

Technical - economic feasibility analysis of the conversion of a producing well to rubble reinjection well in the ESPOL field

Aaron Mendoza-Villarreal, Ing.¹, Aaron Burneo-Domínguez, Ing.¹, Danilo Arcentales-Bastidas, MSc.¹, Jorge Lligüizaca, MSc.¹, Xavier Vargas-Gutiérrez, MSc.¹, Héctor Apolo, MSc.¹, Fernando Sagñay, MSc.¹, Kenny Escobar-Segovia, MSc.^{1,2}

¹Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil - Ecuador, aaalmend@espol.edu.ec, afburneo@espol.edu.ec, daanarce@espol.edu.ec, jorollig@espol.edu.ec, xevargas@espol.edu.ec, hapolo@espol.edu.ec, fsagnay@espol.edu.ec, kescobar@espol.edu.ec

²Universidad Espiritu Santo, Samborondón - Ecuador, kescobar5@uees.edu.ec

Abstract– *In the drilling and reconditioning operations of wells, a large volume of residual waste is produced and must be treated to comply with current environmental regulations. Most of the waste released by these operations is classified as dangerous, due to its high content of corrosive, reactive, toxic, flammable, infectious and / or radioactive substances. For this reason it requires special methods for its treatment such as the use of disposal pools or the use of environmental managers. These methods correctly treat the waste, however, they present complications such as the extensive locations that have these problems for installation or the need for large access roads to be executed. The objective of this study is to describe a methodology for the correct management of waste (rubble) treated by oil drilling through an existing well to treat the waste that will be generated with the new drilling campaign planned for the year 2020. In this project, a review of the reinjection operations already carried out in the ESPOL D2 and D6 wells will be carried out, which served to establish the most important parameters to analyze in a reinjection well and that will be the basis for the conversion proposal from ESPOL B59 and E68 wells from producers to re-injectors of rubble. The study determined how feasible the conversion of wells 59 and 68 from producers to gravel reinjectors was, based on their petrophysical parameters, obtaining a profitability of 119% for the entire project analyzed, the treatment of waste from 38 drilled wells.*

Keywords: *Reserves, Reinjection wells, Hazardous wastes, Waste management*

Digital Object Identifier (DOI):
<http://dx.doi.org/10.18687/LACCEI2020.1.1.464>
ISBN: 978-958-52071-4-1 ISSN: 2414-6390

Análisis de factibilidad técnico – económico de la conversión de un pozo productor a pozo reinyector de ripios en el campo ESPOL

Technical - economic feasibility analysis of the conversion of a producing well to rubble reinjection well in the ESPOL field

Aaron Mendoza-Villarreal, Ing.¹, Aaron Burneo-Domínguez, Ing.¹, Danilo Arcentales-Bastidas, MSc.¹, Jorge Lligüizaca, MSc.¹, Xavier Vargas-Gutiérrez, MSc.¹, Héctor Apolo, MSc.¹, Fernando Sagnay, MSc.¹, Kenny Escobar-Segovia, MSc.^{1,2}

¹Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil - Ecuador, aaalmend@espol.edu.ec, afburneo@espol.edu.ec, daanarce@espol.edu.ec, jorollig@espol.edu.ec, xevargas@espol.edu.ec, hapolo@espol.edu.ec, fsagnay@espol.edu.ec, kescobar@espol.edu.ec

²Universidad Espíritu Santo, Samborondón - Ecuador, kescobar5@uees.edu.ec

Resumen— En las operaciones de perforación y reacondicionamiento de pozos se generan un gran volumen de desechos residuales que deben ser tratados adecuadamente para cumplir con la normativa ambiental vigente. La mayoría de los desechos desprendidos por estas operaciones son catalogados como peligrosos, debido a su alto contenido de sustancias corrosivas, reactivas, tóxicas, inflamables, infecciosas y/o radioactivas. Por tal motivo requiere métodos especiales para su tratamiento como el uso de piscinas de disposición o el uso de gestores ambientales. Estos métodos tratan de forma correcta los residuos sin embargo presentan complicaciones como las extensas locaciones que estos requieren para su instalación o la necesidad de grandes vías de acceso para poder ser ejecutados. El objetivo del presente estudio es describir una metodología para un correcto manejo de desechos (ripios) causado por la perforación de petróleo a través de un pozo ya existente para tratar los desechos que se generarán con la nueva campaña de perforación proyectada para el año 2020. En el presente proyecto se llevó a cabo una revisión de las operaciones de reinyección ya realizadas en los pozos ESPOL 1 y 2, la cual sirvió para establecer los parámetros más importantes a analizar en un pozo reinyector y que serán la base para la propuesta de conversión de los pozos ESPOL B59 y E68 de productores a re-inyectores de ripios. El estudio determinó cuan factible resulta la conversión de los pozos 59 y 68 de productores a reinyectores de ripios, con base a sus parámetros petrofísicos obteniendo una rentabilidad de 119% para todo el proyecto considerando el tratamiento de desechos de 38 pozos perforados.

