S-39
Bario mg/l ^(1,2)	0.85 ²⁾	N/A	EPA 6020 B / MM-AG/S-39
Berilio mg/l ^(1,2)	<0.02 ²⁾	0.1	EPA 6020 B / MM-AG/S-39
Boro mg/l ^(1,2)	<2.0 ²⁾	0.75	EPA 6020 B / MM-AG/S-39


Ing. Isabel Estrella
Gerente de Operaciones

Nota 1: Estos análisis, opiniones y/o interpretaciones están basados en:

Figura 23. Análisis Físico Químico de agua de formación producida, pozo Tambococha-D2, Arenisca Napo T.

PARÁMETRO	EXPRESADO COMO	UNIDAD	CRITERIO DE CALIDAD
Aceites y Grasas	Sustancias solubles en hexano	mg/l	0,3
Arsénico	As	mg/l	0,1
Coliformes Fecales	NMP	NMP/100 ml	1000
Bario	Ba	mg/l	1
Cadmio	Cd	mg/l	0,02
Cianuro	CN ⁻	mg/l	0,1
Cobre	Cu	mg/l	2
Color	Color real	Unidades de Platino □ Cobalto	75
Cromo hexavalente	Cr ⁺⁶	mg/l	0,05
Fluoruro	F ⁻	mg/l	1,5
Demanda Química de Oxígeno	DQO	mg/l	<4
Demanda Bioquímica de Oxígeno (5 días)	DBO ₅	mg/l	<2
Hierro total	Fe	mg/l	1,0
Mercurio	Hg	mg/l	0,008
Nitratos	NO ₃	mg/l	50,0
Nitritos	NO ₂	mg/l	0,2
Potencial Hidrógeno	pH	unidades de pH	6-9
Plomo	Pb	mg/l	0,01
Selenio	Se	mg/l	0,01
Sulfatos	SO ₄ ⁻²	mg/l	500
Hidrocarburos Totales de Petróleo	TPH	mg/l	0,2
Turbiedad	unidades nefelométricas de turbiedad	UNT	100,0

Figura 24. Criterios de Calidad de fuentes de agua para consumo humano y domestico (Anexo 1 del Libro VI del Texto Unificado de Legislación Secundaria del Ministerio del Ambiente)

Conforme el análisis realizado, se concluye que la calidad de agua de la formación productora tiene presencia de sales, metales pesados, ácidos y gas disuelto, reflejando que la misma no es apta para el consumo humano, doméstico y riego, ya que la concentración de parámetros medidos superan el criterio de calidad de fuentes de agua para consumo humano, doméstico y riego, determinado en la Tabla 12.

5.3. Descripción del tratamiento del fluido de desecho y proceso de re-inyección

El material a ser procesado y re-inyectado incluye recortes de perforación, fluidos de perforación base agua pudiendo ser salinos y no salinos, fluidos base aceite, aguas de producción, arena producida de completación, agua de lluvia, entre otros fluidos residuales.

La configuración del equipo de reinyección es diseñado de forma particular dependiendo el caso para ajustar a las características y necesidades específicas del proyecto Figura 25.

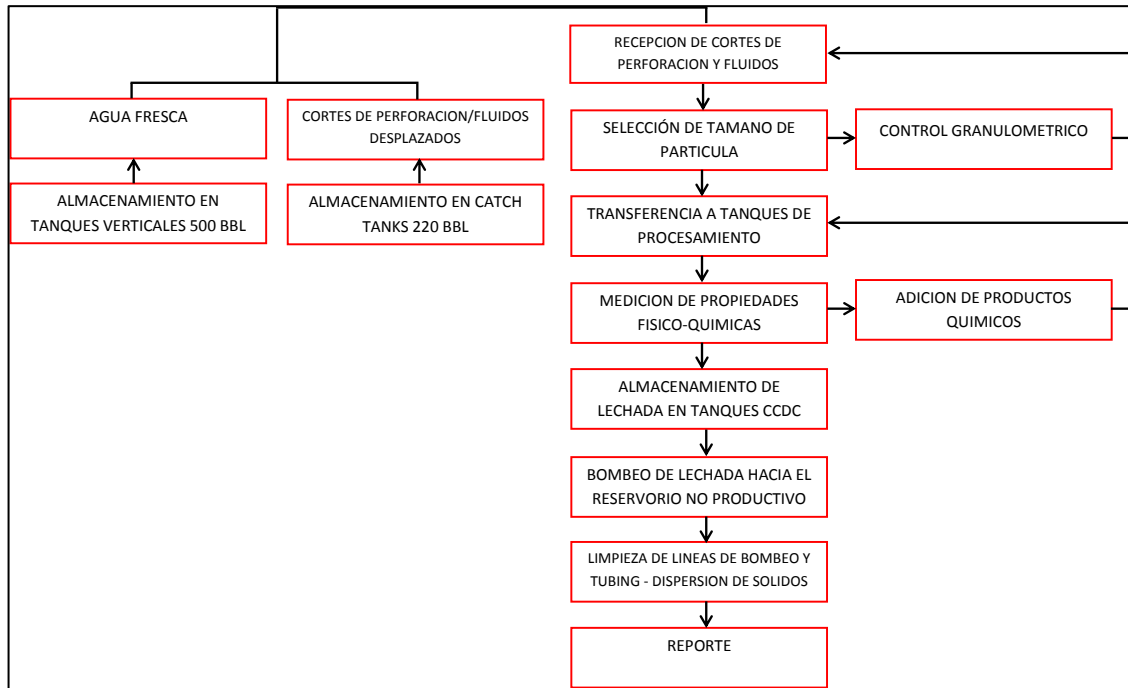


Figura 25. Diagrama de flujo del proceso de reinyección de fluido de desecho.

El proceso de reinyección de cortes se puede separar en varias etapas:

1. Movilización de desechos desde equipos de control de sólidos CCDC (en el pozo en perforación).
2. Recepción de sólidos y fluidos de perforación en facilidades CRI.
3. Tratamiento químico aplicable al fluido de desecho.
4. Almacenamiento temporal de la lechada (en equipos suministrados por CCDC).
5. Sistema de transferencia de lechada y agua fresca.
6. Inyección de lechada en el subsuelo.

5.3.1 Movilización de Desechos

Los desechos sólidos (cortes de perforación, residuos de cemento) y líquidos (fluido de perforación, agua lluvia, agua de lavado de equipo y cubetos, salmuera) serán movilizados por CCDC desde los equipos de control de sólidos del taladro hacia las facilidades de Halliburton CRI, aplicando el método más seguro y efectivo: vacuum, volqueta o tubería rígida.

5.3.2 Recepción de sólidos y fluidos de perforación

Los sólidos provenientes de los equipos de control de sólidos serán descargados y almacenados temporalmente en superficie en catch tanks de 220 bbl y en tanques verticales de 500 bbl (propiedad de CCDC) para el caso de fluido desplazado.

5.3.3 Tratamiento químico aplicable al fluido de desecho

El procesamiento inicia con una pre-mezcla (sólidos-fluidos) utilizando una bomba de transferencia electrosumergible hacia el selector de tamaño de partículas (zaranda).

El fluido de inyección es formulado aplicando las especificaciones técnicas establecidas en el estudio de factibilidad para re-inyección de cortes de perforación en el pozo Tambococha-D2 y tomando en cuenta las mejores prácticas: tamaño de partícula <300 micrones con un contenido de sólidos entre 10% y 20%.

El proceso de degradación granulométrica o control de tamaño de partícula es un aspecto crítico dentro del proceso de preparación de la lechada de inyección y para esto se emplean bombas con impeller de carburo de tungsteno para reducir el tamaño de partícula del material a ser inyectado Tabla 13. De este modo, se obtienen sólidos menores a 300 µm. El control del tamaño de partícula concluye con la aplicación de mallas API 60 en la zaranda de la unidad de procesamiento que ofrece un punto de corte D90 correspondiente a 250 µm.

Producto	Aplicación
Barazan D Plus	Viscosificante
Cal Hidratada Ácido Cítrico	Estabilizadores de pH
Barathin	Defloculante

Tabla 13. Productos químicos para ajustar propiedades físico-químico de la lechada.

Las partículas sólidas son incorporadas al fluido matriz que corresponde a fases líquidas (lodo de perforación desplazado, agua de lavados y cubetos del RIG, agua de producción, agua de campamento bajo tratamiento en planta de aguas negras y grises). Se procede con el agregado de productos químicos para ajustar propiedades físico-químicas.

Se realiza monitoreo continuo de propiedades tales como: densidad, contenido de sólidos, pH, pruebas reológicas, previo a la transferencia hacia tanques de almacenamiento provistos por CCDC.

