

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

**ANÁLISIS TÉCNICO, ECONÓMICO Y AMBIENTAL DE LA
APLICACIÓN DE REINYECCIÓN DE RECORTES EN LA AMAZONÍA
ECUATORIANA: CASO DEL BLOQUE 31**

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

KEVIN PAUL TORRES CASTRO

TorresKevin2012@gmail.com

DIRECTOR: José Luis Rivera Parra, Ph.D.

Jose.riverap@epn.edu.ec

Quito, Noviembre 2017

DECLARACIÓN

Yo, Kevin Paul Torres Castro, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Escuela Politécnica Nacional puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

KEVIN PAUL TORRES CASTRO

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente Trabajo de Titulación fue desarrollado por Kevin Paul Torres Castro, bajo mi supervisión.

JOSÉ LUIS RIVERA PARRA, Ph.D.

DIRECTOR DEL TRABAJO

AGRADECIMIENTOS

A mi madre Margarita, por su amor incondicional, por su total entrega al arduo oficio de ser madre y por sus muestras de incansable lucha.

A mi padre Jorge, por siempre encontrar las palabras de aliento y fuerza para mi desarrollo personal y demostrarme que no existen límites para los sueños.

A mi mejor amiga, mi hermana Alexandra, por ser mi luz, mi apoyo, y por pintarme la vida de colores con su alegría.

Al Ph.D. José Luis Rivera, quien supo ganarse mi admiración por sus conocimientos como docente, pero además mi respeto por sus valores como persona, le agradezco por su guía y ayuda durante el desarrollo del trabajo.

A la Escuela Politécnica Nacional, por abrirme las puertas y mostrarme el camino al conocimiento.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis padres y a mi hermana, ellos son testigos de mi esfuerzo y coautores del sacrificio, para poder cumplir una meta más. A ustedes les debo y dedico todo con infinito amor.

Kevin Paul Torres Castro

ÍNDICE DE CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	II
CERTIFICACIÓN.....	III
AGRADECIMIENTOS.....	IV
DEDICATORIA.....	V
RESUMEN.....	1
ABSTRACT.....	2
1. INTRODUCCIÓN.....	3
2. METODOLOGÍA.....	7
2.1 Análisis técnico – ambiental.....	7
2.2 Análisis económico.....	11
2.3 Plan de prevención y mitigación de impactos.....	13
3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	13
3.1 Técnico – ambientales.....	13
3.2 Económicos.....	19
3.3 Plan de prevención y mitigación de impactos.....	20
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	22
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	24
ANEXOS.....	26
ANEXOS 1. FIGURAS.....	26
ANEXOS 2. TABLAS.....	39

ANÁLISIS TÉCNICO, ECONÓMICO Y AMBIENTAL DE LA APLICACIÓN DE REINYECCIÓN DE RECORTES EN LA AMAZONÍA ECUATORIANA: CASO DEL BLOQUE 31

Kevin Torres y José Rivera, Escuela Politécnica Nacional

RESUMEN

La conservación del medio ambiente es considerada actualmente como una prioridad debido a los cambios climáticos generados por las actividades humanas, sin embargo esta conservación no es del todo alcanzada en las operaciones petroleras, sobretodo al momento de disponer los residuos de la perforación en piscinas. El territorio del Bloque 31 se encuentra en su mayor parte dentro del Parque Nacional Yasuní, área altamente sensible en términos ambientales, por lo que, la reinyección de estos residuos a estratos confinados en el subsuelo se presenta como una opción ambientalmente responsable para disminuir la huella producto de la perforación, evitando destinar grandes extensiones de terreno para construir piscinas de disposición.

Concluido el análisis multidisciplinario de aspectos petrofísicos, geológicos y mecánicos, se determinó que la arena T inferior, será la zona donde se va a realizar la reinyección de los desechos de perforación generados en el Bloque 31, ya que presentó las mejores características para la reinyección de la lechada. Una vez seleccionada la formación, se determinó que esta permite la inyección máxima del volumen de recortes generados por 92 pozos, siendo así más eficiente que la disposición convencional en piscinas.

Por medio del análisis de simulaciones, se evidenció que el porcentaje óptimo de recortes presente en la lechada es del 20%, y la inyección se la debe realizar a 6 bpm; estos parámetros permitieron la generación de fracturas más controladas y menor riesgo de obstrucciones, evitando complicaciones al momento de ejecutar la operación.

Adicionalmente, se realizó el análisis económico, que sustentó la decisión de optar por la reinyección de recortes, debido a la capacidad de receptar los recortes de varios pozos en la misma formación, lo que representa reducción de costos operacionales frente a la disposición convencional.

Este artículo sirve como directriz para la decisión de los operadores respecto a la disposición de recortes, así como también, para las agencias reguladoras, permitiendo el acceso a referencias sobre el lineamiento de los requisitos y procedimientos operacionales a

considerar para la adjudicación de permisos de reinyección de recortes de perforación, en el que se enfatizó la importancia del aspecto ambiental, al enmarcar la operación de reinyección dentro del cumplimiento del Reglamento Ambiental.

La elaboración adicional del Plan de Prevención y Mitigación de Impactos determinó medidas para evitar los impactos ambientales potenciales asociados a la disposición de recortes en futuras operaciones.

Palabras Clave: CRI, Reinyección de recortes, Bloque 31, Yasuní.

ABSTRACT

The conservation of the environment is currently considered a priority due to the climatic changes generated by human activities, however this conservation is not fully achieved in oil operations, especially when disposing of drilling waste into pits. The territory of block 31 is mostly located within the Yasuní National Park, a highly sensitive area in environmental terms, so that the reinjection of these residues to confined layers in the subsoil is presented as an environmentally responsible option to reduce the footprint product of the drilling, avoiding allocate large extensions of land to construct pits for the conventional disposal.

After the multidisciplinary analysis of petrophysical, geological and mechanical aspects, it was determined that the lower T sand will be the area where the reinjection of the drilling wastes generated in Block 31 will be performed, since it presented the best characteristics for reinjection of the slurry. Once the formation was selected, it was determined that this allows the maximum injection of the volume of cuttings generated by 92 wells, thus being more efficient than the conventional arrangement in conventional pits.

By means of the simulation analysis, it was evidenced that the optimal percentage of cuts present in the slurry is 20%, and the injection should be made at 6 bpm; these parameters allowed the generation of more controlled fractures and lower risk of obstructions, avoiding complications when executing the operation.

In addition, the economic analysis was carried out, which supported the decision to opt for the cuttings re-injection, due to the capacity to receive the cuts of several wells in the same formation, which represents reduction of operational costs compared to the conventional disposal.

This article serves as a guideline for the decision of the operators regarding the disposal of cuts, as well as for regulatory agencies, allowing access to references on the guidelines of

the requirements and operational procedures to be considered for the award of permits for the reinjection of drilling cuts, which emphasized the importance of the environmental aspect, by framing the reinjection operation within the compliance with the Environmental Regulation. The additional elaboration of the Plan of Prevention and Mitigation of Impacts determined measures to avoid the potential environmental impacts associated with the disposal of cuts in future operations.

Keywords: CRI, Cuttings Reinjection, Block 31, Yasuni.

1. INTRODUCCIÓN

El Bloque 31, operado por la estatal ecuatoriana Petroamazonas EP, se ubica en la provincia de Orellana; el proyecto se desarrolla en un área altamente sensible en términos ambientales. Adicionalmente, ocupa parte del Territorio Waorani legalmente reconocido y limita al sur con la Zona Intangible Tagaeri-Taromenane que alberga a estos, y posiblemente, otros pueblos ocultos y en aislamiento voluntario.

El Parque Nacional Yasuní, área protegida más grande del Ecuador continental, constituye una de las áreas protegidas más grandes de la Amazonia, inicialmente tenía 679.000 Ha. y luego de varias modificaciones alcanzó su actual extensión de 982.000 Ha. En 1979 fue declarado Área Protegida y, en 1989, Reserva de la Biosfera por la UNESCO. Aquí se han registrado 2.274 especies de árboles y arbustos, 567 especies de aves que representan más del 40% del total registrado en toda la Amazonia, 105 especies de anfibios y 83 de reptiles, entre otras muestras de su excepcional valor ambiental (ENTRIX, 2006).

Las empresas de exploración y producción de petróleo y gas son responsables de manejar los desechos de perforación de una manera segura y ambientalmente aceptable que cumpla con los requisitos de la reglamentación. El endurecimiento de la legislación medioambiental en todo el mundo y las políticas ambientales de los operadores están reduciendo las opciones para la gestión de desechos de perforación (Guo, et al., 2005). En todo proyecto de perforación los operadores deben lograr un equilibrio entre la minimización del impacto ambiental, la seguridad de la estabilidad del pozo, el aumento de la eficiencia de perforación así como la disposición final de desechos.

El principal producto de desecho del proceso de perforación son las rocas contaminadas con aceite que resultan de la creación del pozo. Estos recortes son una mezcla de litologías dependientes de la estratigrafía local y de los lodos de perforación. En respuesta a las

crecientes preocupaciones medioambientales y a desarrollos legislativos, estos recortes deben gestionarse respetando el medio ambiente y la economía (Guo & Ahmed, 2003).

La reinyección de recortes ha sido considerada como una de las posibles opciones de manejo de residuos de perforación ya que diseñado, operado y monitoreado adecuadamente, el proceso de reinyección de recortes se ha convertido en un medio eficiente, ecológico y rentable de disposición final de residuos de perforación en muchos países del mundo (Gogan, et al., 2010).

Una operación de inyección de recortes implica la recolección y transporte de desechos de equipos de control de sólidos en la plataforma a una unidad de lechada, donde los recortes son triturados (si es necesario) a pequeñas partículas en presencia de agua para formar una lechada. La lechada se transfiere entonces a un tanque de retención para el acondicionamiento reológico final. La lechada condicionada de los cortes de perforación se bombea a través del anular o por el tubing hacia las fracturas subsuperficiales creadas por inyección de la lechada a alta presión en la formación de disposición. La lechada de residuos se inyecta a menudo intermitentemente en lotes en el formación de disposición, seguido por un período de cierre del inyector (Guo, et al., 2007).

Las principales ventajas que presenta la reinyección de recortes como método de disposición son:

- La inyección de los recortes de perforación puede lograr una descarga cero; es decir no se deja ningún residuo después de la finalización de las operaciones de perforación, y los desechos generados se procesan y se inyectan de nuevo en una formación subterránea.
- Existen riesgos mínimos de transporte y emisiones de gases de efecto invernadero asociadas con el transporte, en contraposición con otras técnicas que son particularmente dependientes del transporte por camión o transporte y almacenamiento temporal.
- No hay responsabilidades de limpieza futuras una vez que el pozo de eliminación esté tapado.
- Los operadores tienen un control total sobre sus residuos de perforación y las operaciones de CRI.
- Esta tecnología de gestión de residuos no está limitada por la localización. La experiencia operacional ha demostrado que es una solución a largo plazo ambientalmente segura para la gestión de residuos de exploración y producción.

- A menudo se obtienen beneficios económicos (Guo, et al., 2007).

Aun cuando hay varias razones por las que el CRI es el enfoque más efectivo para la eliminación de recortes en áreas remotas y ambientalmente sensibles, existen riesgos significativos y complejidades que han llevado a fallas costosas cuando no se diseñaron, ejecutaron y monitorearon adecuadamente. Se han presentado liberaciones accidentales de lechadas inyectadas, así como taponamiento y pérdida de pozos de inyección, en algunas operaciones de reinyección de recortes (Guo, et al., 2005).

Entender las necesidades de los operadores, los desafíos y las regulaciones de los países, influyen en los criterios de toma de decisiones que usualmente se basan en tres factores principales: el medio ambiente, los costos y las operaciones. La planificación cuidadosa del trabajo, el diseño adecuado de la operación, el estricto aseguramiento de la calidad y el monitoreo y análisis sistemáticos son claves para el éxito de las operaciones de eliminación de desechos (Ahmed & Guo, 2001).

Considerando la complejidad del desarrollo de las operaciones petroleras debido a la alta sensibilidad de la zona, se requiere una cuidadosa planificación, para determinar las formaciones que permitirán una inyección a largo plazo.