Palabras clave—Reservas, pozos reinyectores, desechos peligrosos, manejo de residuos

Abstract- In the drilling and reconditioning operations of wells, a large volume of residual waste is produced and must be treated to comply with current environmental regulations. Most of the waste released by these operations is classified as dangerous, due to its high content of corrosive, reactive,

toxic, flammable, infectious and / or radioactive substances. For this reason, it requires special methods for its treatment such as the use of disposal pools or the use of environmental managers. These methods correctly treat the waste; however, they present complications such as the extensive locations that have these problems for installation or the need for large access roads to be executed. The objective of this study is to describe a methodology for the correct management of waste (rubble) treated by oil drilling through an existing well to treat the waste that will be generated with the new drilling campaign planned for the year 2020. In this project, a review of the reinjection operations already carried out in the ESPOL 1 and 2 wells will be carried out, which served to establish the most important parameters to analyze in a reinjection well and that will be the basis for the conversion proposal from ESPOL B59 and E68 wells from producers to re-injectors of rubble. The study determined how feasible the conversion of wells 59 and 68 from producers to gravel reinjectors was, based on their petrophysical parameters, obtaining a profitability of 119% for the entire project analyzed, the treatment of waste from 38 drilled wells.

Keywords: reserves, reinjection wells, hazardous wastes, waste management

I. INTRODUCCIÓN

Las actividades hidrocarburíferas en zonas de alta sensibilidad ambiental, requieren del uso de las técnicas más adecuadas para realizar sus operaciones. La etapa de operaciones de perforación de pozos petroleros puede causar problemas como deforestación por el área usada para perforar los pozos, y además esta conlleva una gran producción de desechos entre los cuales se pueden encontrar fluidos de control de pozo, ripios del subsuelo, fluidos de cementación, entre otros, los cuales puede generar un alto impacto ambiental. [1]

Digital Object Identifier (DOI):
<http://dx.doi.org/10.18687/LACCEI2020.1.1.466>
ISBN: 978-958-52071-4-1 ISSN: 2414-6390

Un claro ejemplo del mal manejo de residuos ocurrió en el Ecuador durante 1964-1992, donde a pesar de contar con una alternativa válida para el manejo de desechos (piscinas de deposición), esta no fue llevada a cabo con todos los protocolos necesarios. Como consecuencia se contaminaron más de 2 millones de hectáreas de la Amazonia al permitirse el derrame de más de 71 millones de residuos de petróleo. [2]

Es por esto que la implementación de técnicas que aseguren la disminución de área de operación y la generación de desechos sea minimizada. Para la reducción de área de afectación una de las técnicas que se ha desarrollado es la creación de pozos multilaterales, [3] presenta una propuesta de diseño de pozos multilaterales en secciones verticales para disminuir el número de pozos y por lo tanto el área de afectación en zonas sensibles de la Amazonía ecuatoriana.

Por otro lado, es importante asegurar el correcto manejo de estos desechos y mediante esto evitar que se produzcan una serie de impactos negativos que atenten sobre el medio ambiente. La reinyección de rípios es una alternativa para el manejo de residuos de operaciones de perforación que consiste en disponer los mismos dentro de una formación subterránea altamente porosa y permeable a través de un pozo denominado inyector de rípios. Una alternativa previa para disminuir la cantidad de rípios que se producen en la perforación o para que estos sean mejor manejados en superficie es la correcta limpieza del hoyo. [4]