5.3.4 Almacenamiento temporal

Una vez que los baches (220 bbl) de lechada de inyección se formulan dentro de propiedades establecidas en el estudio de factibilidad, ésta será almacenada en los tanques verticales de CCDC de capacidad 500 bbl. Se dispondrá de 5 tanques verticales para el almacenamiento de lechada, y 1 tanque para almacenamiento de agua fresca.

5.3.5 Sistema de transferencia de lechada y agua fresca

Los fluidos de inyección (lechada de inyección/agua fresca) serán transferidos desde los tanques de almacenamiento de CCDC hacia la unidad de inyección mediante el uso de bombas centrifugas de 75 HP que en su línea poseen filtros que

permiten el control de partículas de tamaño superior al establecido en la formulación de la lechada de inyección previo a la alimentación de la bomba de inyección hidráulica. Estos equipos serán monitoreados continuamente mediante lecturas de presión (inlet – outlet).

5.3.6 Inyección de lechada en el subsuelo

Se inicia con la prueba de presión a las líneas del DME (Discharge Manifold Elements) aplicando 3000 psi y manteniendo presurizado el equipo para verificar que no exista caída de presión debido a fugas o equipo en mal estado.

Se procede a realizar la prueba de presión de los preventores superficiales *kick out* configurado a las operaciones de Halliburton a 3200 psi, las presiones utilizadas para la verificación de este sistema de bloqueo y alivio son 500, 2000 y 3000 psi.

La inyección de fluidos inicia con el Pre-Flush que consiste en el bombeo agua fresca libre de sólidos, este procedimiento permite constatar la correcta transferencia y flujo a través de la línea de bombeo hacia el pozo reinyector. Se continúa con la transferencia de lechada, finalmente se realiza la transferencia de agua fresca en el Post-Flush que permite: limpiar la línea de transferencia, acarreando los sólidos remanentes; y dispersar la lechada inyectada en la formación. Se concluye cerrando el pozo reinyector y tomando lecturas de presión de superficie en el manómetro cabezal (tubería de inyección y espacio anular).

5.3.7 Características de la re-inyección

5.3.7.1 Descripción de los equipos necesarios para la operación

El equipo propuesto para la ejecución del servicio de reinyección de cortes en el pozo Tambocochoa-2, Tabla 14:

ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD
1	Catch Tank 40 FT	3
2	Catch Tank Re-Procesamiento 20 FT	1
3	Bomba Electrosumergible	2
4	Shale Shaker + Stand	1
5	Tanque de procesamiento recortes 220 bbl	2
6	Hammer Mill	1
7	Shear Tank	1
8	Bombas Centrifugas	3
9	Bombas Neumáticas	3
10	Compresor de Aire	2
11	Panel Eléctrico	6
12	Generador 700 KVA	2
13	Tanque de Combustible	1
14	Unidad de Bombeo - Bombas Triplex HT 400	2
15	Unidad de Monitoreo UNIPRO	1

Tabla 14. Equipos para la operación de reinyección en el pozo Tambocochoa-D2.

Catch Tank 40 FT: Estos equipos (3) de 220 bbl estarán instalados en superficie y permitirán el almacenamiento temporal de cortes de perforación provenientes de los equipos de control de sólidos del Rig.

Catch Tank Re-Procesamiento 20 FT: Este equipo de 110 bbl de capacidad cuenta con un sistema de recirculación y jets que crea un flujo turbulento para mezclar cortes y fluido desplazados. En su interior cuenta con una bomba electrosumergible para la transferencia hacia los tanques de procesamiento.

Bomba Electrosumergible: Estas unidades (1) de 30 y (1) 50 HP son instaladas en el interior del catch tank de Re-Procesamiento, permite la transferencia de la mezcla inicial de recortes y fluido por acción centrifuga hacia la zaranda. En el proyecto se dispondrá de (1) unidad más (1) back up.

Shale Shaker: Este equipo corresponde a una zaranda vibratoria con desplazamiento lineal, cuenta con (2) vibradores y estará montada con mallas API 60 que permite la separación de partículas menores a 300 micrones que serán aptas para la inyección, sólidos de tamaños mayores serán reprocesados a través del conjunto de equipos de molienda del sistema CRI.

Tanques de Procesamiento Recortes: Estos equipos (2) cuentan con una capacidad de 220 bbl instalado con 2 bombas centrifugas de 100 HP moledoras que degradan las partículas sólidas por acción de fuerza centrifuga, cuenta con líneas de recirculación entre el tanque #1 (sólidos gruesos) y tanque #2 (sólidos finos). El equipo cuenta con 2 agitadores verticales de 15 HP para una correcta homogenización de los fluidos. En el tanque #2 (sólidos finos) se realiza el proceso de agregado de productos químicos a través de una tolva o venturi.

Hammer Mill: Es un sistema de molienda por acción mecánica y de impacto, cuenta con (2) tambores con motores de 300 HP, en su interior cuenta con martillos que rompen los sólidos de gran tamaño permitiendo la reducción granulométrica en una primera fase y asistiendo la acción moledora de las bombas centrifugas de los tanques de procesamiento.

Shear Tank: Este equipo de 60 bbl de capacidad está compuesto por un agitador vertical de 15 HP y una bomba centrifuga 6x5. En este equipo se realizará la pre hidratación del viscosificante para asegurar una correcta acción química del Barazan D-Plus y por ende optimizar los tiempos operacionales.

Bombas Centrifugas: Estos equipos (2) de 100 HP y (1) de 75 permiten la transferencia de fluidos desde los tanques de procesamiento hacia los tanques de almacenamiento (tanques verticales de CCD), y a su vez transfieren la lechada de inyección hacia la Unidad de Bombeo HT 400. Cuentan con filtros instalados en su línea de transferencia para purgar partículas de tamaño superior a los 300 micrones.

Bombas Neumáticas: Son utilizadas principalmente para la limpieza de tanques verticales y unidades de procesamiento, son de fácil desplazamiento y pueden ser

instaladas de manera versátil en función de las necesidades de la operación. En el proyecto se dispondrá de (2) unidades más (1) back up.

Compresor de Aire: Este equipo funciona por suministro eléctrico y provee de aire de manera continua al sistema CRI. La provisión de aire se la realiza a equipos: bombas neumáticas, líneas de purga y Bomba HT 400. En el proyecto se dispondrá de (1) unidad más (1) back up.

Panel Eléctrico: Estos equipos (6) tienen como finalidad administrar las cargas de corriente, cuentan con dispositivos de control de sobrecarga para precautelar la integridad de los equipos ante algún evento de falla eléctrica.

Generador Eléctrico: En el proyecto se contara con (2) generadores de 700 KVA (1) principal y (1) Back Up. Así también, cuentan con un panel de sincronismo que permite distribuir de manera equilibrada la carga requerida por los equipos del sistema CRI. Cuenta con alarmas y preventores como respuesta a fallos.

Tanque de Combustible: Este equipo de capacidad 2500 GAL permitirá abastecer la demanda de DIESEL de los generadores del sistema CRI. Cuenta con líneas de purga y control de nivel.

Unidad HT 400: Corresponde a una unidad de bombeo hidráulico, el Skid posee (2) Bombas Triplex montadas con 2 Motores, sistema de intercambio de calor, sistema de transmisión, Power End y Fluid End que pueden trabajar de manera independiente y combinada, según los requerimientos operacionales para obtener caudales y presiones que se enmarquen en el diseño de bombeo sugerido por el estudio de factibilidad.

Sistema de Monitoreo: La unidad HT 400 cuenta con sensores de Caudal y Presión superficial que permiten tener un control en tiempo real del proceso de bombeo. La unidad UNIPRO transmite la data obtenida a través del software iCEM. Cada inyección se monitoreará y al final se entregará anexado al reporte diario de operaciones la gráfica de las variables (caudal, presión, volumen y tiempo de bombeo), Figura 26.