La consideración más importante para todas las operaciones de inyección es la protección de las aguas subterráneas (Keck, 2002). A fin de disponer de un instrumento eficiente que permita la protección de las aguas subterráneas, se analizaron características e información técnica disponible del pozo, y, en algunos casos, mediante correlación de pozos cercanos que permiten la identificación y selección de la formación de disposición en el pozo inyector perteneciente al Bloque 31.

La identificación de una formación de disposición apta para la disposición de recortes tiene como objetivo asegurar la contención de los residuos dispuestos; es decir, los recortes inyectados no deben fluir a la superficie o a los acuíferos de agua dulce, así como mitigar los posibles riesgos operacionales y minimizar la amenaza a cualquier pozo del Bloque y futuros planes de desarrollo. Dicho de otra manera, los residuos inyectados no deben representar una amenaza para los pozos existentes ni para las operaciones de futuras perforaciones (Ahmed & Guo, 2001).

La selección de la formación se sustenta en un análisis multidisciplinario, sobre la base de la información litológica, estratigráfica, estructural y sísmica, para evaluar: Identificación de secuencias apropiadas, presencia de zonas presurizadas, identificación de fracturas naturales, planos de fallas y propiedades petrofísicas de la formación.

Se realizó el diseño cuidadoso y el trabajo de ingeniería para establecer la estrategia y los parámetros de inyección para mitigar o minimizar los riesgos potenciales (Ahmed & Guo, 2001). Para identificar las formaciones, específicamente los intervalos de las formaciones que cumplen con las características geológicas básicas para este estudio, se realizaron correlaciones estratigráficas con base en registros eléctricos y masterlogs de pozos del Bloque 31. Dentro del análisis se incorporaron pozos adicionales al elegido, con el objetivo de observar la continuidad de las formaciones e intervalos visualizados tanto hacia el Sur como hacia el Norte dentro del Bloque.

La economía de las operaciones de inyección mejora a medida que la industria adquiere experiencia con la tecnología, con beneficios adicionales de las economías de escala ofrecidas por las instalaciones de inyección de gran capacidad (Keck, 2002). Con el propósito de destacar los beneficios económicos provenientes de la disposición por reinyección de recortes, se consideran los costos denominados evitables al adoptar la reinyección de recortes como método de disposición.

En áreas remotas o ambientalmente sensibles, la gestión de residuos de perforación puede ser compleja. Cuando no están disponibles otras opciones de tratamiento, o son complejas desde el punto de vista logístico, la inyección de recortes y de residuos asociados en formaciones subterráneas puede ser el único método de eliminación ambientalmente aceptable (Soriano, et al., 2015).

El éxito del proyecto de reinyección de recortes de perforación involucra varios aspectos de la tecnología, tales como planificación cuidadosa, diseño adecuado e ingeniería, permisos, monitoreo, seguridad operacional, gestión de riesgos y procedimientos operativos de contingencia (Ahmed & Guo, 2001).

El establecimiento de medidas ambientales de prevención y control de impactos ambientales del proceso de reinyección de recortes, considerando lo dispuesto en el Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador sobre la reinyección de agua y desechos líquidos, asegura que los riesgos potenciales sean identificados y mitigados para evitar incidentes durante la ejecución de la operación. Aunque la extensión de los requisitos de monitoreo por diferentes agencias puede variar considerablemente, se provee una base de lineamientos a fin de garantizar un trabajo seguro para el personal (Guo & Ahmed, 2003).

2. METODOLOGÍA

2.1 Análisis técnico – ambiental

La factibilidad de la reinyección de recortes en una formación depende de la capacidad que el estrato tenga de contener y almacenar, así como de permitir la inyección a través de sus poros. Una vez seleccionada la formación, se procede a diseñar la lechada, lo que permite determinar la reología necesaria para optimizar la disposición en la formación, lo que se verifica mediante el análisis de simulaciones que permiten establecer el comportamiento del fluido inyectado así como de la fractura generada en la formación receptora.

a) Contención

Las formaciones deben satisfacer requerimientos de nivel geológico, que permitan garantizar la capacidad de contención; es decir, en el interior de la formación la lechada inyectada se encuentre inmobilizada. Según lo dispuesto en el reglamento, se requiere que las formaciones receptoras se encuentren separadas por estratos impermeables, asegurando la contención de la lechada reinyectada. Por lo tanto, se analizaron las características geológicas, así como la disposición estratigráfica, para disponer de forma segura la lechada inyectada, evitando la contaminación a formaciones aledañas.

Los sellos superiores e inferiores impiden el flujo de fluidos a formaciones no adecuadas para la disposición de recortes; mediante la descripción litológica de Hollín y Napo (Wasson & Sinclair, 1927), se establecieron las formaciones que presentan dichos sellos.

La presencia de fallas, es decir de una fractura en la formación desplazándose hacia arriba o hacia abajo, o lateralmente en posición relativa a la roca al otro lado de dicha fractura (DATALOG Wellsite Operations Manual, 2001), puede llegar a establecer una comunicación de la formación a ser inyectada con: la superficie, acuíferos o zonas productoras. Por lo tanto, mediante el análisis de la sección sísmica, se determinó la presencia de fallas, anticipando posibles inconvenientes en la contención.

Posterior a la verificación de la contención vertical de las formaciones candidatas para la reinyección de recortes de perforación, mediante la correlación de los registros de Gamma Ray, del pozo X, junto a seis pozos, que en conjunto atraviesan el Bloque, se analizó la correspondencia de contención entre ellos.

b) Almacenamiento

El Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas (RAOHE, D. E. 1215), requiere que el uso de la formación no ponga en peligro capas de agua dulce en el área. Para ello, en el punto a realizarse el almacenamiento, la zona porosa de la formación, se realizó el análisis con el fin de ejecutar una operación segura, que cumpla con las regulaciones.

Mediante la continuidad lateral, es decir la sucesión hacia los extremos del estrato (Vera Torres, 1994), donde un estrato presenta la misma edad a lo largo de su extensión horizontal, se determinó la continuidad disponible para almacenamiento de la lechada inyectada.

Las mejores zonas para propagar una fractura hidráulica exhiben propiedades geomecánicas favorables para el fracturamiento. Dicho de otra manera, muestran un contraste entre las formaciones receptoras y las zonas sellos (superiores e inferiores). Mediante las propiedades geomecánicas se planificaron los límites de la propagación vertical a la zona de interés, confinada por zonas más deformables elásticamente.

Los esfuerzos y las resistencias de la formación exhiben los rangos bajo los cuales la roca tiende a deformarse, mostrando las zonas fracturables y la presencia de sellos. Los valores más altos del módulo Young, ángulo de fricción, cohesión y UCS indican la presencia de arenas y calizas, en contraste con valores más bajos presentes en zonas arcillosas, permitiendo la evaluación del comportamiento del macizo rocoso (Rodríguez, 2012).

El gradiente de fractura, estima las presiones requeridas para proceder con el fracturamiento hidráulico (Pérez Huaynalaya, 2010), además de permitir establecer, mediante el análisis del comportamiento del suelo y de las rocas, el contraste entre los intervalos de interés y las formaciones sello supra y subyacentes. Se presentó una curva del gradiente de fractura, que integra el comportamiento de las curvas de esfuerzo mínimo, presión de poro y módulo de Poisson. Producto del contraste de formaciones secuenciales, si el diferencial de los valores de gradiente de fractura es mayor a 2, es un buen sello, si es que se encuentra entre 1 y 2, es un sello regular y si el gradiente es menor a 1, es un mal sello.

La capacidad de almacenamiento de una formación está concatenada con el espesor, se pudo medir el espesor empleando los mapas isópacos, que muestran una curva de contorno mediante curvas trazadas por puntos de igual espesor, representando los espesores variables de una unidad estratigráfica, que permiten conocer la distribución y la longitud de

los intervalos disponibles para el fracturamiento y la disposición de los recortes (Mier, et al., 2016).

Además de un adecuado espesor, la formación debe tener una alta porosidad y permeabilidad que permita el flujo de un fluido a través de la formación para su almacenamiento. El índice de almacenamiento, es un número adimensional que permitió contrastar las zonas de mayor y menor capacidad de almacenaje de una misma formación.

c) Inyectividad

El Reglamento Ambiental establece la necesidad de asegurar las formaciones en el área de la operación, por lo que se necesita asegurar una buena inyectividad para no comprometer a formaciones vecinas.

Una disminución de la inyectividad de la fractura tiene un impacto negativo en la reinyección. La pérdida de inyectividad en la fractura restringe el flujo de fluidos del pozo hacia la formación. El análisis de la inyectividad se puede realizar mediante el producto entre la permeabilidad de la formación y el espesor de la formación, denominado capacidad de flujo; que proporciona la capacidad de un fluido para moverse a través de un medio poroso (Schlumberger, 2017). El índice de flujo es adimensional e indica las zonas con mejor permisibilidad de flujo relativas al campo.

Para precautelar la integridad de la formación seleccionada y asegurar la inyectividad en las formaciones, se procedió a interpretar las propiedades físicas y químicas de las rocas y su interacción con fluidos, esto se realiza leyendo datos de los perfiles del pozo. El análisis petrofísico proporcionó los valores de porosidad total, volumen de arcilla, porosidad efectiva, saturación de agua y permeabilidad. Para la evaluación petrofísica se consideraron los cálculos de las siguientes propiedades físicas de la Tabla 1.

Tabla 1. Propiedades físicas y métodos para la evaluación petrofísica del pozo X.

Propiedad Física	Método
Volumen de Arcilla	Métodos lineales del GR
Porosidad	Perfiles disponibles (Densidad y Sónico) combinando los registros de Gamma Ray
Saturación de Agua	Modelo de Indonesia
Permeabilidad	Mediciones en núcleos con relación a los registros

Elaborado por: Kevin Torres, 2017

La correlación estadística, entre el flujo óptimo a través de las rocas y los radios de las gargantas de poros, cuando el 35% del espacio poroso de una roca está saturado con una fase que no humedece, durante una prueba de presión capilar, se denomina garganta de poro r_{35} , el cual es conveniente para caracterizar un sistema poroso (Frisneda, 2005) (Figura 1), para evaluar la inyectividad en la formación.

Tipo de Roca	R (μ)
 Megaporoso	>10
 Macroporoso	2.0 - 10.0
 Mesoporoso	0.5 - 2.0
 Microporoso	0.1 - 0.5
 Nanoporoso	<0.1

Figura 1. Clasificación de tipos de roca según radio de garganta de poros.

Fuente: Hartmann & Beaumont, 1999.

d) Análisis de interferencia

Aplicando un simulador numérico que permite estimar parámetros del reservorio como el volumen poroso y la transmisibilidad en todas las direcciones (Aguirre Quinteros, 2008), se determinó la tendencia de invasión del filtrado de la lechada desde el pozo re-inyector X hacia las áreas de drenaje, para proteger los pozos vecinos, así como las formaciones sub y suprayacentes.

Las simulaciones de invasión de filtrado se realizaron asumiendo un proceso de inyección continua, de un volumen de lechada de 170000 Bls.

e) Diseño de la lechada

El adecuado diseño de la lechada permitió establecer las características ideales para una inyección eficiente, donde el fluido se prepara en función de las propiedades físico-químicas de la formación. Se prepararon tres opciones de lechadas diferentes para ser inyectadas en

la formación, con 10%, 20% y 30% de sólidos en su volumen, para determinar así el desempeño de las formulaciones tentativas (Anexo 2. Tabla 2).

A fin de utilizar criterios previos, a los resultados de las pruebas de laboratorio, se correlacionó la información obtenida con datos previamente recopilados de operaciones de reinyección de cortes realizadas en la región (Anexo 2. Tabla 3).

f) Fracturamiento hidráulico

Como la fractura se propaga e interactúa con el reservorio (Serebrinsky, et al., 2016), se realizó la simulación para prever la variación de la longitud, altura, ancho, así como el estimar volumen máximo de lechada capaz de admitir la formación sin comprometer a formaciones vecinas.

El fracturamiento fue evaluado en base a diferentes tasas de bombeo: 4, 6 y 8 barriles por minuto. De operaciones previas se conoce que no es recomendable tasas de bombeo menores a 6 bpm, ya que bajas tasas permiten que los sólidos de la lechada se sedimenten más rápidamente produciendo reducción en la inyectividad; sin embargo, se considera una inyección de 4 barriles por minuto para realizar comparaciones.