El proceso de la reinyección inicia con la recolección de desechos en un tanque de recepción en el cual se mezclan rípios y fluidos en una mezcla homogénea denominada lechada de reinyección. Ésta es dirigida hacia un tanque de dispersión el cual rompe la arcilla compactada buscando reducir el tamaño del grano. Esto será corroborado a través de un sistema de zarandas el cual solo permitirá el paso de partículas con un tamaño menor o igual al establecido en el diseño de operación. Una vez asegurado el tamaño del grano, la mezcla es controlada en un tanque de procesamiento en el cual se toman las pruebas necesarias para medir sus principales parámetros del slurry tales como densidad, viscosidad, punto de gel, pH, viscosidad plástica, entre otros. Cuando el slurry se encuentra dentro de los parámetros adecuados se lo almacena hasta tener un volumen considerable de lechada donde finalmente es re-inyectada a través de bombas de desplazamiento positivo y de alta potencia. [5]

El alcance de esta técnica también incluye los fluidos de perforación residuales que ya no pueden ser reutilizados en el sistema de circulación de lodos. Estos fluidos se caracterizan por cumplir varias funciones que garantizan la seguridad de las operaciones de perforación tales como mantener la estabilidad del pozo y controlar sus presiones de fondo. Para poder cumplir estas funciones este fluido es compuesto de varios aditivos químicos los cuales le otorgarán varias de sus propiedades tales como viscosidad, densidad, temperatura,

reología, alcalinidad entre otros. Los elementos claves para llevar a cabo una exitosa operación de reinyección de rípios son: evaluación geológica, evaluación de residuos, diseño de equipos de superficie y de fondo de pozo, análisis de datos de inyección y un correcto monitoreo de la respuesta de la formación destinada a aceptar la lechada. [6]

La reinyección de rípios se ha realizado en varios países obteniendo en general resultados positivos. En el año 2013 en Perú, se iniciaron con las operaciones de reinyección de desechos de los pozos perforados en el campo Chambira. Con esta técnica se pudieron tratar aproximadamente 107,224 barriles de desechos en un total de 69 secuencias de bombeo. Como consecuencia de esta operación se obtuvo una clara reducción de impactos ambientales como deforestación, pérdida de la biodiversidad y erosión del suelo, todo esto bajo las regulaciones del gobierno peruano. [7]

Otro caso donde se demostró la factibilidad de esta técnica fue en Houston, donde en el 2005 se logró reinyectar más de 4,000,000 de barriles de desechos provenientes de los campos Judy, Jade, Ekofisk y Eldfisk. En este estudio se pudo corroborar un similar comportamiento de la fractura generada por la reinyección en arenas suaves, la cual avanzaba de manera paralela a la dirección de la formación, y con una poca tendencia a la generación de fracturas verticales. [8]

Esta técnica tiene una reciente aplicación dentro del Ecuador obteniendo grandes resultados. Un ejemplo de estos fue la aplicación de la técnica dentro del campo Apaika-Nenke entre los años 2014 y 2015., donde se llegó a reinyectar hasta 209,000 barriles de desechos provenientes de 11 pozos perforados. [9]

Dentro del Ecuador las mayores reservas de crudo se encuentran bajo zonas de alta sensibilidad ambiental o con muchas dificultades de acceso. Un caso es el parque Yasuní ITT, el cual contiene las mayores reservas de crudo del Ecuador [10] y es donde se encuentra ubicado el bloque 43. Para continuar con el desarrollo de este bloque que actualmente cuenta con 139 pozos operativos, se tiene planificada la perforación de 38 pozos nuevos ubicados en los campos de Tambococha, Tiputini e Ishpingo [11].

Este último campo es el más cercano a la zona intangible del parque Yasuní. Por lo tanto, para cumplir con los requerimientos solicitados por el Ministerio del Ambiente [12] se propone el uso de un pozo ya perforado y cuyo aporte de petróleo sea muy bajo para convertirlo en inyector de rípios, también se podría buscar información del pozo y tener la mejor zona que genere más producción a través de análisis estadísticos [13].