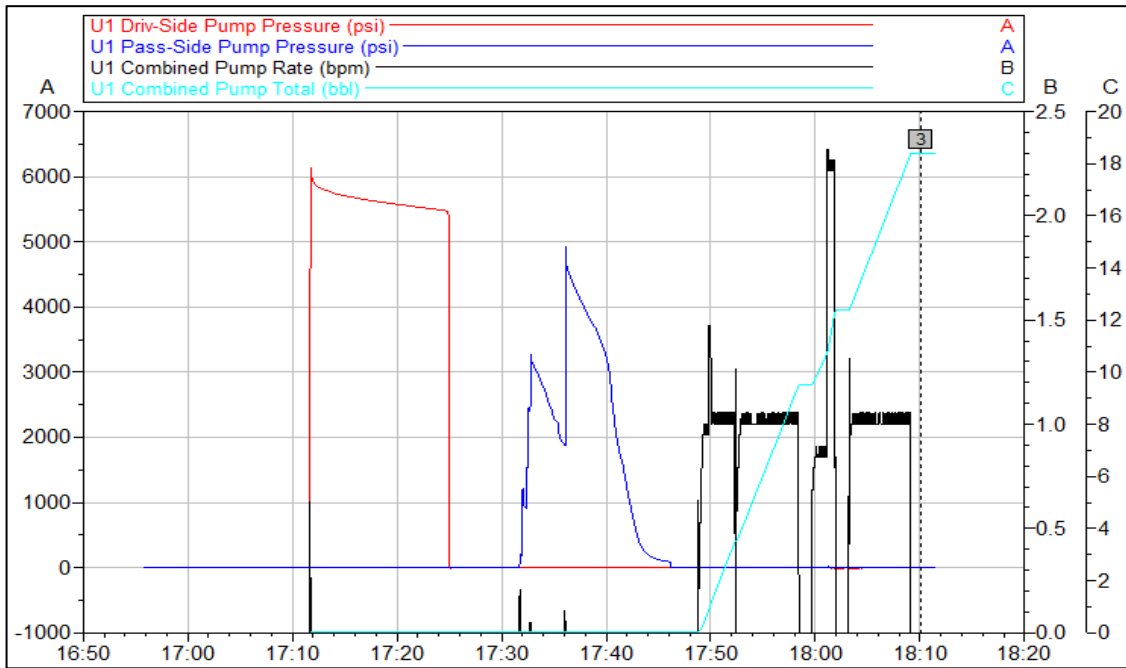


Figura 26. Ejemplo de parámetros de monitoreo con Unidad UNIPRO.

Los desechos sólidos y líquidos serán recolectados mediante, vacuum y volquetas pertenecientes a empresas contratistas de transporte que cuenta con Licencia Ambiental para el Transporte de Materiales Peligrosos (contratado por Petroamazonas mediante Ordenes de Servicios) y depositado por medio de un sistema de filtrado de sólidos en un tanque de reposo. Posteriormente el agua nuevamente pasa por un sistema de filtrado e ingresa al sistema de bombeo, este sistema de bombeo eleva la presión enviando el agua hacia el cabezal del pozo re-inyector a través de una línea de flujo de alta presión, por lo que no existirá contaminación ambiental, dando cumplimiento a la normativa.

5.3.7.2 Estudio de Factibilidad para la Re-inyección de Recortes

Los estudios de factibilidad forman parte del programa integral de aseguramiento de re-inyección y se enfocan en la evaluación de la re-inyección de desecho completa del proyecto antes de su ejecución para determinar su viabilidad técnica. (Anexo 3).

Los objetivos de los estudios de factibilidad de CRI y las evaluaciones de ingeniería son garantía de una estimación sistemática de todos los componentes en un proyecto específico de CRI siguiendo un esquema de planeación – chequeo – reacción para asegurar que los riesgos potenciales sean identificados y los mejores procedimientos sean aplicados, los objetivos de un estudio de factibilidad evalúan los siguientes puntos:

Zona de Inyección:

- Se identifican, evalúan y seleccionan el reservorio disposal que garanticen la capacidad de almacenamiento, re-inyectividad y contención de la lechada inyectada.

Parámetros Operacionales y Volúmenes:

- Se define la estrategia de inyección (régimen de inyección en baches o continua).
- Se realizan diseños de lechada preliminares con especificaciones que tomen en cuenta las mejores prácticas a nivel mundial para permitir una adecuada creación de la fractura, contención baja en sólidos y fácil bombeo.
- Se realizan las simulaciones de fracturas definir parámetros operacionales y estimar volúmenes de inyección y capacidad del almacenamiento:
 - Se estiman las características de las fracturas creadas durante la inyección de la lechada: altura, longitud y ancho de fracturas.
 - Se definen los parámetros operacionales óptimos para la inyección de lechada: presiones y tasas de inyección y propiedades de la lechada. Además de predecir la presión máxima de re-inyección en superficie y las capacidades de bombeo.
 - Se estima el máximo volumen de lechada que podría ser inyectado con seguridad en la zona seleccionada sin que cause interferencia con zonas de interés petrolífero o acuífero.

Condiciones Mecánicas del pozo Re-inyector:

- Se revisan las condiciones mecánicas del pozo re-inyector Tambococha-D2, mediante análisis de estallido y colapso de los revestidores y tuberías expuestas a la inyección, análisis de velocidad crítica de erosión, y revisión general del cabezal de inyección.

Riesgos Potenciales:

- Se identifican los riesgos posibles durante las operaciones de CRI, desde el punto de vista de subsuelo, condiciones mecánicas del pozo re-inyector y operacional; con las respectivas opciones para su manejo o mitigación.

5.3.7.3 Plan de operaciones de re-inyeccion de fluidos de desecho

El plan de operaciones es parte del programa de aseguramiento de CRI. Este plan provee un resumen de los detalles específicos del proyecto y controles a implementar para asegurar la gestión efectiva de un proyecto de re-inyección.

El plan de operaciones es un documento de alto nivel para el sistema de documentación, en el cual se contempla los detalles de “quien”, “que”, “donde”, “por qué” y “cómo” los proyectos CRI debe ser manejados.

El contenido del plan de operaciones es definido por información captada de diferentes referencias como: Manual de garantía de negocio, diagrama de flujo de procesos, contratos, estudios de factibilidad, lecciones aprendidas.

Adicionalmente este plan de operaciones puede ser usado efectivamente como una herramienta para el entrenamiento ofreciendo y resumen de todo el proyecto. (Anexo 12).

5.3.7.4 Fluidos de suspensión de tubería de producción

De vez en cuando será necesario suspender la re-inyección por un periodo de días/semanas debido a la naturaleza de los programas de perforación. Para conservar la re-inyectividad a través de la tubería de producción y dentro de la formación, se debe desplazar la tubería con un fluido de suspensión apropiado, véase el siguiente párrafo.

El propósito del fluido es:

- Desplazar por completo la lechada de recortes de perforación.
- Suspender adecuadamente cualquier sólido suelto, que pudiera desprenderse de las paredes de la tubería.
- Mantener abierta la formación durante los disparos de re-inyección.
- Continuar siendo bombeable en las condiciones de fondo por periodos de tiempo prolongados; no debe reaccionar de manera perjudicial con la lechada de recortes de perforación ni la litología de la formación.

De presentarse situaciones operacionales en las que la re-inyección de fluidos de desechos deba ser suspendida tener las siguientes consideraciones:

- **Interrupciones de hasta de 2 horas:** Las propiedades físico-químicas de la lechada permiten asegurar la correcta suspensión de los sólidos durante este periodo. El bombeo debe ser retomado de manera gradual controlando el caudal progresivamente hasta alcanzar los 3.5 - 4 bpm. Al finalizar desplazar la lechada por agua fresca con un volumen de 1.5 veces la capacidad de la tubería.
- **Interrupciones > 5 horas:** Se retomará la re-inyección verificando presión en superficie y el aumento gradual y controlado del caudal de inyección con un volumen de 30 bbl de píldora viscosa de manera que acarree la lechada alojada en la tubería. Se procederá con la re-inyección de fluidos de desechos con una velocidad no superior a los 4 bpm. Al finalizar, desplazar la lechada con agua fresca con un volumen de 1.5 a 2 veces la capacidad de la tubería.
- **Si la secuencia operacional** se suspende por tiempos prolongados (semanas o meses) es recomendado que se inyecte agua fresca con un volumen de 200-300 bbl a caudales de 4-5 bpm. Al finalizar, desplazar el agua fresca por fluido especial con anticorrosivo y bactericida.

5.3.7.5 Monitoreo de la re-inyección y análisis de presiones

El monitoreo especializado y la verificación del desempeño de la re-inyección de fluido de desechos es una parte esencial e integral del proceso de la garantía de calidad de las operaciones de re-inyección de cortes. Este monitoreo especializado y análisis continuo facilita la gerencia de los activos críticos del proyecto, mientras que el seguimiento a largo plazo asegura el desempeño óptimo de la operación y reduce al mínimo riesgos operacionales y ambientales. El análisis de los datos

operacionales se utiliza para validar los resultados del modelo de subsuelo y es revisado para determinar las anomalías y señales para la detección temprana de problemas con la re-inyección en el subsuelo.

Dentro del monitoreo especializado se incluyen:

- Revisión de los reportes operacionales.
- Análisis de Presiones detallado del comportamiento de la reinyección
- Investigación de alguna Anormalidad en la Presión / Señales de Aviso Tempranas.
- Identificación de Riesgos & Planes de Acción
- Calibración del modelo geomecánico con el historial de datos de la reinyección.

El monitoreo se realiza a través del registro y análisis de los parámetros críticos que afectan el desempeño de la re-inyección de fluido de desecho tales como:

- Presión tubular de re-inyección,
- Presión del espacio anular,
- Tasa de inyección,
- Volumen de re-inyección
- Propiedades de la Lechada (Densidad, Viscosidad, % Sólidos, Reología).