Los sólidos de la lechada variaron en concentraciones de: 10%, 20% y 30%. El hecho de variar el porcentaje de los sólidos en la lechada afecta las demás propiedades como son: la densidad, la viscosidad y el filtrado entre otras.

2.2 Análisis económico

Se realizó el análisis económico en base a los costos evitables al seleccionar la reinyección como método de disposición, contrastando con los costos que se asumen mediante el manejo convencional de desechos como son las piscinas de recortes.

a) Costos de reinyección

La reinyección de cortes se compone de dos etapas: Molienda e Inyección. La primera etapa comprende los sistemas combinados de degradación y control granulométrico de los desechos de perforación, mediante los cuales se formó la lechada de inyección. La segunda etapa es la encargada de la disposición de la lechada de inyección en el subsuelo mediante la aplicación de bombeo hidráulico. Para el análisis económico de las dos etapas propuestas (Tabla 4), se adicionaron los costos de logística y otros gastos incurridos durante la operación.

Tabla 4. Costo por pozo con reinyección de recortes.

ETAPA	COSTO (USD)
COSTOS DE MOLIENDA	22 582
COSTO DE REINYECCIÓN	326 098
LOGÍSTICA Y OTROS	45 630
TOTAL	394 310

Elaborado por: Kevin Torres, 2017.

b) Costos de disposición convencional

La comparación entre los valores del tratamiento y de la disposición convencional en piscinas (Tabla 5), presentó más etapas en su desarrollo.

Tabla 5. Costo por pozo con disposición convencional

ETAPA	COSTO (USD)
DESHIDRATACIÓN DE LODOS	43 503
AGUA TRATADA	54 524
PISCINA DE RECORTES	61 760
LOGÍSTICA	115 464
TOTAL	275 251

Elaborado por: Kevin Torres, 2017.

Además, el Reglamento Ambiental de Operaciones Hidrocarburíferas determina que las piscinas secas que no contienen agua pero si crudo o lodos de perforación en su fondo deben ser remediadas, lo que genera un rubro adicional al costo de la disposición convencional (Tabla 6).

Ante la complejidad de la operación de remediación, esta no se la realiza en el Bloque 31; los recortes deben ser transportados a Orellana, lo que incrementa los costos.

Tabla 6. Costo por pozo por remediación

ETAPA	COSTO (USD)
REMEDIACIÓN	366 587
TRANSPORTE	343 413
DISPOSICIÓN CONVENCIONAL	275 251
TOTAL	985 251

Elaborado por: Kevin Torres, 2017.

c) Costos ambientales

El costo más importante, pero incalculable, es el ambiental, ya que al compartir el área del Bloque 31 con una reserva de la biosfera, su riqueza natural es de las mayores del planeta; la política de descarga cero es imprescindible en áreas sensibles como ésta.

La valoración de los costos ambientales está determinada por el grado de deterioro que ha generado al ambiente. Se calcularon los costos medio ambientales evitables, que son el resultado individual de las actividades que afectan la calidad ambiental (Becerra, et al., 2011).

La tecnología para la disposición de recortes debe ser amigable con el ambiente para cumplir con los requerimientos del Reglamento Ambiental de Actividades Hidrocarburíferas, debido a la localización del Bloque, la tecnología debe ser flexible a diferentes corrientes de desechos tales como: cortes de perforación, aguas de producción, arena producida, agua de formación, aguas no reusables, fluidos de perforación, desechos de lavados de tanques, etc. Si la disposición de los recortes de perforación es en superficie, se requiere de control y monitoreo para verificar el cumplimiento de los límites establecidos en el reglamento (Anexo 2. Tabla 7), para evitar la contaminación ambiental.

2.3 Plan de prevención y mitigación de impactos

A fin de prevenir los potenciales impactos relacionados a las actividades planificadas en la inyección de rípios del pozo X, se establecieron medidas ambientales de prevención y control de impactos ambientales, sustentados además por lineamientos de operación a fin de garantizar un trabajo seguro.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1 Técnico – ambientales

a) Contención

Desde el punto de vista de contención y sobre la base de la descripción litológica, las formaciones M1, M2, US, UI, TS, TI y HI presentan buenas características iniciales para ser consideradas como formaciones receptoras; la contención de los fluidos se ve facilitada al ser formaciones arenosas con buenos sellos.

Adicionalmente, el Bloque 31 (Anexo 1. Figura 2) presenta una falla inversa de tipo transpresional dextral (Anexo 1. Figura 3), tiene una vergencia hacia el Oeste y un salto

aproximado entre 150 y 200 pies. La falla regional se encuentra aproximadamente a 600 m del pozo X.

De lo provisto en la correlación del registro litológico Gamma Ray (Anexo 1. Figura 4) de los seis pozos del Bloque, el campo presenta una tectónica relajada con continuidad de las formaciones.

b) Almacenamiento

Las correlaciones estratigráficas se realizaron con varios pozos pertenecientes al mismo Bloque (Anexo 1. Figura 5), que verifican la continuidad lateral de las formaciones de interés para la reinyección de desechos, que son: M1, M2, US, UI, TS, TI y HI. Se identifica una excelente continuidad lateral a excepción de BT. También se evidencia un buen espesor en las formaciones: U, T, y H en contraste con las formaciones BT, M1 y M2 que presentan de moderado a pobre espesor. Por lo expuesto, las formaciones U, T y H son las formaciones candidatas para el almacenamiento de la lechada.

Los valores más altos de las propiedades mecánicas se encuentran en las formaciones U y T (Anexo 1. Figura 6); arenas a ser consideradas como las formaciones ideales para la reinyección, sin embargo esta determinación debe ir sustentada por análisis adicionales.

Con el análisis geomecánico de los intervalos de interés, se jerarquizan las formaciones: Arenisca Ti y Arenisca Ui, por presentar sellos supra y subyacentes regulares que permiten el almacenamiento de forma segura, mientras que la formación Hollín presenta un mal sello, por lo que pierde relevancia por no asegurar el almacenamiento de la lechada. .

En la arenisca U inferior (Anexo 1. Figura 7), los mayores espesores se encuentran alrededor del pozo Z y con valores ligeramente más bajos alrededor del pozo X. En la arena T inferior (Anexo 1. Figura 8), se observa que los mayores espesores están alrededor del pozo T, cercano al X. En la formación Hollín inferior (Anexo 1. Figura 9), se muestra que el mejor desarrollo arenoso se encuentra alrededor de los pozos X y Y.

En los tres intervalos evaluados, el espesor no difiere significativamente del espesor total, por lo que se considera como un espesor de intervalo disponible para el fracturamiento y la disposición de los desechos.

De los mapas isópacos del Bloque, son mayores los valores obtenidos en el pozo X (Tabla 8), a excepción de la formación Ti, que es un 30% menor en relación a la formación del pozo de mayor espesor.

Tabla 8. Valores isópacos del pozo X

FORMACIÓN	VALOR	VALOR MÁXIMO DEL CAMPO
Ui	103.25	103.25
Ti	71	101.71
Hi	76.50	76.50

Elaborado por: Kevin Torres, 2017.

Mediante la mecánica de rocas, se establece que las formaciones areniscas T superior y T inferior (Anexo 1. Figura 10) presentan sellos regulares con las formaciones supra y subyacentes. De manera similar las formaciones areniscas U superior y U inferior (Anexo 1. Figura 11) presentan sellos regulares con las formaciones supra y subyacentes. Las formaciones areniscas Hollín superior y Hollín inferior (Anexo 1. Figura 12) presentan un mal sello con las formaciones supra y subyacentes.

A partir de los valores de la porosidad, en la formación U inferior (Anexo 1. Figura 13), los mayores valores de almacenamiento están alrededor del pozo Z; por lo tanto esta arenisca puede ser una excelente candidata para reinyección de los rípidos. En la formación T inferior (Anexo 1. Figura 14), la mejor zona de almacenamiento está alrededor de los pozos T y Z. En la formación hollín inferior (Anexo 1. Figura 15), las mejores zonas se localizan entre los pozos X y T, y alrededor del pozo Y.

De los mapas de isoíndice de almacenamiento del Bloque, los valores obtenidos en el pozo X (Tabla 9), solo la formación Hollín presenta el mayor valor; en la formación Ui el valor es 22% menor al máximo valor de isoíndice de almacenamiento y 38% menor en la formación Ti, de los pozos de valores máximos.

Tabla 9. Valores isoíndice de almacenamiento del pozo X

FORMACIÓN	VALOR	VALOR MÁXIMO DEL CAMPO
Ui	16.68	21.28
Ti	12.08	19.39
Hi	11.86	11.86

Elaborado por: Kevin Torres, 2017.

c) Inyectividad

De los mapas de isoíndice de flujo del Bloque se determina la capacidad de un fluido para movilizarse a través de un medio poroso. En la formación U inferior (Anexo 1. Figura 16), se observa que los valores más altos de Isoíndice de Flujo se encuentran alrededor de los

pozos T y Z. En la formación T inferior (Anexo 1. Figura 17), los mejores valores de índice de flujo, están alrededor de los pozos T y U, en las cercanías del X. En la formación hollín inferior (Anexo 1. Figura 18), se presentan los valores más altos alrededor del pozo T, en menor cantidad alrededor del pozo X.

De los valores obtenidos en el pozo X (Tabla 10), ningún valor del pozo X es el máximo en relación a los diferentes pozos del mismo Bloque, el valor de U_i difiere en 51% menos que el valor máximo, el valor de T_i difiere en 60% menos del valor máximo, mientras que en H_i el valor difiere en 48% del valor máximo.

Tabla 10. Valores isoíndice de almacenamiento del pozo X

FORMACIÓN	VALOR	VALOR MÁXIMO DEL CAMPO
U_i	7.65	15.57
T_i	6.63	16.54
H_i	4.63	8.92

Elaborado por: Kevin Torres, 2017.

En el análisis petrofísico de la arenisca U (Anexo 1. Figura 19), se nota predominancia de roca entre mega y macro porosa. Se desarrolla en 200 pies de espesor de arena, a la cual se la evidencia como consolidada, presentando una porosidad de 17 – 23%, se encuentra 100% saturada de agua de formación.

La interpretación petrofísica del pozo X, en la zona de la Arenisca T (Anexo 1. Figura 20), permite notar la predominancia del tipo de roca macroporosa, lo que indicaría un radio de garganta poral mayor a 2 y menor que 10 micrones. El espesor de la arena está entre 150-200 pies, presentando una porosidad de 16-29 %, se encuentra igualmente 100% saturada por agua de formación.

En la interpretación petrofísica del pozo X, en la zona de la Hollín (Anexo 1. Figura 21), se puede notar la predominancia del tipo de roca macroporosa. El espesor de la arena consolidada es de 100 pies, presentando una porosidad de 13-21%, se encuentra 100% saturada por agua de formación.

De la información obtenida del modelo petrofísico, las formaciones se encuentran totalmente saturadas de agua de formación, lo que es favorable para el cumplimiento de las regulaciones. Mediante el contraste de los resultados obtenidos por las formaciones (Tabla 11), se determina que la formación T presenta características favorables para la reinyección de recortes, donde se evidencia el mayor espesor con la mayor porosidad.

Tabla 11. Valores petrofísicos del pozo X

FORMACIÓN	DESCRIPCIÓN DEL PORO	ESPESOR (ft)	POROSIDAD (%)
U	Mega-Macro	200	17 - 23
T	Macro	150 - 200	16 - 29
H	Macro	100	13 - 21

Elaborado por: Kevin Torres, 2017.

d) Análisis de interferencia

En la arenisca U inferior el límite vertical establecido para la inyección en la Arenisca U Inferior fue hasta alcanzar la Arenisca M2 y el límite areal fue la falla ubicada a 600 m. El pozo más cercano que atraviesa U Inferior es el pozo T, que se encuentra a una distancia de 1018 m. Inyectando un volumen de 170000 Bls, la lechada no alcanza ninguno de estos límites, a pesar de que el filtrado se encuentra muy cerca de la Base de la Arenisca M2 (Anexo 1. Figura 22). Se determina que crece asimétricamente entre Us y BUi.

El primer límite alcanzado por la lechada es la Arenisca M2, esto ocurre cuando se inyectan aproximadamente 1200000 Bls de lechada (Anexo 1. Figura 23). Se observa que la invasión crece asimétricamente entre BUi y Us, y alcanza BM2. No alcanza el límite areal (Falla), sin embargo alcanza el límite vertical (M2).