Para la presente investigación se realizó un estudio a los pozos inyectores de sólidos ya existentes dentro de un campo del oriente ecuatoriano. Posteriormente se analizó el

estado de las completaciones de los pozos candidatos a ser reinyectores y en conjunto un análisis de las arenas que también serán consideradas como receptoras de la lechada. Finalmente se definió las características que deberá tener la lechada, así como los equipos de superficie que serán requeridos. Con toda esta información se realizó la evaluación final de los aspectos técnicos-económicos de la aplicación de esta tecnología. El objetivo del presente estudio es describir una metodología para un correcto manejo de desechos (ripios) causado por la perforación de petróleo a través de un pozo ya existente para tratar los desechos que se generarán con la nueva campaña de perforación proyectada para el año 2020

II. METODOLOGIA

Se analizó el estudio de factibilidad que ejecutó la empresa operadora de los pozos re-inyectores ESPOL 1 (E1) y ESPOL 2 (E2) con el fin de obtener una matriz de los principales parámetros a considerar para el pozo candidato. Posterior a esto se analizaron los pozos 3 y 4 para garantizar que cumplan con el rango recomendado para evaluar su operatividad y sus costos totales.

A. Revisión de pozos reinyectores de ripios: ESPOL 1 y ESPOL 2.

Estos pozos funcionaron como reinyectores de ripios entre los años 2018 y 2019, de los mismos fueron analizadas las evaluaciones previas para cumplir dicha función, así como los resultados obtenidos en cuanto a volúmenes reinyectados y controles de presiones de operación. Este análisis proporcionó una vista previa del procedimiento a seguir en la evaluación de los pozos candidatos a reinyectores.

La evaluación previa de los pozos ESPOL 1 y ESPOL 2 incluyó un análisis de sus parámetros petrofísicos a través de modelos de permeabilidad y porosidad, así como mapas de isopropiedades. También se incluyó un análisis de sus propiedades geomecánicas como presiones de poro, gradientes de fractura, módulo de Young y relación de Poisson. Las pruebas de inyectividad de estos pozos dieron información relacionada a las capacidades de recepción, longitud de la fractura, parámetros de la lechada y análisis de interferencia.

Este proceso de reinyección genera altas presiones en todo el ensamblaje de fondo por lo que fue necesario un análisis del estado actual del pozo. Este incluyó un análisis de la calidad del cemento entre el casing y la formación, así como los valores máximos a tolerar para presiones de estallido y colapso para la tubería de revestimiento y tubería de reinyección. Finalmente, el volumen total de la lechada reinyectada en estos pozos fue monitoreado, así como la composición de este. La composición de este permitió estimar valores de costos de reinyección por pozo y los tiempos aproximados de cada reinyección.

Con base a estos valores se establecieron los principales datos a evaluar en los pozos candidatos, estos son:

- Espesor de la arena.
- Saturación de agua.
- Porosidad.
- Permeabilidad.
- Capacidad de recepción de la arena.
- Características de la lechada.

De cada uno de ellos se fijará un rango en el que se buscará que se encuentren las propiedades de los pozos candidatos, los valores mínimos y máximos resultaran de tomar los mínimos y máximos inmediatos de los valores encontrados.

B. Análisis de los pozos candidatos a reinyectores: ESPOL 3 y ESPOL 4

Inicialmente se realizó una evaluación de los pozos existentes dentro del campo ESPOL en donde se buscó pozos con una profundidad mínima, una desviación máxima y por último pozos con muy bajo aporte de petróleo en comparación a la media del campo (800 BPPD).

Una vez determinados los pozos candidatos se hizo una evaluación de sus parámetros petrofísicos en base a registros proporcionados por parte de la empresa. De estos registros se pudieron determinar valores de espesor, porosidad, permeabilidad, saturación de agua y litología presente con el objetivo de determinar cuáles son los valores referenciales de cada parámetro de la arena seleccionada como receptora de desechos.

Con estos parámetros también se pudieron determinar isopropiedades como el índice de flujo e índice de almacenamiento con las siguientes ecuaciones (Ecuación 1) (Ecuación 2):

$$\text{Índice de almacenamiento} = \text{PHI} * H \quad (1)$$

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

Donde,

PHI: Porosidad efectiva

H: Espesor de la arena

K: Permeabilidad

También fue importante un análisis del estado actual de los pozos, la calidad del cemento a la profundidad de la arena seleccionada con el uso de registros CBL y VDL.