El alcance del servicio de Halliburton CRI, incluye un monitoreo básico que contempla el registro y análisis de los parámetros críticos que afectan el desempeño de la re-inyección de fluido de desecho. El reporte incluye las siguientes variables:

a) Propiedades físico-químicas:

- Densidad
- Propiedades reológicas
- Contenido de Sólidos
- Distribución de tamaño de partícula

b) Parámetros operacionales durante el bombeo:

- Presión en superficie – Presión en tubería
- Presión en superficie – Presión en anular.
- Volumen y caudal de bombeo.
- Periodo de desplazamientos por cada bache.

Esta data será registrada para cada una de las etapas: Pre Flush, Slurry y Post Flush y presentada por cada re-inyección (día) a través de una gráfica generada por el equipo UNIPRO de la unidad HT 400. Como medida de control y trazabilidad de la operación Figura 27.

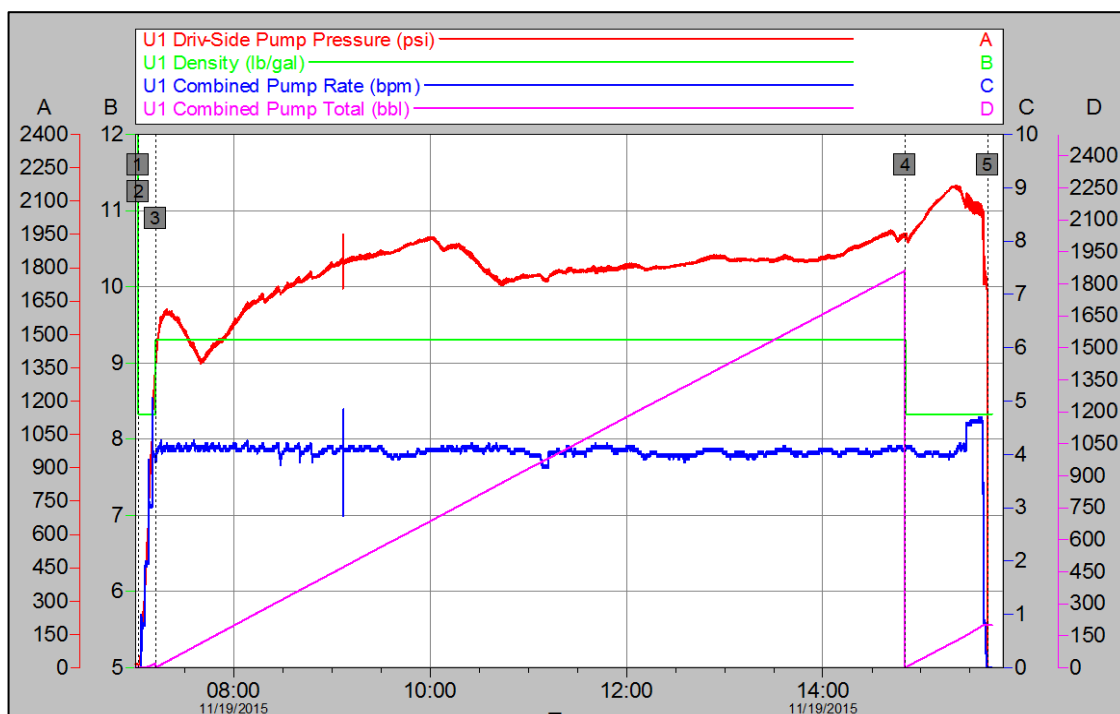


Figura 27. Ejemplo de secuencia de bombeo diaria, monitoreada con Unidad UNIPRO.

A continuación se presentan los parámetros y la frecuencia con que deben ser monitoreados durante la re-inyección de fluidos de desechos.

Parámetro	Frecuencia de Monitoreo
Presión de superficie	Continuo con cada bache
Tasa de inyección	Continuo con cada bache
Presión anular	Continuo con cada bache
Densidad	Al inicio de cada bache
Propiedades Reológicas	Al inicio de cada bache
Contenido de sólidos (retorta)	Diario
Distribución de tamaño de partícula (PSD)	Diario

Tabla 15. Parámetros y frecuencia de re-inyección, pozo Tambocochoa-D2.

VI. ESTADO ACTUAL DEL POZO

6.1. Historial del pozo

El pozo Tambocochoa-D2 fue seleccionado por Petroamazonas EP, para la evaluación y viabilidad técnica de la re-inyección de fluidos de desechos, de acuerdo con la información disponible de varios pozos cercanos.

El pozo Tambocochoa-D2 fue perforado en el mes de enero de 2018, alcanzando una profundidad total de 5960 pies MD teniendo como objetivo principal el reservorio Napo T para la re-inyección de fluidos de desechos.

6.2. Pruebas de Inyectividad

En las pruebas iniciales, realizadas el 27 de enero del 2018, donde se probó el intervalo de 5629'-5679' MD (50') a 5 disparos por pie de la arenisca Napo T (Anexo 11). En este intervalo se realizaron 3 pruebas: Leakoff Test, Step Up Test y Step Down Test, con cuyos resultados se calibró el modelo geomecánico y simulaciones de fractura.

6.2.1 Leakoff Test (LOT)

La gráfica de operación se muestra a continuación:

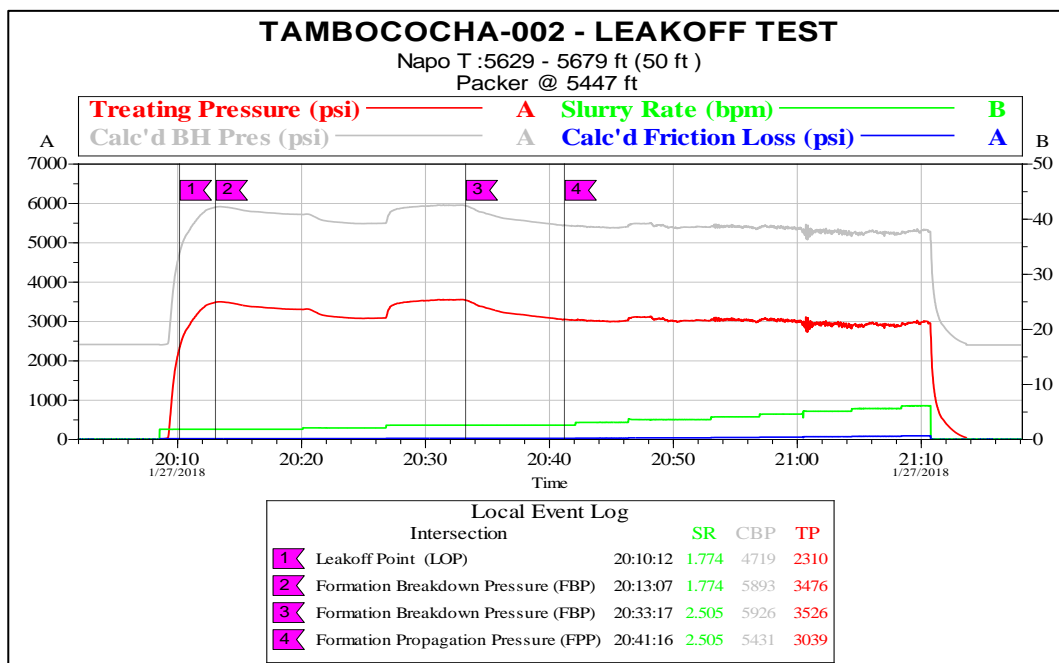


Figura 28. Leakoff test, Tambococha-D2.

La declinación registrada al final de esta prueba permitió la evaluación de la declinación de presión con el fin de estimar la presión instantánea de cierre, 3843 psi, y presión de cierre de fractura, 3098 psi, así como la presión de reservorio mediante la gráfica de Horner, Figura 28.

6.2.2 Step Rate Test (SRT)

El objetivo de la prueba de caudales múltiples (SRT) es identificar la presión de extensión de fractura y su caudal asociado. La presión estabilizada (presión de fondo) a cada caudal es presentada en un gráfico cartesiano vs caudal de inyección. El punto de cruce entre las pruebas en régimen matricial y aquellas en régimen de fractura se denomina presión de extensión de fractura (Fracture Extensión Pressure), Figura 29.