Para la inyección en la Formación T Inferior, la invasión del filtrado se limitó verticalmente hasta alcanzar la Arenisca U Inferior y el límite areal fue la falla ubicada a 600 m. Inyectando un volumen de 170000, la fractura crece asimétricamente entre BUi y BTi. No alcanza el límite areal (Falla), ni el vertical (M2); sin embargo, el filtrado llega hasta la Base de U Inferior (Anexo 1. Figura 24). El volumen máximo admitido por esta formación fue de 2 300 000 bls, con este volumen no existe riesgo de que la lechada llegue a la falla (600 m), ni a pozos vecinos (1018 m) o formaciones de interés (Arenisca M2), (Anexo 1. Figura 25). Crece asimétricamente entre BUi y Hs. No alcanza el límite areal (Falla), sin embargo alcanza el límite vertical (Ui).

Desde el punto de vista de diseño de la fractura y análisis de interferencia, las formaciones para la reinyección de desechos de perforación se jerarquizan como: Arenisca T Inferior y Arenisca U Inferior, debido a la presencia de sellos locales/regionales y a las diferencias de gradientes de fracturas con las formaciones supra y subyacentes, lo que genera una mayor seguridad para no contaminar o invadir formaciones que se encuentran cerca al pozo de

disposición. Además que las formaciones restantes, perdieron consideración al no aprobar completamente los filtros de contención, almacenamiento e inyectividad.

Del análisis realizado, hasta este punto, a las formaciones para evaluar su capacidad para contener, almacenar, permitir la inyección, así como su no interferencia con pozos vecinos, se determina que el intervalo de reinyección que mejor cumple con los requerimientos es la arena T inferior; es decir, desde los 7061 ft hasta los 7140 ft del pozo inyector X.

e) Diseño de la lechada

Luego de la comparación, se identifica que la formulación 1 (10 % de sólidos) no presenta control de filtrado, por lo que se la descarta.

Las formulaciones con 20% de contenido de sólidos presentan una reología que se encuentra dentro del rango convencional para lechadas de reinyección. Además, considerando que la geometría de fractura no varía si se utiliza 10 y 20%; sin embargo, con una lechada de 20% es posible disponer mayor cantidad de desechos.

f) Fracturamiento hidráulico

En la formación U inferior se muestran las dimensiones de la fractura para un volumen total inyectado de 170000 barriles (Anexo 1. Figura 26), volumen estimado de recortes generado por la perforación de 7 pozos, con contenidos de sólidos de 20 % (Tabla 12). El crecimiento vertical de la fractura se encuentra limitado a 6600 ft que es la base de la Arenisca M2, permitiendo un volumen máximo de almacenamiento de 1200000 barriles. La longitud de la fractura en la arenisca U inferior es de 136-147 pies, la altura varía entre 198-210 pies mientras que el ancho es de 0.17 – 0.26 pulgadas.

Tabla 12. Propiedades de lodos con concentración de sólidos de 20%.

Concentración de sólidos (%)	Densidad de lechada (ppg)	Tasa de inyección (bpm)	TVD inicio de fractura	Shmin (psi/ft)
20%	11.52	6	6826	0.61

Elaborado por: Kevin Torres, 2017.

Respecto a la formación T inferior, se muestran las dimensiones de la fractura para un volumen total inyectado de 170 000 Bls (Anexo 1. Figura 27), con propiedades de lodo con contenidos de sólidos de 20% (Tabla 13). El crecimiento vertical de la fractura se encuentra limitado a 6883 ft que es la base de la Arenisca U Inferior, permitiendo un volumen máximo

de 2 300 000 barriles. La longitud de la fractura en la arenisca T inferior es de 154-173 pies, la altura varia entre 184 - 192 pies mientras que el ancho es de 0.22 – 0.30 pulgadas. Remarcando que a medida que aumenta la tasa de inyección, aumentan las dimensiones de la fractura.

Tabla 13. Propiedades de lodos con concentración de sólidos de 20%.

Concentración de sólidos (%)	Densidad de lechada (ppg)	Tasa de inyección (bpm)	TVD inicio de fractura	Shmin (psi/ft)
20%	11.52	6	7102	0.6

Elaborado por: Kevin Torres, 2017.

De las simulaciones de sensibilidades considerando diferentes porcentajes de sólidos de la arenisca T inferior (Anexo 1. Figura 28), se evidencia que con un mismo volumen de lechada, no se aprecian variaciones significativas de las dimensiones de fractura considerando diferentes tasas de bombeo (4, 6 y 8 bpm) y utilizando concentraciones de sólidos entre 10 – 20%. Para las lechadas con concentración de sólidos de 30% existen variaciones considerables de ancho, longitud y altura. Es decir, existe menor control de la geometría de fractura.

Se recomienda una tasa de inyección de 6 bpm, ya que valores más bajos podrían aumentar los riesgos de arenamiento, además se obtienen dimensiones más controladas de la fractura en comparación con los resultados obtenidos para una tasa de bombeo de 8 bpm.

3.2 Económicos

a) Costos económicos

Inicialmente, el costo generado por la reinyección de recortes es un 43% mayor al generado por la disposición convencional (sin considerar una remediación), haciendo referencia a un solo pozo. Sin embargo, el volumen de la lechada a reinyectarse depende de las características de la formación, según el análisis realizado, en la arena T inferior se puede reinyectar hasta 2 300 000 barriles, que es el equivalente aproximado a los residuos provenientes de 92 pozos, lo que representa beneficio económico al considerar la reinyección de varios pozos en una misma formación.

Por lo tanto, en la reinyección de recortes, el costo por barril inyectado es inversamente proporcional al volumen inyectado, a diferencia de la disposición convencional, que presenta un crecimiento lineal con respecto al volumen inyectado.

b) Costos ambientales

Ambientalmente, la reinyección de recortes cumple con las regulaciones locales, ya que al seleccionarla como método de disposición, elude el contacto entre los residuos y el ambiente durante la generación, manejo o ubicación de los recortes. Adicionalmente, prioriza la reducción del área dispuesta para la operación de disposición de recortes, el área utilizada para la disposición de recortes mediante la reinyección se ve significativamente reducida respecto al área utilizada por el método convencional. Como resultado, menor cantidad del área natural será modificada, ya que solo se requerirá para la ubicación de los equipos de reinyección.

3.3 Plan de prevención y mitigación de impactos

Estas medidas están realizadas a partir de las vulnerabilidades localizadas en la operación de reinyección (Tabla 14), y se pretende evitar que fluidos o ripsos de perforación afecten suelos o cuerpos de agua, logrando el cumplimiento del Reglamento Ambiental de Operaciones Hidrocarburíferas y reduciendo el impacto ambiental, conteniendo así de forma segura el desecho inyectado en el subsuelo.

Tabla 14. Vulnerabilidades y medidas adoptadas para la prevención y control de impactos ambientales.

VULNERABILIDAD	MEDIDA
DERRAME	Disponer de un sistema de drenaje perimetral en la plataforma del pozo reinyector que desemboque en separadores de agua - aceite o piscinas de recolección
	Los recipientes para contener combustibles deberán mantenerse herméticamente cerrados, a nivel del suelo y aislados mediante un material impermeable y rodeados de un cubeto técnicamente diseñado para el efecto, con un volumen igual o mayor al 110% del tanque mayor.
	Poseer un equipo de control para derrames
	Capacitar al personal acerca del manejo de combustibles, planes de contingencias y uso del equipo de seguridad industrial.

FUGA	<p>Construcción alrededor del cabezal del pozo de un contrapozo de dimensiones pequeñas, que sirva de recolector de posibles fugas pequeñas de fluidos.</p> <p>Construcción de un sistema de drenaje secundario en las áreas de manejo de fluidos de reinyección, con geomembrana.</p> <p>Instalación de los tanques sobre superficies impermeables.</p>
DEGRADACIÓN DEL SUELO	De ser posible, reemplazar los productos químicos que se utilizan en estas actividades, por productos naturales y/o biodegradables.
EMISIONES	Calibración de los motores a combustión, que se empleen en la etapa de reinyección.
TRANSPORTE	<p>Utilización de camiones de vacío para transportar los fluidos de perforación destinados para la reinyección desde los taladros de perforación, hasta la facilidad de reinyección de fluidos.</p> <p>Procesamiento de los fluidos de desecho bajo las especificaciones esperadas de densidad y viscosidad. Posteriormente, el fluido de desecho es movido mediante bomba centrífuga hacia la bomba triplex de alta presión la cual inyecta el fluido en el subsuelo hacia la formación receptora creando un sistema de fracturamiento hidráulico que va a contener de forma segura el desecho inyectado.</p>
TAPONAMIENTO	Transferencia del material a ser procesado y reinyectado, a una unidad de procesamiento del fluido de desecho, mediante una variedad de tecnologías de transporte entre las cuales destacan: sistemas de vacío, tornillo transportador o sistemas de transporte neumático.
INYECCIÓN	Uso de bombas de alta presión, las cuales garantizan que el fluido sea inyectado hacia la formación receptora

creando un sistema de fracturamiento hidráulico.

Monitoreo y análisis permanentemente de presiones durante el proceso de reinyección.

Elaborado por: Kevin Torres, 2017.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El volumen estimado de desechos a reinyectar por pozo es de 25 000 barriles, para este análisis se estimó la reinyección del desecho de aproximadamente 7 pozos (170 000 barriles), con la cual todos los intervalos analizados son capaces de contener los desechos sin afectar a los pozos vecinos.
- Las formaciones más idóneas para la reinyección de desechos en el Campo X, después de analizar las características de contención, almacenamiento e inyectividad, son: Arenisca T Inferior y Arenisca U Inferior, con volúmenes máximos de lechada estimados para evitar interferencia de 2 300 000 barriles (Arenisca T inferior) y 1 200 000 barriles (Arenisca U Inferior), lo que es equivalente a 92 pozos y 48 pozos, respectivamente.
- Para tener dimensiones más controladas de la fractura se realizó el análisis con 3 fluidos con contenidos de sólidos de 10%, 20% y 30% (9.86, 11.52 y 12.95 ppg), y tamaño de partículas hasta 178 micrones. Las sensibilidades realizadas mostraron que la concentración de sólidos óptima para la inyección es cercana al 20%, y la tasa de bombeo recomendada es de 6 bpm.
- La aplicación de la reinyección de recortes es económicamente viable así como ambientalmente amigable, lo que representa la solución para la disposición de recortes en áreas alejadas y de alta sensibilidad ambiental.
- La reinyección de recortes, a pesar que inicialmente para un solo pozo el costo operacional es mayor que el costo de la disposición convencional, a futuro resultan más económicos, ya que se pueden reinyectar varios pozos en la misma formación. En este trabajo la formación seleccionada tiene una capacidad para receptar los recortes producidos de hasta 92 pozos, desde el mismo pozo inyector.
- La reinyección de recortes evita el uso de grandes extensiones de terreno para construir piscinas de disposición, lo que mejora la eficiencia de la operadora con respecto al manejo de los recortes.