Los casings a utilizar dentro de la campaña de perforación pertenecen al mismo programa que se utilizaron en los pozos productores dentro del mismo bloque; por ello, los valores de

las presiones máximas de estallido y colapso son las mismas acorde a la completación de fondo. Estas presiones serán comparadas con las máximas presiones hidrostáticas y presiones de formación para garantizar la seguridad de la operación. Para determinar la capacidad de recepción de la arena se asume la geometría del pozo como un cilindro. Con esto se estimó un volumen de recepción teórico usando datos de longitud de fractura, espesor de la arena, porosidad y saturación de agua de los pozos (Ecuación 3) (Ecuación 4) (Ecuación 5):

$$A = \pi * r^2 \quad (3)$$

$$V_t = A * H \quad (4)$$

$$V_{rt} = \frac{A * H * S_w * \emptyset}{5,61} \quad (5)$$

Donde:

A: área

r: longitud de la fractura

H: espesor total de la arena

\emptyset : porosidad

Sw: saturación del agua

Vt: Volumen teórico

Vrt: Volumen teórico real

Este valor será presentado dentro de un rango basándonos en la comparación entre la capacidad real de los pozos ESPOL 1 y ESPOL 2 establecida con simulaciones de fractura y una capacidad de recepción teórica estimada de manera empírica. Se finalizó este análisis con una propuesta para el reacondicionamiento de los pozos productores, que consiste en cerrar el pozo productor con menor tasa de producción de petróleo para convertirlo a un re-inyector de rípios.

C. Análisis de Costos

Este último análisis se basó en una evaluación de costo beneficio comparando el uso de la reinyección de rípios y el uso de otra alternativa para el manejo de desechos. La segunda opción para el bloque 43 es el uso de gestores ambientales. Una vez determinados todos los costos fijos y variables para cada alternativa se realiza el cálculo de la utilidad generada con la reinyección de rípios, la cual responde al ahorro que representa una alternativa por sobre otra (Ecuación 6):

$$\text{Utilidad} = \text{Costo de reinyección} - \text{Costos gestor ambiental} \quad (6)$$

Y con dicha utilidad se calculó la rentabilidad para todo el proyecto (Ecuación 7):

$$\text{Rentabilidad} = (\text{Utilidad/Costo por reinyección}) * 100 \quad (7)$$

El costo por workover que se utilizó en los cálculos es un costo promedio en base a las operaciones que se realizaron en el pozo Sand-27 en la arena basal Tena.

III. RESULTADOS Y ANÁLISIS

A. Revisión de pozos reinyectores de rípios: ESPOL 1 y ESPOL 2.

Para estos pozos que ya funcionaron como re-inyectores se realizó una revisión de la evaluación de factibilidad aplicada por la empresa operadora. Con base a ella se pudieron determinar los parámetros principales a evaluar en los pozos candidatos y se establecieron recomendaciones e intervalos para cada propiedad referenciado por múltiples experiencias recopiladas como se muestra en la Tabla I:

TABLA I
PARÁMETROS PETROFÍSICOS RECOMENDADOS PARA POZOS REINYECTORES DEL BLOQUE 43

	Espesor (ft)	PHI (dec)
ESPOL 1	223,29	0,196
ESPOL 2	192,57	0,255
Recomendación	100 - 250	0,1 - 0,3
	Índice de almacenamiento	
ESPOL 1	43,76	
ESPOL 2	49,1	
Recomendación	25 - 50	
	¿Sello?	Sw (dec)
ESPOL 1	Si	1
ESPOL 2	Si	0,998
Recomendación	Si	≥ 0,6
	Perm (mD)	Presión de poro (ppg)
ESPOL 1	1159,08	8
ESPOL 2	1780,78	8
Recomendación	≥ 250	8

Mediante los análisis de las operaciones de reinyección de estos pozos donde se determinaron los mejores valores para los parámetros operativos que garantizan un proceso seguro y exitoso, se generó la Tabla II:

TABLA II
PARÁMETROS OPERATIVOS RECOMENDADOS PARA POZOS REINYECTORES DEL BLOQUE

	Tasa de inyección (bpm)
ESPOL 1	4
ESPOL 2	4,5
Recomendación	4
	Presión promedio de bombeo (psi)
ESPOL 1	2125
ESPOL 2	1600
Recomendación	1800
	Presión máxima de bombeo (psi)
ESPOL 1	2500
ESPOL 2	2400
Recomendación	2450
	Concentración de sólidos (%)
ESPOL 1	15
ESPOL 2	12
Recomendación	13-14

Con base a esta revisión se pudieron establecer valores referenciales para los costos por cada pozo reinyectado, así como los tiempos estimados por cada tratado.