La gráfica de operación se muestra a continuación:

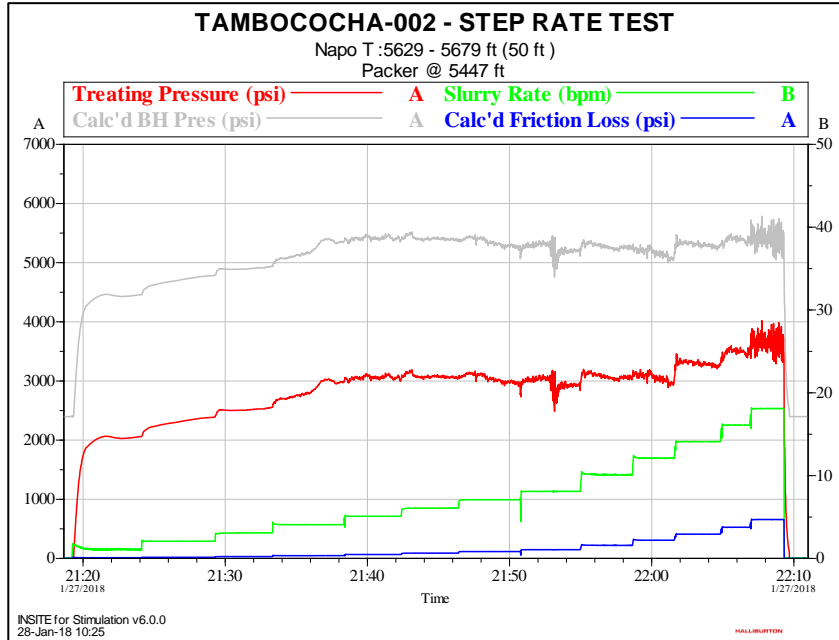


Figura 29. Step Rate Test, Tambocochoa-D2.

A partir de la gráfica de diagnóstico, se determina una presión de extensión de fractura de 5486 psi.

6.2.3 Step Down Test (SDT)

El objetivo de la prueba de decremento de caudales tiene por objetivo identificar las pérdidas por fricción asociados a fricciones totales, perforados y en la vecindad del pozo. La prueba inicia a caudal en régimen de fractura con posteriores decrementos de presión, cierre y declinación de presión, Figura 30.

La gráfica de operación se muestra a continuación:

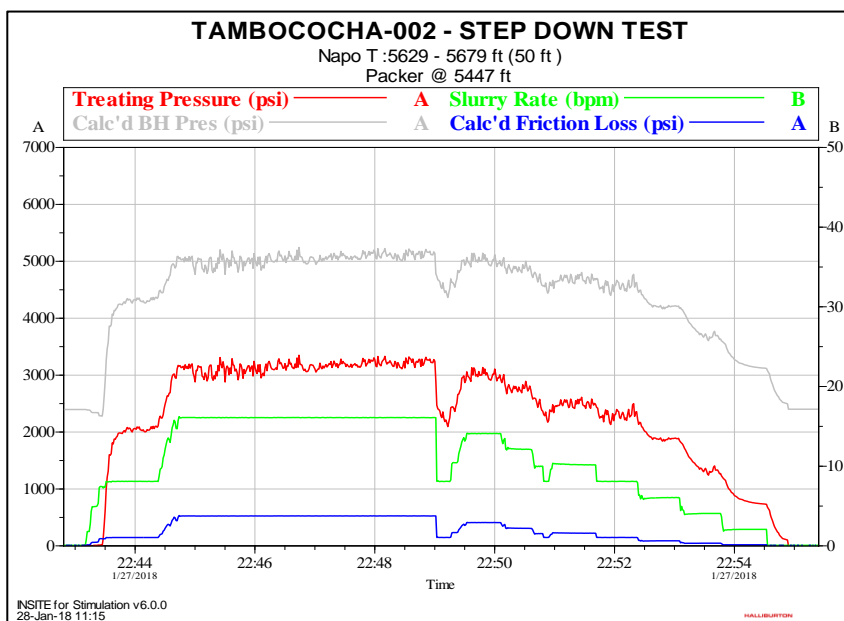


Figura 30. Step Down Test, Tambocochoa-D2.

A petición de Petroamazonas EP se realizó una segunda prueba la que tuvo por objetivo evaluar las condiciones de inyección a un mayor caudal, Figura 31, alcanzando 24 bpm (34560 Bls/d), la gráfica de operación se muestra a continuación:

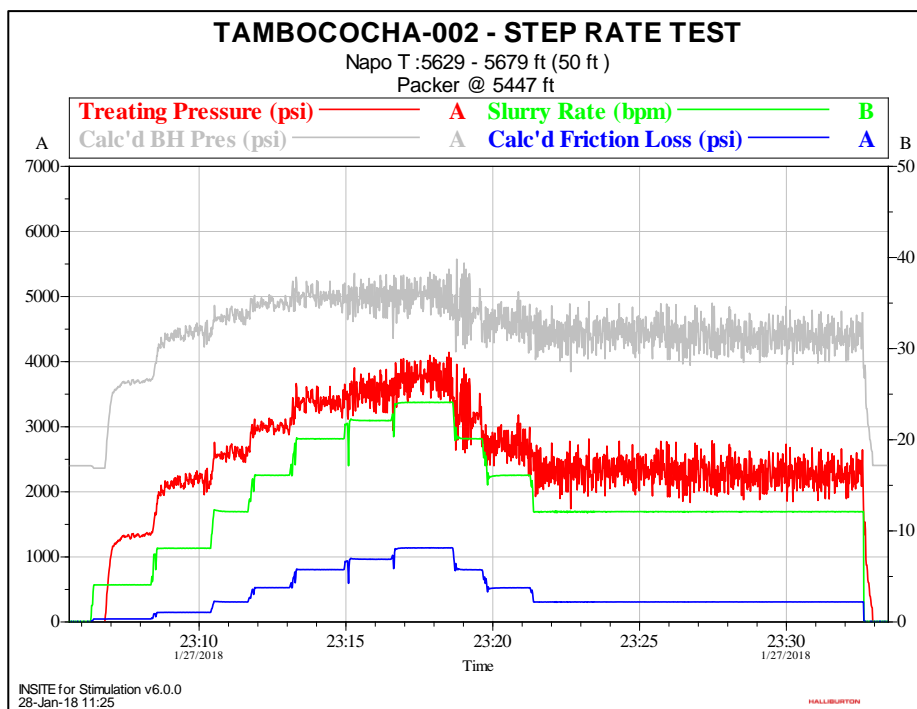


Figura 31. Step Rate Test (2), Tambocochoa-D2.

A partir de las pruebas realizadas, se determinaron los siguientes valores:

Descripción	Abreviatura	Fuente	Valor, psi
Leak off Pressure	LOP	LOT	4719
Formation Breakdown Pressure	FBP	LOT	5893
Fracture Propagation Pressure	FPP	LOT	5413
Instantaneous Shut-in Pressure	ISIP	LOT	3843
Fracture Propagation Pressure	FPP	SRT	5465
Formation Breakdown Pressure	FBP	SRT	5370
Fracture Closure Pressure	FCP	LOT	3098
Reservoir Pressure	-	LOT	2120
Pipe Friction	-	SDT	517
Perforation Friction (1)	-	SDT	532
Near Wellbore Friction (2)	-	SDT	1840
Entry Friction (1)+(2)	-	SDT	2372

Tabla 16. Resultados pruebas múltiples caudales, pozo Tambocochoa-D2.

Las principales conclusiones de las pruebas:

- A partir de las pruebas realizadas se identificaron los principales eventos y presiones correspondientes al rompimiento, propagación y cierre de la fractura.

- El uso de tubería de 4 ½ pulgadas permitió manejar menores pérdidas por fricción.
- Solo fue posible realizar el análisis de declinación de presión del LOT debido a que en las demás pruebas, la declinación es muy rápida para su análisis.

El conjunto de pruebas realizadas, LOT, SRT, SDT permitieron determinar los parámetros necesarios para identificar la presión necesaria para fracturar la arena Napo T y esfuerzos mínimos para calibrar el modelo geomecánico.

6.3 Trabajos de Reacondicionamiento

No se han realizado ningún trabajo de reacondicionamiento en el pozo Tambococha-D2.

6.4 Revestimiento y sistema de tubería

El pozo Tambococha-D2, se perforó en 3 secciones de 16, 12 ¼ y 8 ½, para lo cual se bajaron los siguientes revestidores:

- Casing 13 3/8", K-55 BTC.
- Casing 9 5/8", N-80 BTC.
- Liner 7", 26 ppf, P-110, BTC.

6.5 Configuración actual del pozo

Es un pozo reinyector tipo "S" cuyo objetivo primario es re-inyectar en la arenisca T, perteneciente a la formación Napo. Inició operaciones de perforación el día 07 de enero del 2018 a las 08:00 horas, llegando a la profundidad final de 5960' MD / 5845 ft TVD el día 17 de enero del 2018 a las 10:00 horas.

La perforación del pozo Tambococha-D2 se realizó en tres fases para la cual se emplearon 4 BHA's y 3 Brocas. Figura 32.