- Es necesaria la actualización del Reglamento Ambiental de Operaciones Hidrocarburíferas para incluir aspectos técnicos-ambientales que no han sido considerados, logrando una operación más segura y con responsabilidad ambiental en futuras operaciones.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aguirre, S. (2008). *Simulación numérica de yacimientos y determinación del mejor escenario de perforación de pozos para el campo Kupi*. Escuela Politécnica Nacional, Facultad de Geología y Petróleos, Quito.
- Ahmed, S. & Guo, Q. (2001). *Design Considerations in Drill Cuttings Re-Injection Through Downhole Fracturing* (SPE 72308 ed.). Bahrain.
- Becerra, K., Gómez, E., Pérez, G., & Reyes, R. (2011). *¿Cómo calcular los Costos Medioambientales? Caso: Empresa Gráfica de Cienfuegos*. Universidad de Cienfuegos Carlos Rafael Rodríguez, Departamento de Ciencias Contables, Cumanayagua.
- DATALOG Wellsite Operations Manual (2001). *Procedimientos y Operaciones en el Pozo*. Calgary.
- ENTRIX. (2006). *Proyecto de Desarrollo y Producción del Bloque 31-Estudio de Impacto y Plan de Manejo Ambiental* (Proyecto : 1109803 ed.). Quito.
- Frisneda, M. I. (2005). *Efectividad de las Ecuaciones de Pittman y de Winland para el cálculo de Permeabilidad en Areniscas*. Universidad Simón Bolívar Ingeniería Geofísica, Sartenejas.
- Gogan, R., Mattia, V., Oates, M., Gumarov, S., Shokanov, T., Mangiameli, R., et al. (2010). *Cuttings Re-Injection as an Environmentally Safe and Economically Efficient Drilling Waste Management Option for Karachaganak Field* (SPE 139768 ed.). Atyrau.
- Guo, Q. & Ahmed, S. (2003). *Worldwide Drill Cuttings Injection Permitting Requirements and Guidelines* (SPE 80587 ed.). San Antonio.
- Guo, Q., Geehan, T. & Pincock, M. (2005). *Managing Risks and Uncertainties in Drill Cuttings Re-Injection in Challenging Environments – Field Experience from Sakhalin Island* (SPE 93781 ed.). Galveston.
- Guo, Q., Geehan, T., & Ovalle, A. (2007). *Increased Assurance of Drill Cuttings Reinjection: Challenges, Recent Advances, and Case Studies* (SPE 87972 ed.). Kuala Lumpur.
- Keck, R. (2002). *Drill Cuttings Injection: A review of Major Operations and Technical Issues* (SPE 77553 ed.). San Antonio.
- Mier, R., Palmera, T., Luna, J., & Delgado, L. (2016). *Análisis estratigráfico y cálculo de reservas del Campo Escuela Colorado*. Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Minas.

- Pérez, K. (2010). *Estudio Geomecánico de un Pozo Exploratorio Petrolero Mediante la Aplicación de Conceptos Teóricos y Hojas de Cálculo*. Universidad Nacional de Ingeniería, Facultad de Ingeniería Geológica Minera y Metalúrgica, Lima.
- Pittman, E. (1989). *Nature of the Terry Sandstone reservoir*. Spindle Field.
- RAOHE. (D.E. 1215). *Reglamento Ambiental de Actividades Hidrocarburíferas*. From Ministerio del Ambiente: <http://www.ambiente.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2012/09/RAOHE-DECRETO-EJECUTIVO-1215.pdf>
- Rodríguez, R. (2012). *Modelo geomecánico*. From Universidad Nacional de Cajamarca: Diapositivas de Power Point
- Schlumberger. (2017). *OilfieldGlossary*. From http://www.glossary.oilfield.slb.com/terms/p/permeability_thickness.aspx
- Serebrinsky, A., Sánchez, M., Smilovich, D., Toscano, R., Rosolén, A., Goldschmit, M., et al. (2016). *Desarrollo Y Validación de un Simulador de Fracturamiento Hidráulico Orientado al Petróleo y Gas*. Asociación Argentina de Mecánica Computacional, Córdoba.
- Soriano, V., Estrada, E., Ascencios, E., Castañeda, E., Poclin, H., Perez, V., et al. (2015). *Application of Cuttings Reinjection Technology Eliminated Environmental Liabilities in a Remote and Mature Field in Peru* (SPE 177205 ed.). Quito.
- Vera Torres, J. A. (1994). *Estratigrafía Principios y Métodos*. Madrid: Rueda.
- Wasson, T., & Sinclair, J. (1927). *Geological explorations east of the andes in Ecuador*. Chicago.

ANEXOS

ANEXOS 1. FIGURAS

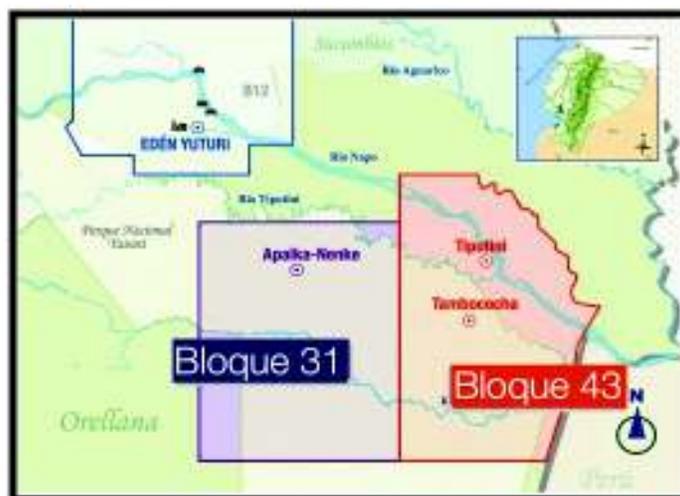


Figura 2. Ubicación del Bloque 31 en la Amazonia ecuatoriana.

Fuente: Cumplimiento de la Declaratoria de Interés Nacional y del Plan de Manejo Ambiental de los Bloques 31 y 43, Petroamazonas EP, 2014.

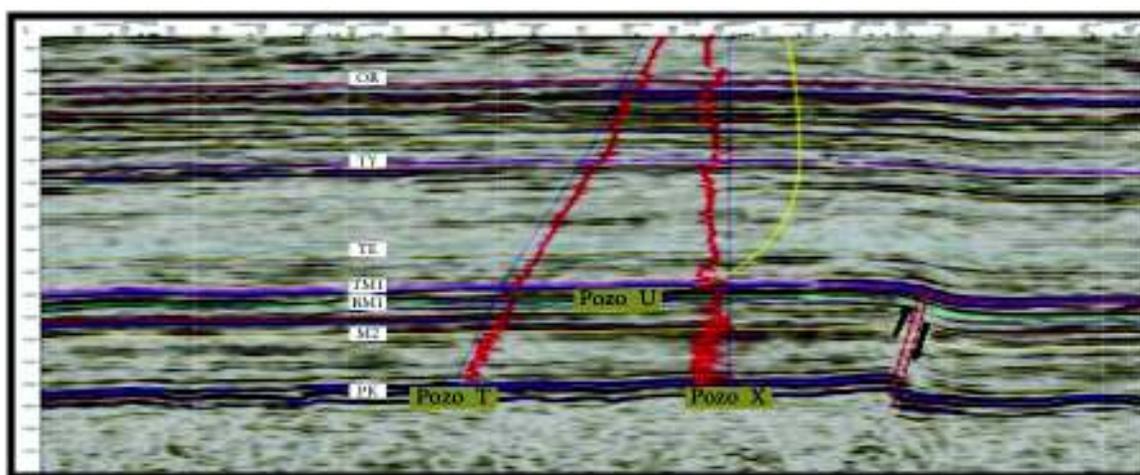


Figura 3. Sección sísmica NO-SE, indicando la falla inversa y horizontes sísmicos.

Fuente: Departamento de Yacimientos, Petroamazonas EP (2015).

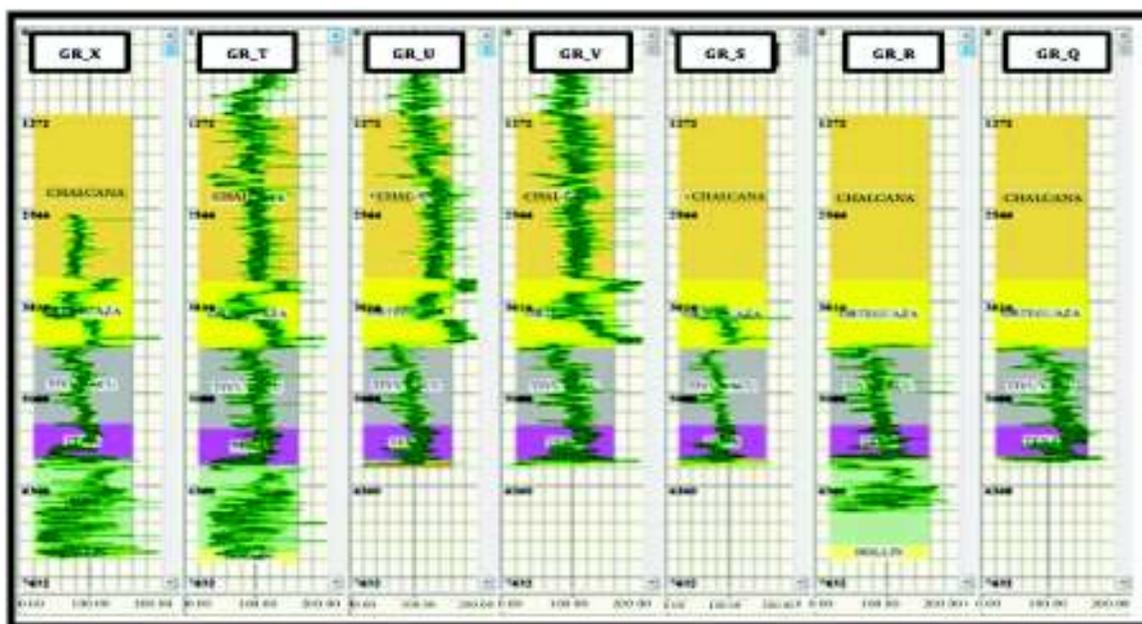


Figura 4. Comparación del registro Gamma Ray de varios pozos del mismo campo.

Fuente: Departamento de Yacimientos, Petroamazonas EP (2015).

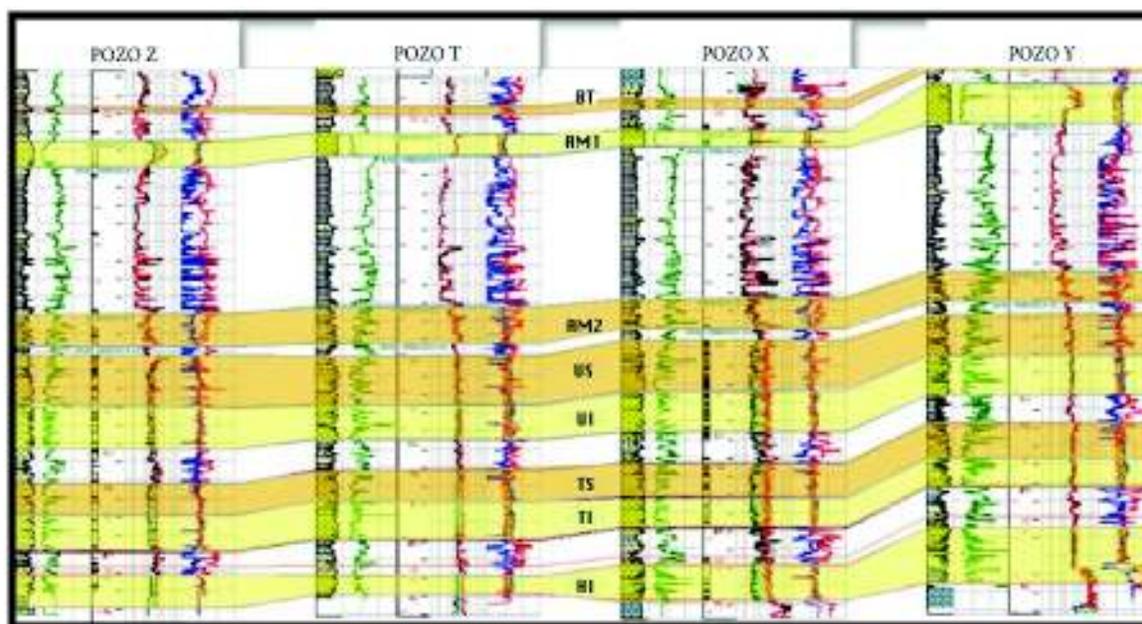


Figura 5. Correlación estratigráfica N-S para la sección del cretácico.

Fuente: Departamento de Yacimientos, Petroamazonas EP (2015).