Costo operativo por cada pozo: USD 250 000
 Tiempo por cada pozo: 85.76 horas

B. Análisis de los pozos candidatos a reinyectores: ESPOL E59 y ESPOL B68

El pozo ESPOL E59 es un pozo que tiene una desviación máxima de 20.88°, profundidad de 5863.28 ft (MD) y su producción actual es de 198 BPPD con un BSW del 95%.

Por su parte el pozo 68 tiene una profundidad de 6540.77 ft con un máximo ángulo de 30.2°, el registro de producción más reciente se fijó en valores de 242 BPPD con un 90% de BSW.

La tabla III muestra los resultados de la evaluación petrofísica con base a los registros finales para el pozo 59, presentado los valores para las arenas Napo U (5 400 ft a 5610 ft) y Napo T (5610 ft a 5730 ft). Al revisar estos valores se determinó que las propiedades petrofísicas se encuentran dentro de la sugerencia planteada previamente y que, si bien la arena Napo U presenta mejores propiedades, esta es descartada dado que tiene una saturación de petróleo móvil de aproximadamente un 60% a diferencia de la Napo T donde la saturación de petróleo es menor al 1%.

TABLE III
 PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE LAS ARENAS NAPO U Y NAPO T PRESENTES EN EL POZO ESPOL 59

Zona	Gross (ft)	Litología principal	Porosidad	Saturación de agua	Permeabilidad (mD)
Napo U	210	77% arenisca 23% arcilla	0,1343	0,95	668,79
Napo T	120	69% arenisca 31% arcilla	0,1065	0,99	586,33

De igual manera en el pozo B68 se realizó la evaluación petrofísica final con la que se estimaron los siguientes datos para la arena Napo U (5900 ft a 6172 ft) y Napo T (6200 ft a 6440 ft) (Tabla IV).

TABLE IV
 PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE LAS ARENAS NAPO U Y NAPO T PRESENTES EN EL POZO ESPOL 68

Zona	Gross (ft)	Litología principal	Porosidad	Saturación de agua	Permeabilidad (mD)
Napo U	272	75% arenisca 25% arcilla	0,1546	0,86	2 536,22
Napo T	240	69% arenisca 31% arcilla	0,1726	0,96	1 821,29

El pozo ESPOL B68 presenta resultados en su evaluación petrofísica que se encuentran dentro de los rangos sugeridos. A pesar de que la arena Napo U presenta mejores valores en cada una de las propiedades, se selecciona finalmente la arena Napo T puesto que esta se encuentra más alejada de la zona productora del pozo (M1) además de que también cuenta con propiedades petrofísicas dentro del rango establecido.

Posterior a estos análisis se realizó una evaluación de la calidad del cemento en la que se determinó que existe una buena adherencia entre la tubería y el cemento, y entre el cemento y la formación para el pozo 59; en el pozo 68 existen pequeñas filtraciones de otros fluidos dentro de la zona cementada lo que provoca que la calidad del cemento sea buena entre casing y cemento, pero regular entre el cemento y la formación.

Considerando también que la completación para el pozo reinyector es de una tubería de reinyección de 4 ½ “ y casing de revestimiento de 7” fue importante determinar los máximos valores para presiones de estallido y colapso para ambas tuberías (Tabla V)

TABLE V
 PRESIONES DE ESTALLIDO Y COLAPSO PARA LAS TUBERÍAS EN EL POZO

Tubería	Presión de estallido	Presión de colapso
Tubing de 4 ½ “	8 345 psi	7 800 psi
Casing de 7”	10 000 psi	6 200 psi

Estos valores se compararon con la máxima presión hidrostática que generaría la lechada de reinyección hasta la profundidad de interés la cual se estableció en 3088 psi. Con estos valores se garantiza una operación segura en el fondo del pozo.

Para ambos pozos se sugirió la siguiente propuesta de reacondicionamiento: parar la producción; movilizar la torre de reacondicionamiento; controlar el pozo con fluido de completación para evitar posibles accidentes por arremetidas del pozo; retirar el equipo BES dado que es el mecanismo actual de producción de los pozos E59 y B68; realizar un squeeze en la arena M1 puesto que actualmente el pozo produce crudo y agua de esa zona y es necesario que esta sea sellada completamente para evitar posibles filtraciones de crudo o agua que puedan contaminar la lechada o en superficie; disparar en el intervalo seleccionado para mejorar la admisión de la arena y bajar el BHA de reinyección.