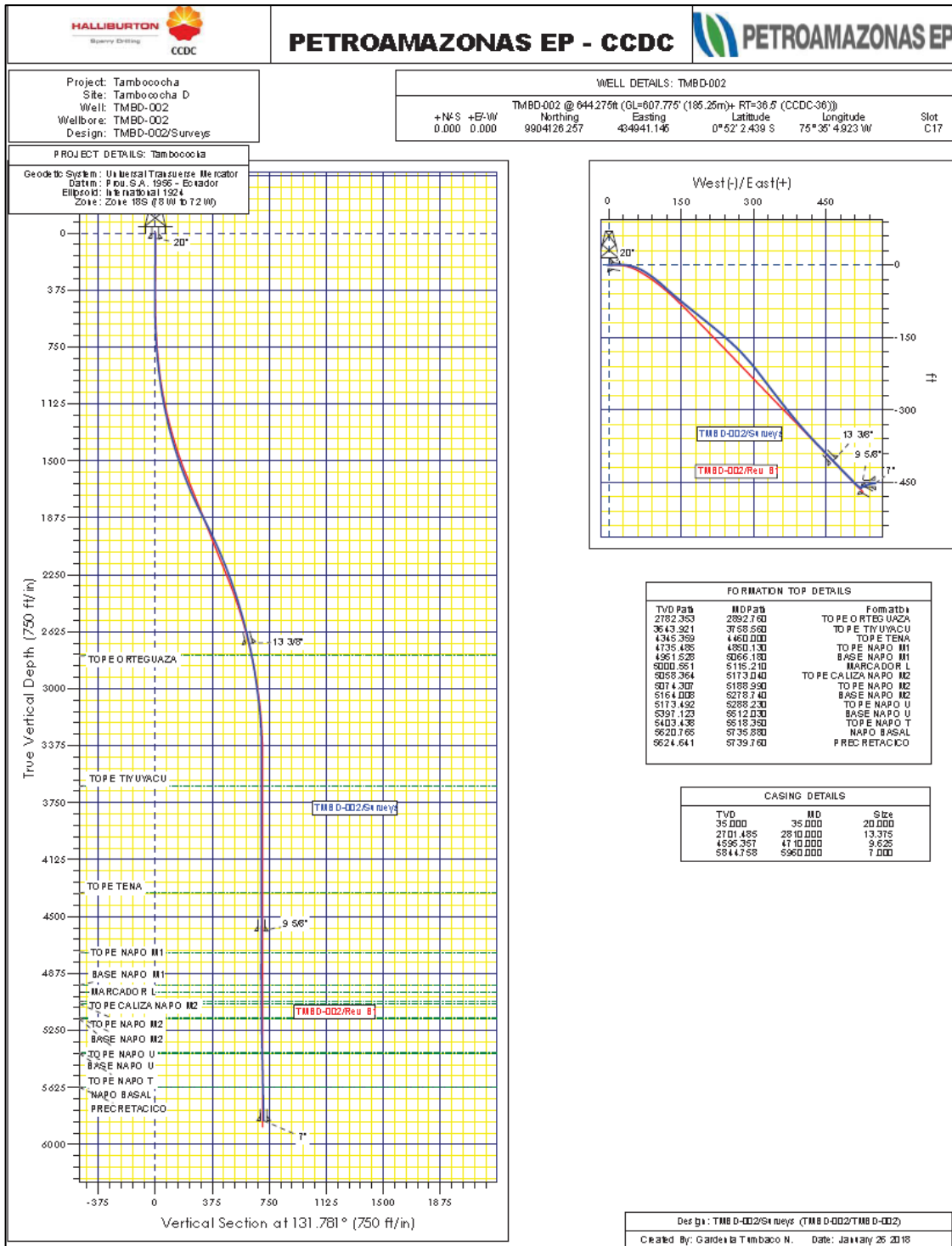


Figura 32. Configuración actual del pozo Tambocochoa-D2.

6.6 Características Técnicas del pozo Re-inyector

En el diagrama de la completación del pozo Tambocochoa-D2 se muestra un intervalo punzado de la arenisca Napo T, donde se va a realizar la re-inyección. Intervalo punzado: 5629 ft – 5679 ft MD (50 ft), Figura 33. La tubería empleada es nueva de 4 ½” EUE.

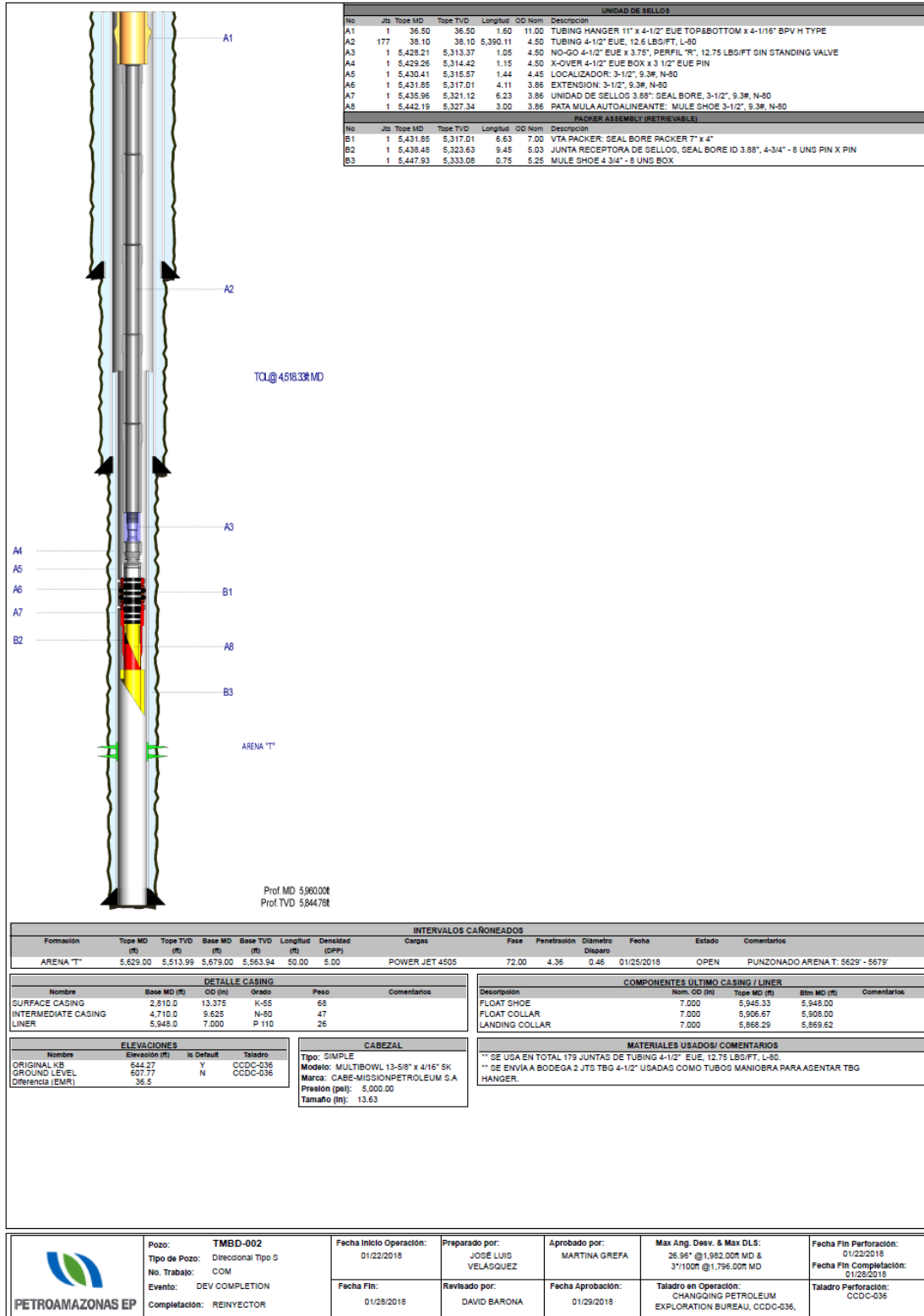


Figura 33. Diagrama mecánico, Tambococha-D2.

6.7 Revisión de las condiciones mecánicas del pozo Tambocochoa-D2

6.7.1 Presión de estallido y Colapso

La evaluación de estallido y colapso del pozo Tambocochoa-D2 se realizó para el liner de 7", 26 ppf, P-110 y tubing 4 1/2", 12.75 ppf, L-80, EUE. La evaluación se realizó utilizando la aplicación StressCheck, simulando en cada caso las cargas de presión interna y externa considerando tubería de producción. Figura 34.