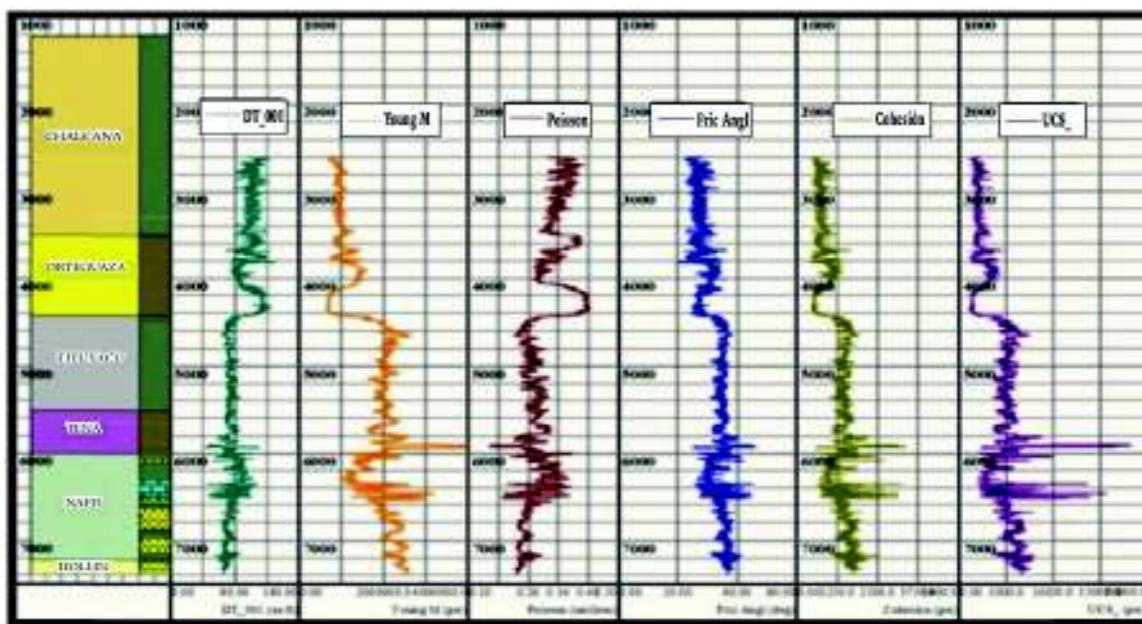


Figura 6. Perfiles de propiedades mecánicas para el pozo X.
Fuente: Departamento de Yacimientos, Petroamazonas EP (2015).

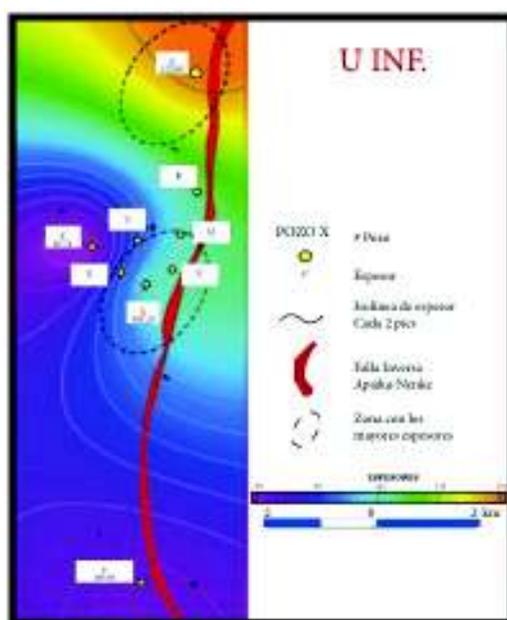


Figura 7. Mapa isópaco de la formación arenisca U inferior.
Fuente: Departamento de Yacimientos, Petroamazonas EP (2015).

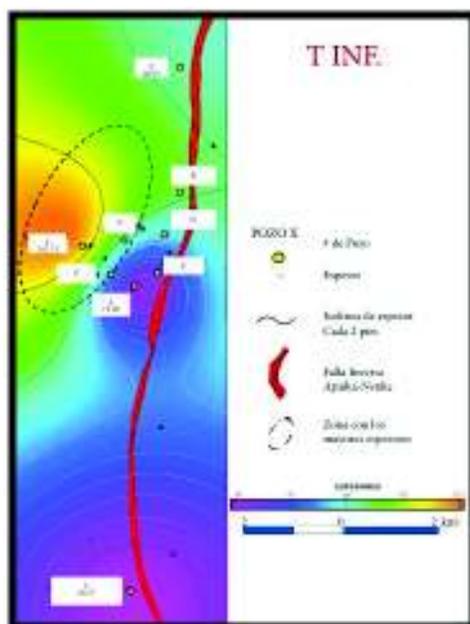


Figura 8. Mapa isópaco de la formación arenisca T inferior.
Fuente: Departamento de Yacimientos, Petroamazonas EP (2015).

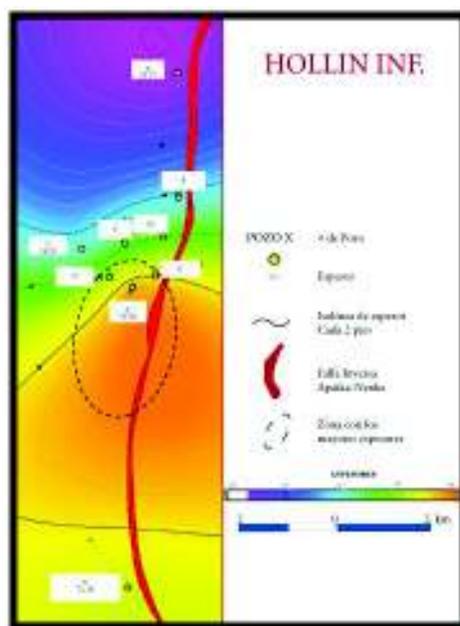


Figura 9. Mapa isópaco de la formación Hollín inferior.
Fuente: Departamento de Yacimientos, Petroamazonas EP (2015).

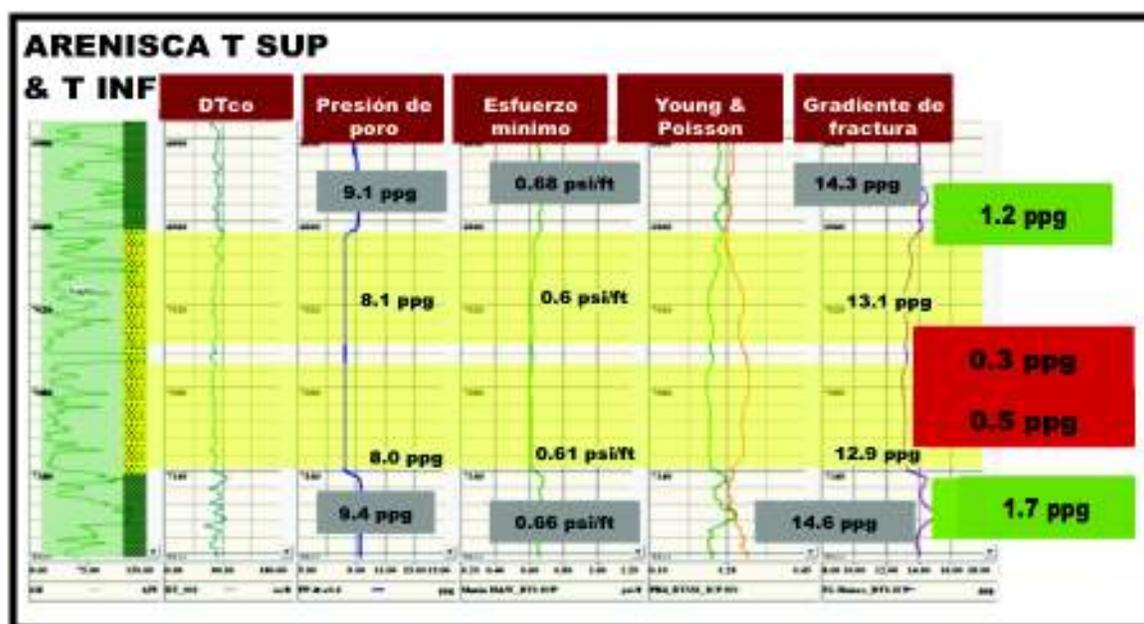


Figura 10. Propiedades geomecánicas, Arenisca T

Fuente: Departamento de Yacimientos, Petroamazonas EP (2015).

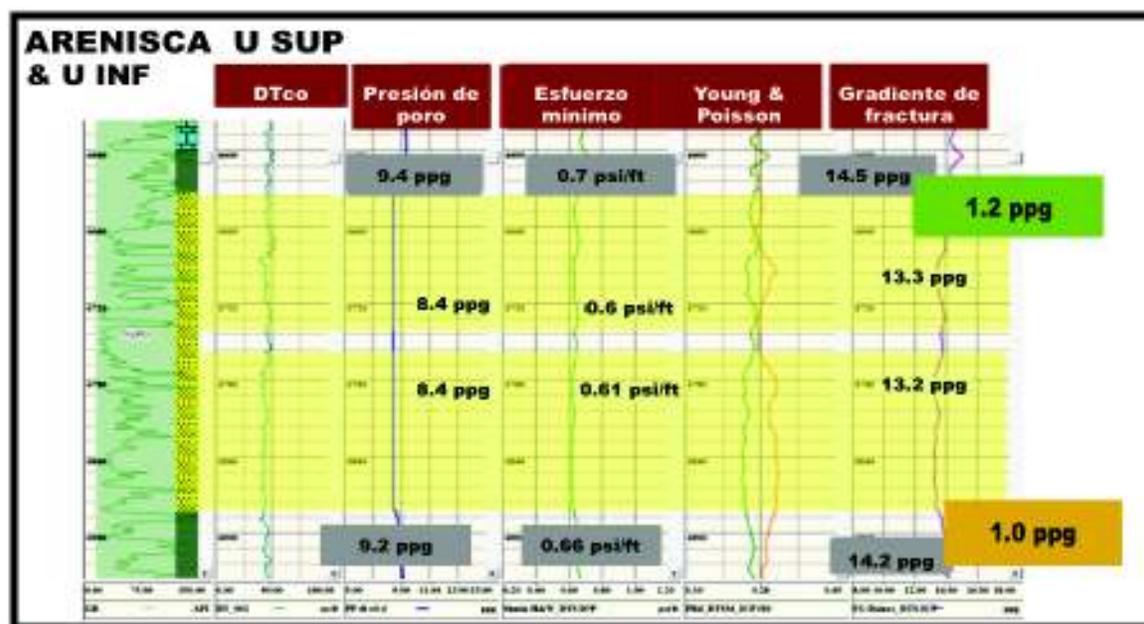


Figura 11. Propiedades geomecánicas, Arenisca U.

Fuente: Departamento de Yacimientos, Petroamazonas EP (2015).

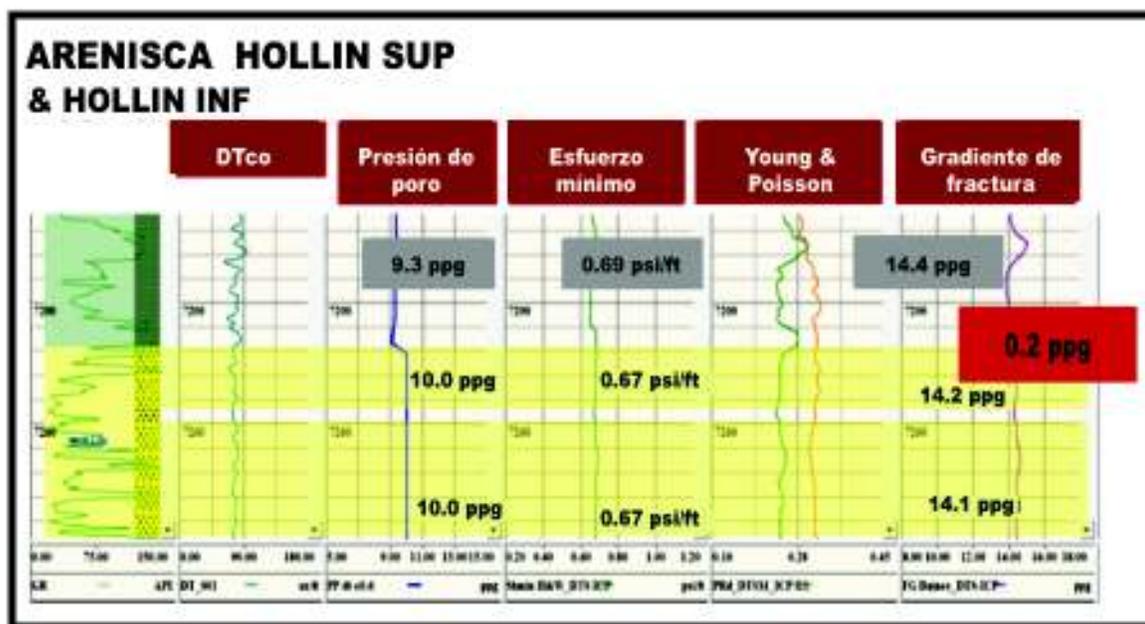


Figura 12. Propiedades geomecánicas, Arenisca Hollín.