Finalmente se realizó el cálculo de la capacidad de recepción de la arena para cada uno de estos pozos (Tabla VI). Para esto se asumió un valor de radio de fractura de 187,35 ft con base a los análisis de fractura de los pozos D2 y D6. Los valores de

porosidad, espesor y saturación de agua fueron tomados de la evaluación petrofísica de cada pozo y el intervalo de confianza se definió en base a los valores reales de la capacidad de formación de los pozos D2 y D6 y sus valores teóricos de la misma.

TABLA VI
CAPACIDAD DE RECEPCION DE LA ARENA NAPO T EN LOS POZOS 59 Y 68

Pozo	Volumen mínimo	Volumen máximo	Volumen equivalente
ESPOL E59	208 425,72 bbl	289 753,47 bbl	16 pozos
ESPOL B68	653 544,17 bbl	908 651,03	45 pozos

C. *Revisión de pozos reinyectores de rípios: ESPOL D2 y ESPOL D6.*

En primer lugar, fue necesario determinar todos los costos para cada alternativa de manejo de desechos, entre los que se contabilizaron las tarifas cobradas por cada tecnología, impuesto de valor agregado (IVA), costos por workover g y el uso de facilidades provisionales obtenidos por medio de un modelo costos por analogía (Tabla VII), (Tabla VIII):

TABLA VII
COSTOS ASOCIADOS AL USO DE REINYECCION DE RIPIOS

Costos por reinyección (USD)	
Detalle	Valor
Tarifa de reinyección por pozo	\$ 250 000 por pozo
Costo de reinyección de 1 pozo	\$ 250 000
IVA (12%)	\$ 30 000
Workover	\$ 1 740 000
Total	\$ 2 020 000

TABLA VIII
COSTOS ASOCIADOS AL USO GESTORES AMBIENTALES

Costos por gestor ambiental (USD)	
Detalle	Valor
Tarifa por metro cúbico de desechos	\$ 152,88 por m3
Costo por deposición de un pozo (3400 m3)	\$ 519 792
IVA (12%)	\$ 62 375
Financiamiento (6.37%)	\$ 33 111
Facilidades provisionales	\$ 3 000 000
Total	\$ 3 615 278

Con estos valores se determinó la utilidad y la rentabilidad del proyecto.

Para tratar los desechos del primer pozo perforado se contabilizan valores extras tales como el workover del pozo que será reinyector y el uso de facilidades provisionales en el caso de usar gestores ambientales. Con estos condicionantes se obtuvieron los siguientes resultados:

Utilidad: USD 1 600 000
Rentabilidad: 79%

A partir del tratamiento de los desechos del segundo pozo perforado, los valores de workover y facilidades provisionales no son contabilizados en ningún rubro, por lo que, tanto la utilidad como rentabilidad al calcularse con las ecuaciones 6 y 7 pero sin incluir los valores previamente mencionados, aumentan de manera considerables para toda la campaña de perforación.

Utilidad: USD 12 405 278
Rentabilidad: 119%

Estos valores indican un alto ahorro al usar la reinyección de rípios en lugar de un gestor ambiental que es considerada como una segunda opción dentro del campo, esto principalmente por las tarifas cobradas dado que en la reinyección se cobra por horas trabajadas y no por volúmenes tratados como se lo hace en la reinyección de rípios. Finalmente, la rentabilidad la reinyección de rípios se muestra muy favorable para todo el proyecto a corto y largo plazo.

IV. CONCLUSIONES

- La arena Napo U a pesar de tener propiedades aptas para ser considerada arena a inyectar tales como una alta porosidad y permeabilidad, es descartada por presentar saturaciones considerables de petróleo móvil, razón por la cual la arena seleccionada es la Napo T.
- El pozo ESPOL B68 claramente presenta una mejor capacidad de almacenaje, además presenta propiedades óptimas tales como permeabilidad, porosidad, saturación de agua, espesor de la arena, entre otros.
- El costo operativo para la reinyección de desechos generados por 38 pozos es de USD 5269349,92. Considerando una producción continua promedio de 800 bbl/día de dichos pozos, esta inversión podría recuperarse en una semana.