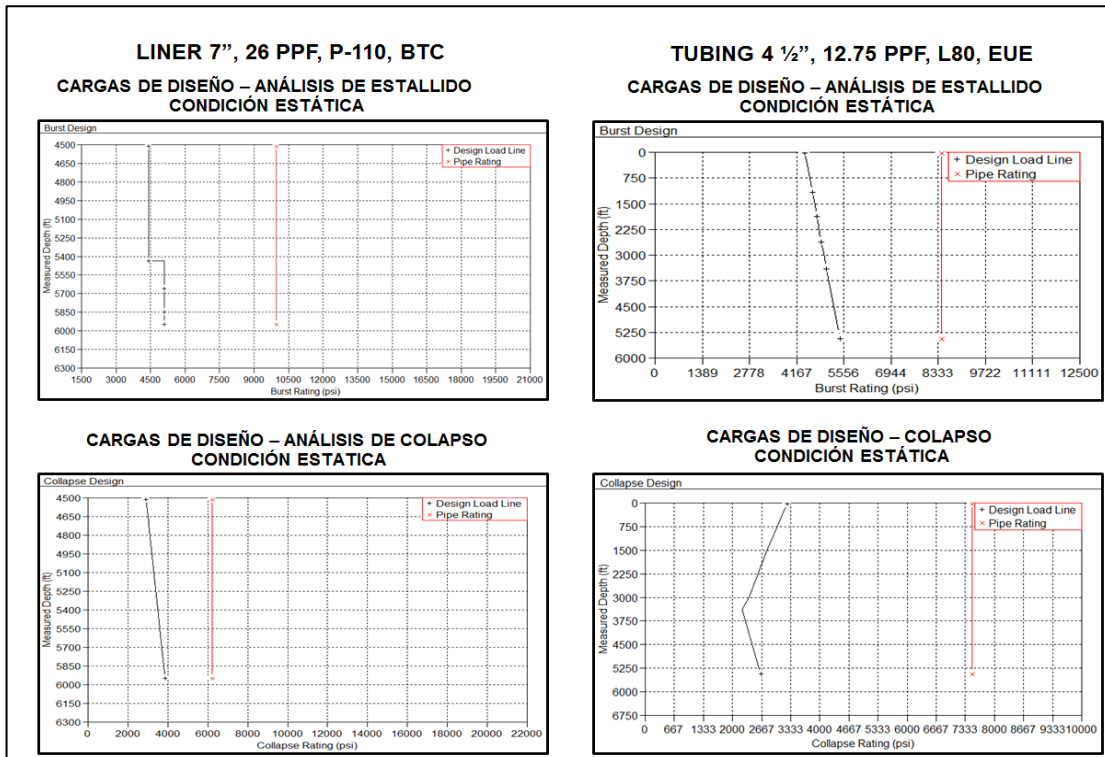


Figura 34. Diseño de carga de Estallido y Colapso pozo, Tambocochoa-D2.

Con este software se evaluó el grado, espesor y conexión del casing de 7" y tubería de 4 1/2" especificaciones proporcionadas como dato para la tubería a utilizarse en el pozo. Como resultado se obtuvo que el liner 7" y la tubería de inyección de 4 1/2", cumplen con los mínimos factores de diseño asumidos para el análisis de estallido y colapso. Figura 35.

TUBERIA	
CARGA	FACTORES DE DISENO
ESTALLIDO	1.1
COLAPSO	1.1
AXIAL (TENSION/COMPRESION)	1.7
TRIAxIAL	1.25
CONEXION	
CARGA	FACTORES DE DISENO
ESTALLIDO	1.1
AXIAL (TENSION/COMPRESION)	1.7

Figura 35. Factores de Diseño pozo, Tambocochoa-D2.

6.7.2 Cabezal de Inyección y tubería

Se revisaron las especificaciones del cabezal de reinyección propuesto para el Pozo Tambocochoa-D2. Previo a su evaluación se establece que los equipos para reinyección propuestos tendrán una presión máxima especificada de 5000 psi, conectándose al cabezal a través de tubería nueva número 1502, con un flange que empatará con el welding neck de 3 1/8" probado a 5000 psi. De ahí que la presión máxima que soporta el cabezal de 5000 psi está acorde con las presiones de trabajo que maneja el equipo de inyección de cortes.

6.7.3 Velocidad crítica de Erosión

Con la finalidad de evaluar la tasa óptima de inyección con relación al diametro de tubería a utilizarse, estimó la velocidad de erosión crítica tomando en cuenta el impacto erosivo que puede generar el fluido en la tubería. Para realizar esta estimación se tomó como referencia la norma API RP 14E. De ahí que, se estimaron valores de velocidad crítica para diferentes densidades de lechadas y diferentes diametros de tubería.

Los cálculos de velocidades críticas de erosión para la tubería de 4 1/2", 12.75 ppf, L-80, EUE, propuesta para la completación del pozo Tambocochoa-D2, muestran que las tasas de inyección de lechada podrían llegar hasta un máximo de 12.5 bpm con menor riesgo de erosión, Figura 36.

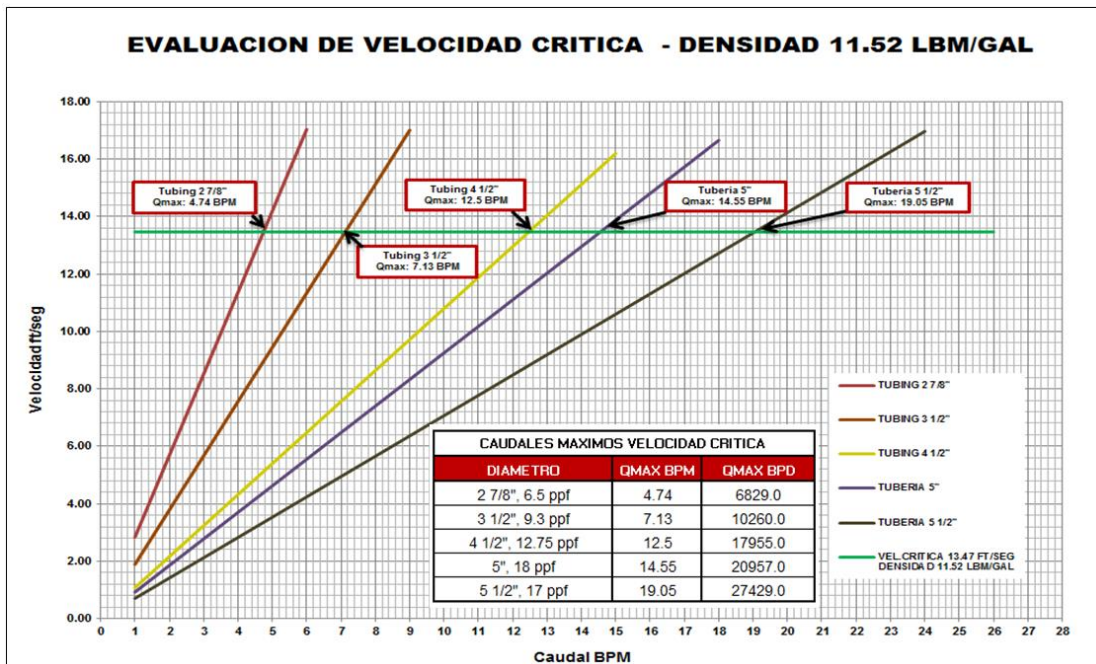


Figura 36. Evaluación de Velocidades de erosión en tubería pozo, Tambocochoa-D2.

VII. PLAN DE MANEJO AMBIENTAL

El plan de manejo ambiental se adjunta en el Anexo No. 15, respecto a las medidas complementarias a las medidas establecidas en la Reevaluación del estudio de impacto ambiental para el desarrollo y producción de los campos Tiputini y Tambocha, que contó con pronunciamiento favorable emitido por el Ministerio del Ambiente mediante Resolución 277 integrante de la Resolución 315.

VIII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Mediante el desarrollo de diferentes estudios de Geología, Geofísica, Petrofísica, Yacimientos, Reservorios y Geomecánica, realizados en el pozo Tambococha-D2, con los cuales se definió los mejores intervalos para la re-inyección de desechos y de fluidos de perforación en la arenisca T, para así dar cumplimiento a la legislación ambiental vigente.
- Mediante la implementación de este estudio se asegura cumplir con los requerimientos de cero descarga, ya que se re-inyectarán los fluidos de desechos producidos en las etapas de perforación: ripsos de perforación, lodos de perforación base agua y/o base aceite, agua de producción, agua de lavados, aguas de las PTAR y demás desechos de perforación que cumplan con los parámetros establecidos dentro de este documento y que no afecten las condiciones del pozo re-inyector.
- Con el plan de monitoreo ambiental a realizarse en la re-inyección de fluidos en el pozo Tambococha-D2, y de acuerdo a los resultados de los análisis continuos de la presión de re-inyección, se verificara que la operación no cause efectos ambientales y sociales a corto, mediano y largo plazo.
- La re-inyección de fluidos de desechos y/o ripsos de perforación para la arenisca Napo T, descrita en las simulaciones respecto a la contención de fracturamiento hidráulico que aporta a la formación objetivo, no se presenta riesgos con respecto a trayectorias de pozos cercanos en el Área Tambococha.
- En Plan de Manejo Ambiental propuesto establece todas las medidas ambientales de prevención y control de impactos ambientales además de un plan de monitoreo que permitirán gestionar esta actividad de manera adecuada y sin riesgo ambiental.
- En la etapa de re-inyección de fluidos se cumplirá con el art. 29 literal b) del RAOHE (D.E. 1215), verificando que el agua de formación sea tratada y re-inyectada conforme a lo establecido en el art. 29 literal c). Y los informes y reportes generados serán enviados oportunamente al MAE para su revisión, seguimiento y aprobación.
- Del Estudio de factibilidad para la re-inyección de cortes de perforación en el pozo Tambococha-D2, se toman las principales conclusiones:

- De acuerdo con el análisis estratigráfico, litológico, geológico, las características de las capas entre la formación receptora y los estratos de agua dulce, las condiciones del cemento detrás del revestidor y las condiciones en las cuales se efectuará las operaciones de re-inyección en el pozo Tambococha-D2, se concluye que la re-inyección no afectará estratos de agua dulce aptos para consumo humano, doméstico y riego.
- Para el diseño de la lechada de inyección de la fractura se realizaron análisis de laboratorio con tres fluidos con contenidos de sólidos de 10%, 15% y 20%, equivalentes a densidades de 9.6; 10.2 y 10.7 ppg, respectivamente y tamaño de partículas hasta 243 micrones.
- Las simulaciones de fracturamiento en la arenisca Napo T, sensibilizando la concentración de sólidos (10%, 15% 20%) y la tasa de bombeo (3, 4, 5 y 6 bpm) mostraron que a medida que aumenta la concentración de sólidos y la tasa de bombeo disminuye la capacidad de almacenamiento del reservorio. La presión en superficie aumenta proporcionalmente a la disminución del porcentaje de sólidos. Adicionalmente, a medida que la concentración de sólidos aumenta existe menor control de la geometría de fractura.
- Los resultados de las simulaciones de fractura para la arenisca Napo T, con las diferentes sensibilidades mostraron que la concentración de sólidos óptima para la inyección es cercana al 15%. Por otra parte se observó que con tasas de inyección entre 4 y 5 bpm se obtienen dimensiones más controladas de la fractura en comparación con los resultados obtenidos para una tasa de bombeo de 6 bpm. Tasas inferiores a 3 bpm no son recomendables ya que representan mayores riesgos de arenamiento.
- Para una concentración de sólidos de 15% y tasa de bombeo entre 4 y 5 bpm, la capacidad de almacenamiento de la arenisca Napo T está entre 640,000 y 800,000 bbl. Este último volumen pudiera incrementar hasta 1'070,000 bbl, de acuerdo con los ajustes realizados con el gradiente de fractura y esfuerzo mínimo obtenido de las pruebas de inyectividad en el pozo Tambococha-D2.
- De acuerdo con el análisis de interferencia realizado en la arenisca Napo T, el volumen máximo admitido por este reservorio fue de 1'430,000 bbl. Para una mejor evaluación de la interferencia areal, se recomienda actualizar el modelo con las coordenadas de fondo de los pozos que se estimen perforar y profundizar hasta la arenisca T, perteneciente a la formación Napo.
- El registro de evaluación de cemento (CAST-CBL-MSG-GR-CCL) del pozo Tambococha-D2, muestra entre buena y muy buena calidad de cemento frente a la arenisca Napo M1, arenisca Napo M2, arenisca

Napo U y arenisca Napo T; y muy buena adherencia liner-cemento-formación lo cual se traduce en un buen aislamiento hidráulico entre el reservorio re-inyector y las zonas de interés (productoras de crudo o capas de agua dulce), evitando la migración de fluidos al anular entre formación y liner.

- El liner 7" y la tubería de inyección de 4 1/2", cumplen con los mínimos factores de diseño asumidos para el análisis de estallido y colapso.
- Los cálculos de velocidades críticas de erosión para la tubería de 4 1/2", 12.75 ppf, L-80, EUE, propuesta para la completación del pozo Tambococha-D2, muestran que las tasas de inyección de lechada en la fractura podrían llegar hasta un máximo de 12.5 bpm con menor riesgo de erosión.
- Realizar la re-inyección de fluidos de desechos en la arenisca Napo T, en el intervalo abierto actualmente (5629-5679' MD), con los parámetros operacionales óptimos obtenidos de las simulaciones de fracturamiento hidráulico: tasa de inyección entre 4 y 5 bpm, con una concentración de sólidos cerca al 15%; y máxima de 20%.
- Tomar en cuenta todos los riesgos asociados con el proceso de re-inyección de cortes y las recomendaciones emitidas para la mitigación de los mismos.

IX. BIBLIOGRAFÍA

- Amaefule, J. O., Kersey, D. G., Marshall, D. M., 1988. Reservoir Description: A Practical Synergistic Engineering and Geological Approach Based on Analysis of Core Data. Core Laboratories, SPE 18167.
- Amaefule, Jude O., Mehmet Altunbay., Djebbar Tiab 1988. Enhanced Reservoir Description: Using Core Log and Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored intervals/Wells . Core Laboratories / U. of Oklahoma, SPE 26436.
- Baby, P., Rivadeneira, M., y Barragán, R. 2014. Introducción. En: La Cuenca Oriente: geología y petróleo. Ed. Baby, P., Rivadeneira, M., y Barragán, R. IFEA, IRD, PETRAMAZONAS. p. 17-26.
- Balkwill, H., 1989. Relationships of the intra-crustal delamination, stratigraphy, and oil prospectivity, Oriente Basin, Ecuador. Boletín Tec.. ARPEL 18(2): 123-131. Junio 1989, 128.

- Bassiouni Z., Theory, Measurement, and Interpretation of well logs, SPE Textbook Series Vol. 4, pag. 1-363.
- Beicip Franlab, Reporte Final Modelo Geológico ITT, 1997.
- Beicip Franlab, Actualización del Estudio de ITT, 2004.
- Buckles, R. S., 1965. Correlating and Averaging Connate Water Saturation Data. J. Cdn. Pet. Tech, pag. 42-52.
- Díaz, M., 2000. Caracterización y reconstrucción paleogeografica de las cuencas pre-Aptenses en el Oriente ecuatoriano. Tesis de Grado, Universidad Central del Ecuador, p. 126.
- Díaz, M., Baby, P., Rivadeneira, M., y Christophoul, F., 2014. El pre-áptense en la Cuenca Oriente Ecuatoriana. En: La Cuenca Oriente: geología y petróleo. Ed. Baby, P., Rivadeneira, M., y Barragán, R. IFEA, IRD, PETRAMAZONAS. p. 31-52.
- Rivadeneira, M., y Almeida, P. 2014. Características de los reservorios cretácicos de la Cuenca Oriente. Ed. Baby, P., Rivadeneira, M., y Barragán, R. IFEA, IRD, PETRAMAZONAS. p. 279-326.
- Vallejo, C., Figuera, Ma., Leal, J., Pineda, E., Gaibor, J., y Guerra, E., 2015. Modelo Geológico de las areniscas: Basal Tena, M1, M2, U, T en el Bloque 43 y en los campos Obe, Minta y Nashiño. HALLIBURTON. p.462.

X. ANEXOS

ANEXO 1: LICENCIA AMBIENTAL CAMPO ITT

ANEXO 2: APROBACIÓN PERFORACION SHE- POZO REINYECTOR DE RIPIOS TAMBOCOCHA-D2

ANEXO 3: ESTUDIO DE FACTIBILIDAD CRI TAMBOCOCHA D2

ANEXO 4: ANALISIS DE AGUA POZO TAMBOCOCHA-D2

ANEXO 5: DISEÑO DE REIYECCION DE DESECHOS TAMBOCOCHA-D2

ANEXO 6: REGISTROS ELECTRICOS WIRE LINE POZO TAMBOCOCHA-D2

ANEXO 7: MASTERLOG POZO TAMBOCOCHA-D2

ANEXO 8: ANALISIS PETROFISICO TAMBOCOCHA-D2

ANEXO 9: REGISTRO DE CEMENTO POZO TAMBOCOCHA-D2

ANEXO 10. PROGRAMA DE COMPLETACION TAMBOCOCHA-D2.

ANEXO 11. PRUEBAS DE INYECTIBILIDAD ARENISCA NAPO T TAMBOCOCHA-D2

ANEXO 12. PLAN DE OPERACIONES DE RE-INYECCION DE FLUIDOS DE DESECHO.

ANEXO 13. FORMACIONES PRODUCTORAS Y NO PRODUCTORAS.

ANEXO 14: ESTUDIO GEOMECANICA TAMBOCOCHA-D2
ANEXO 15. PLAN DE MANEJO AMBIENTAL
ANEXO 16. FACTURA DE PAGO DE TASA