Fuente: Departamento de Yacimientos, Petroamazonas EP (2015).

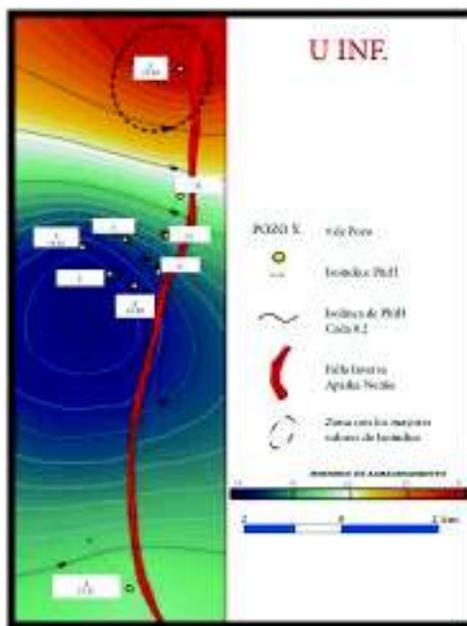


Figura 13. Mapa de isoíndice de almacenamiento de la formación U inferior.

Fuente: Departamento de Yacimientos, Petroamazonas EP (2015).

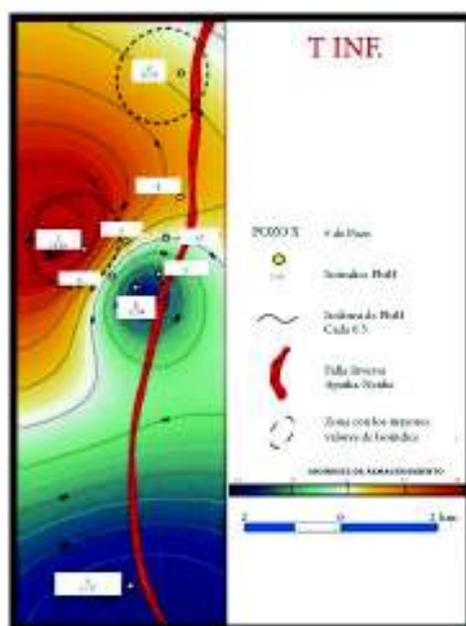


Figura 14. Mapa de isoíndice de almacenamiento de la formación T inferior.

Fuente: Departamento de Yacimientos, Petroamazonas EP (2015).

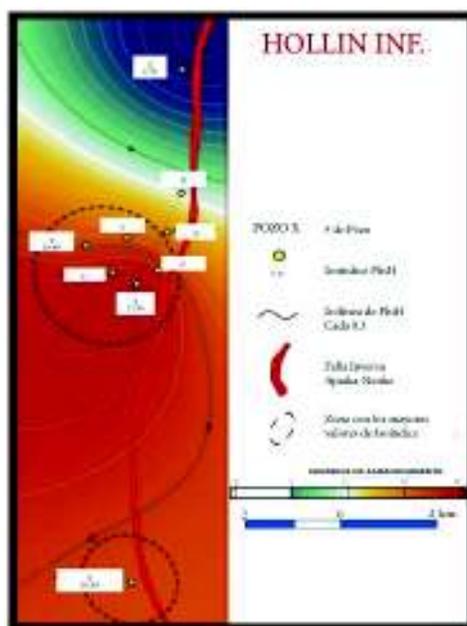


Figura 15. Mapa de isoíndice de almacenamiento de la formación Hollín inferior.

Fuente: Departamento de Yacimientos, Petroamazonas EP (2015).

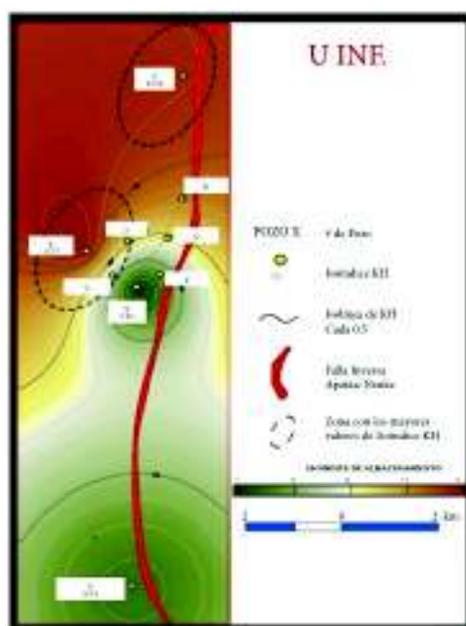


Figura 16. Mapa de isoíndice de flujo, de la formación U inferior.
Fuente: Departamento de Yacimientos, Petroamazonas EP (2015).

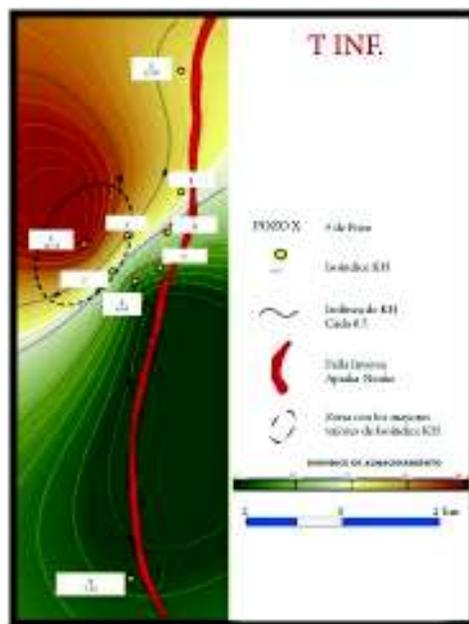


Figura 17. Mapa de isoíndice de flujo, de la formación T inferior.
Fuente: Departamento de Yacimientos, Petroamazonas EP (2015).



Figura 20. Interpretación petrofísica, Arenisca T

Fuente: Departamento de Yacimientos, Petroamazonas EP (2015).

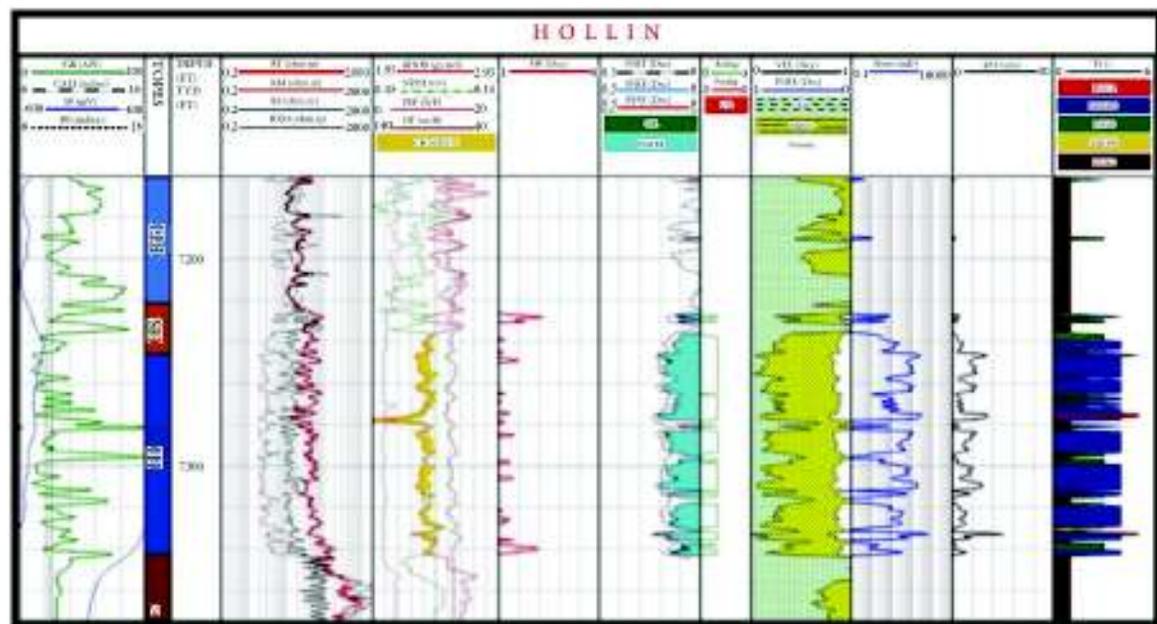


Figura 21. Interpretación petrofísica, Hollín.

Fuente: Departamento de Yacimientos, Petroamazonas EP (2015).

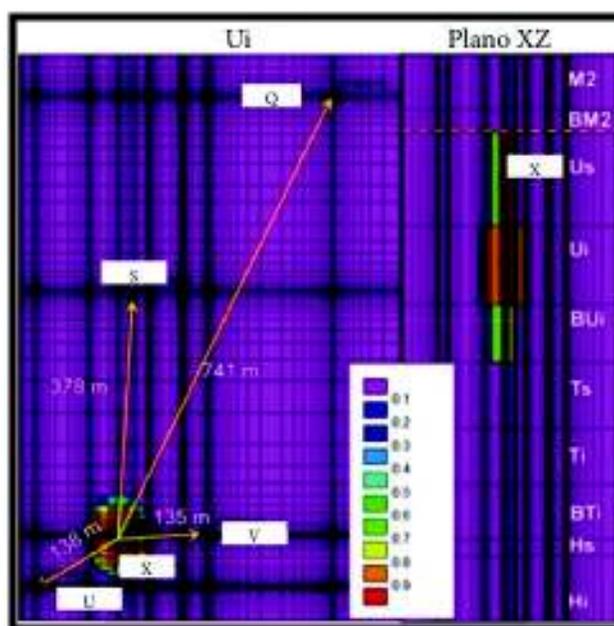


Figura 22. Análisis de interferencia, pozo X, U inferior. Volumen inyectado: 170000bls.

Fuente: Departamento de Yacimientos, Petroamazonas EP (2015).

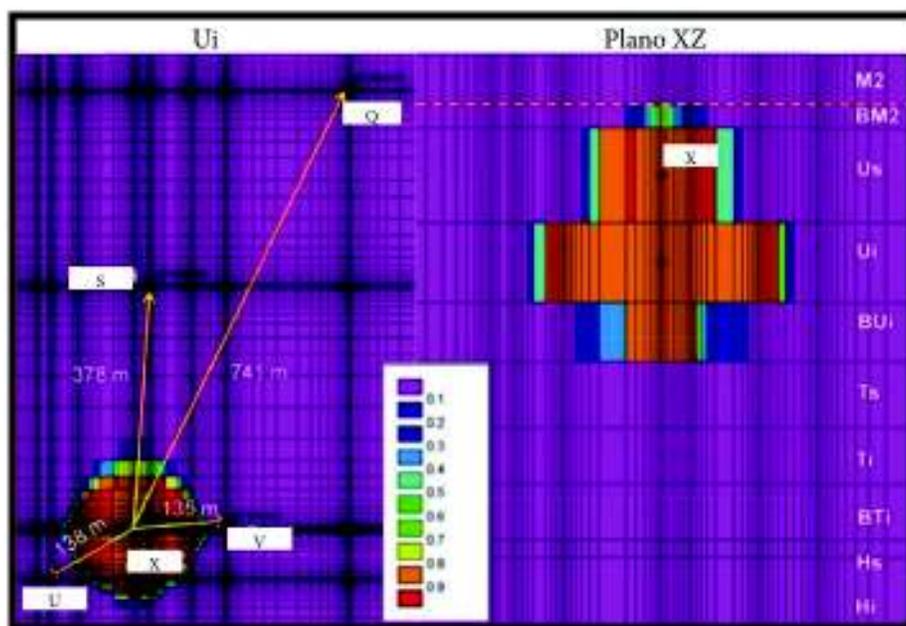


Figura 23. Análisis de interferencia, pozo X, U inferior. Volumen inyectado: 1200000bls.

Fuente: Departamento de Yacimientos, Petroamazonas EP (2015).