Recomendaciones

- Realizar un registro sónico en los pozos ESPOL B68 y ESPOL E59 que permitan identificar el perfil de presiones, para identificar posibles sellos sub y supra

adyacentes al intervalo reinyectado, además un registro de calidad de cemento.

- Ejecutar un análisis de la calidad del agua de los acuíferos presentes en las arenas cercanas.
- Se requiere efectuar un estudio de factibilidad técnica y económica para la aplicación de un completación mixta en el pozo ESPOL B68, la cual permitiría la reinyección de ripios en la arena T y la producción de crudos desde la arena Napo U.

REFERENCIAS

- [1] Reis, J. C. (1993, January 1). An Overview of the Environmental Issues Facing the Upstream Petroleum Industry. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/26366-MS
- [2] Humana, M. de R. E. y M. (n.d.). Historia de caso Chevron-Texaco en Ecuador. Retrieved from <https://www.cancilleria.gob.ec/historia-de-chevron-texaco-en-ecuador/>
- [3] Bone, R. E., Aguilar, F. C., & Segovia, K. E. (2016, June 13). New Challenges in Construction and Production Prediction Using Multilateral Well to Develop Ecuadorian Oilfield in Environmental Sensitive Areas. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/180810-MS
- [4] Erazo-Bone, R., Escobar-Segovia, K., Arcentales-Bastidas, D., Vargas-Gutiérrez, X., Arreaga-Arévalo, A., Román-Aguilar, A. Optimization of the drilling parameters in low angle wells by the application of statistical analysis (2019) Proceedings of the LACCEI international Multi-conference for Engineering, Education and Technology, 2019-July, <https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-85073602101&doi=10.18687%2fLACCEI2019.1.1.78&partnerID=40&md5=DOI:10.18687/LACCEI2019.1.1.78>
- [5] Solutions, S., Maximize, T. O., Efficiencyensure, O., & Zone, I. (n.d.). BaraCRI ® Cuttings Reinjection Services Comprehensive and Integrated CRI Services.
- [6] Xia, G., Bilak, R., Marika, E., Al-Shehri, H. A., & Al-Qahtani, F. Y. (2014). Performance assessment of cuttings re-injection (CRI) operations at the Manifa OilField, KSA. ISRM Conference on Rock Mechanics for Natural Resources and Infrastructure, SBMR 2014
- [7] Soriano Arambulo, V. H., Estrada Vera, E. O., Ascencios Alban, E. D., Castañeda Mikriukova, E., Poclin, H. R., Perez Perez, V. H., & Ahmed, R. M. (2015). Application of Cuttings Reinjection Technology Eliminated Environmental Liabilities in a Remote and Mature Field in Peru. <https://doi.org/10.2118/177205-ms>
- [8] Nagel, N. B. (2005). 4,000,000 Barrels and counting: Experience with cuttings reinjection in North Sea shales. American Rock Mechanics Association - 40th US Rock Mechanics Symposium, ALASKA ROCKS 2005: Rock Mechanics for Energy, Mineral and Infrastructure Development in the Northern Regions.
- [9] Romero, L., Ramirez, O., Hernandez, R., & Bastidas, A. (2016). First successful cuttings reinjection CRI operation in Ecuador: An alternative to help minimize the environmental impact in a protected area. Society of Petroleum Engineers - Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference 2016, 2016-Janua. <https://doi.org/10.2118/183150-ms>
- [10] Nuevo cálculo de reservas de crudo en el campo ITT. (2016). El Universo. Retrieved from <https://www.eluniverso.com/noticias/2016/07/15/nota/5690454/nuevo-alcuulo-reservas-crudo-campo-itt>
- [11] PETROAMAZONAS EP. (n.d.). 2019-10-14 Pozos 2019-2020 TMB-BEC V3.
- [12] Ministerio del Ambiente del Ecuador. (2012). Acuerdo Ministerial No. 142. Registro Oficial No 856, (585), 2–22.
- [13] Escobar-Segovia, K., Erazo-Bone, R., Chuchuca Aguilar, F., Murillo, Y. y Solórzano, Y. (2019). Análisis multivariable para la selección de las mejores zonas productivas de la formación Santo Tomás, sección 68, campo Gustavo Galindo Velasco. Revista Fuentes: El reventón energético, 17(1), 47-54. <http://dx.doi.org/10.18273/revfue.v17n1-2019005>