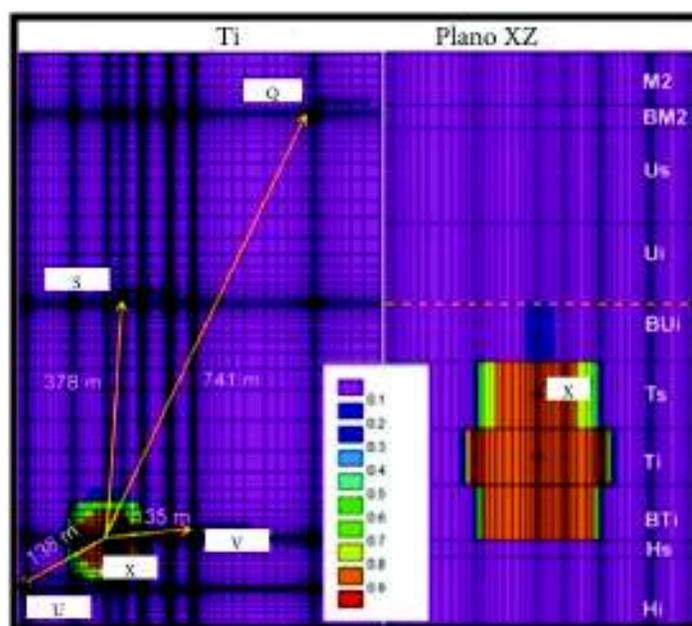


Figura 24. Análisis de interferencia, pozo X, T inferior. Volumen inyectado: 170000bbls.

Fuente: Departamento de Yacimientos, Petroamazonas EP (2015).

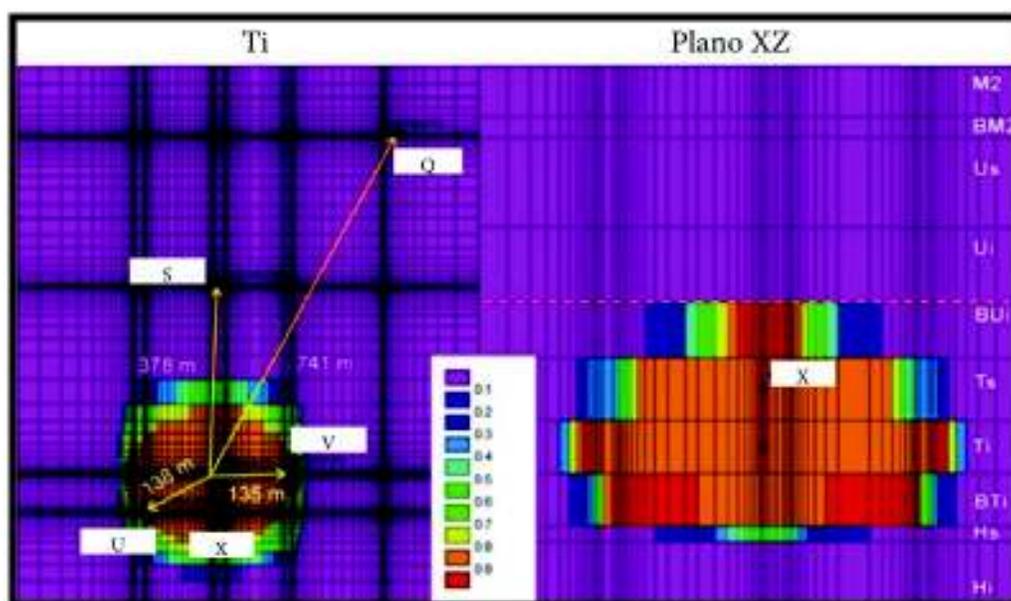


Figura 25. Análisis de interferencia, pozo X, T inferior. Volumen inyectado: 230000bbls.

Fuente: Departamento de Yacimientos, Petroamazonas EP (2015).

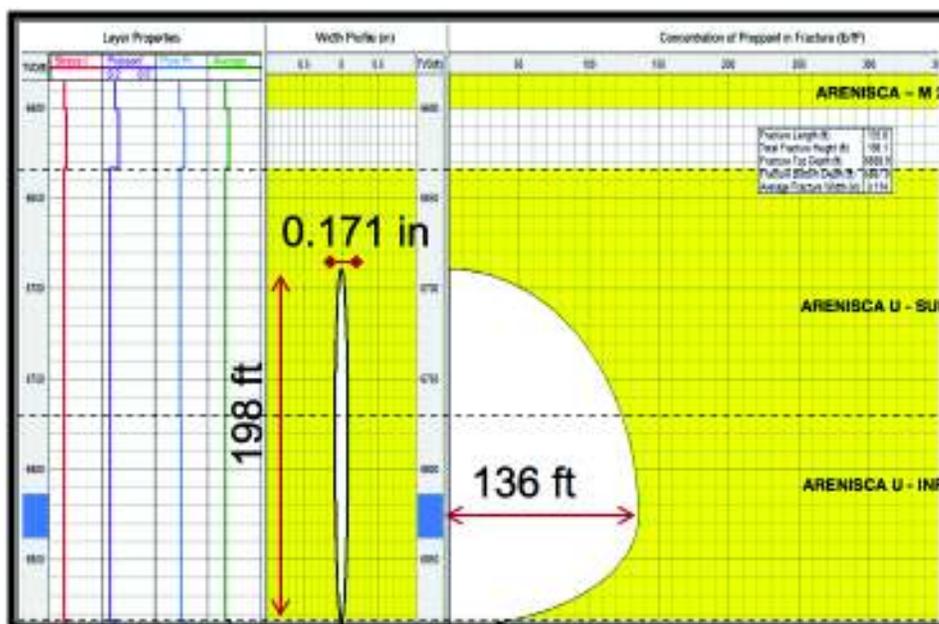


Figura 26. Simulación de la fractura arenisca U inferior con 20% sólidos y 6 bpm.

Fuente: Departamento de Yacimientos, Petroamazonas EP (2015).

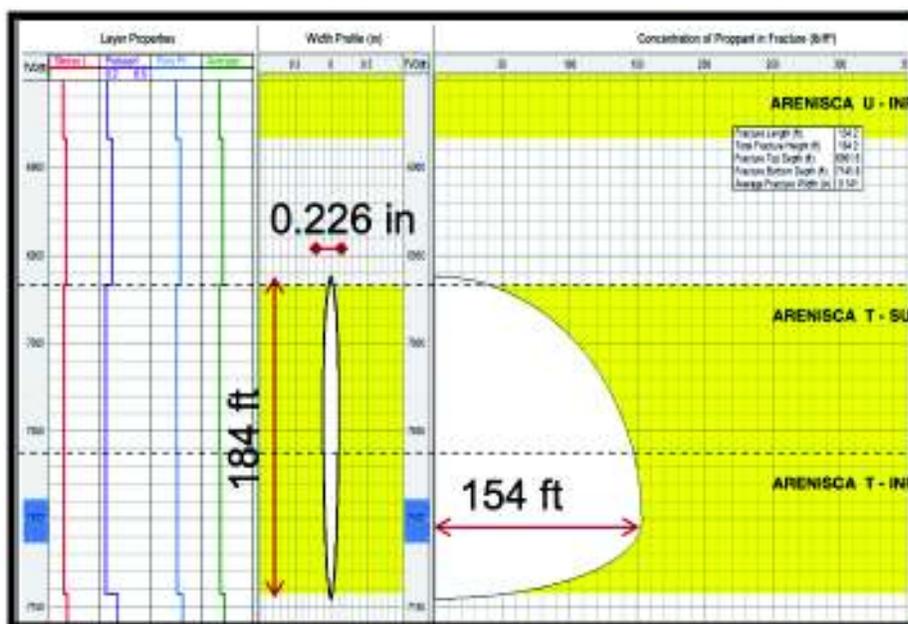


Figura 27. Simulación de la fractura arenisca T inferior con 20% sólidos y 6 bpm.

Fuente: Departamento de Yacimientos, Petroamazonas EP (2015).

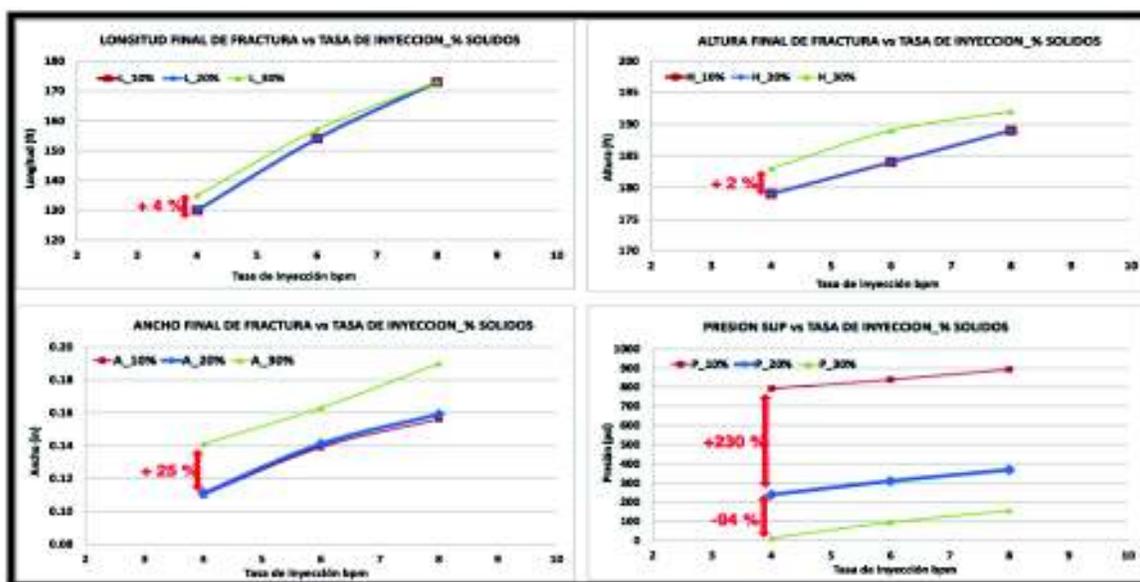


Figura 28. Comparación dimensiones fractura con concentración de sólidos.

Fuente: Departamento de Yacimientos, Petroamazonas EP (2015).

ANEXOS 2. TABLAS

Tabla 2. Reología de la lechada.

FORMULACIÓN	UNIDADES	F1	F2	F3
Agua	% v/v	90%	80%	70%
Cortes Adicionados	Ppb	99.6	199.2	296.8
Propiedades a 120°F		F1	F2	F3
Plastic Viscosity	cP	10	21	33
Yield Point	lb/100ft ²	14	31	98
Viscosidad aparente	Cp	17	36.5	82
PPT, filtrado	MI	Sin control	82	34
Retorta, agua	%	90	80	70
Retorta, sólidos	%	10	20	30
Densidad	Ppg	9.86	11.52	12.95
Tamaño de la partícula	Mm	161.5	177.82	141.49
pH		8.24	8.06	7.93

Elaborado por: Kevin Torres, 2017.

Tabla 3. Rangos convencionales de lechadas para reinyección de cortes.

PROPIEDAD	UNIDADES	VALOR
Densidad Óptima	ppg	10.5
Densidad Máxima	ppg	12
Contenido de Sólidos	%	10 - 30
Tamaño de Partícula	µm	< 300
Viscosidad Aparente (cp)	cp	70 - 170
Viscosidad Dinámica (cp)	cp	4
Viscosidad Plástica (cp)	cp	15 - 56
Yiel Point (lb/100ft ²)	lb/100ft ²	60 - 90
Densidad (ppg)	ppg	10.4

Elaborado por: Kevin Torres, 2017.

Tabla 7. Límites permisibles de lixiviados para la disposición final de lodos y ripsos de perforación en superficie.

Sin Impermeabilización de la base		
Parámetro	Unidad	Valor límite permisible
Potencial hidrógeno	---	6 < pH < 9
Conductividad eléctrica	µS/cm	4 000
Hidrocarburo totales	mg/l	< 1
Hidrocarburos aromáticos policíclicos	mg/l	<0.003
Cadmio	mg/l	<0.05
Cromo total	mg/l	<1.0
Vanadio	mg/l	<0.2
Bario	mg/l	<5
Con Impermeabilización de la base		
Parámetro	Unidad	Valor limite permisible
Potencial hidrogeno	---	4 < pH < 12
Conductividad eléctrica	µS/cm	8 000
Hidrocarburo totales	mg/l	<50
Hidrocarburos aromáticos policíclicos	mg/l	<0.005
Cadmio	mg/l	<0.5
Cromo total	mg/l	<10.0
Vanadio	mg/l	<2
Bario	mg/l	<10

Elaborado por: Kevin Torres, 2017.