

Optimizing productivity and economic sustainability in conventional oil reservoirs: The impact of the HiWAY fracturing method

Abstract– *The study technically and economically evaluated the application of HiWAY hydraulic fracturing in eight wells of the Shushufindi-Aguarico field, selected from a population of 18 wells stimulated using conventional fracturing and HiWAY, with the objective of determining its impact on the estimated final recovery and profitability indicators. The scope included a comparative analysis of production performance before and after stimulation. Oil and water production histories, petrophysical and PVT properties, operating parameters, and workover costs were examined; production was projected over 15 years using hyperbolic decline in pessimistic, most likely, and optimistic scenarios, and uncertainty was assessed with Monte Carlo simulation; in addition, net present value, internal rate of return, benefit-cost ratio, and payback period were calculated. The results showed increased recovery in six wells; In Shushufindi-155D, production increased from 557,530 to 1,533,580 barrels, and in several cases, production tripled or increased by up to 50%. In contrast, Shushufindi-98D experienced reduced recovery and a significant increase in water cut due to injector connectivity, while Shushufindi-74 showed economic deterioration. In successful cases, the internal rate of return exceeded 75%, and the net present value reached \$36.28 million. It was concluded that HiWAY proved profitable in most wells, contingent upon adequate geological characterization, hydraulic connectivity, and proximity to the oil-water contact.*

Keywords– *Hydraulic fracturing, Interwell connectivity, Producer-injector interaction, Mature reservoirs, Shushufindi-Aguarico field.*

Optimización de la productividad y sostenibilidad económica en reservorios convencionales de petróleo: El impacto del método de fracturamiento HiWAY

W. Chávez(1); F. Villares (2); J. Porlles (3); J. Gutiérrez (3); L. Eyzaguirre (3); J. Grefa (1); V. Huerta(3)

(1) Departamento de Petróleos, Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.

wladimir.chavez@epn.edu.ec; jimmy.grefa@epn.edu.ec

(2) Departamento de Geología, Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.

fabian.villares@epn.edu.ec

(3) Departamento de Petróleos, Gas Natural, Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica, Universidad Nacional de

Ingeniería, Lima, Perú ahuerta@fip.uni.edu.pe

Resumen— El estudio evaluó técnica y económicamente la aplicación del fracturamiento hidráulico HiWAY en ocho pozos del campo Shushufindi-Aguarico, seleccionados de una población de 18 pozos estimulados mediante fractura convencional y HiWAY, con el objetivo de determinar su impacto en la recuperación final estimada y en los indicadores de rentabilidad. El alcance incluyó el análisis comparativo del desempeño productivo antes y después de la estimulación. Se examinaron historiales de producción de petróleo y agua, propiedades petrofísicas y PVT, parámetros operativos y costos de reacondicionamiento; la producción se proyectó a 15 años mediante declinación hiperbólica en escenarios pesimista, más probable y optimista, y la incertidumbre se evaluó con simulación Monte Carlo; además, se calcularon valor presente neto, tasa interna de retorno, relación beneficio-costos y periodo de recuperación. Los resultados mostraron incremento de la recuperación en seis pozos; en Shushufindi-155D aumentó de 557,53 a 1533,58 miles de barriles y en varios casos la producción se triplicó o creció hasta 50%. En contraste, Shushufindi-98D redujo su recuperación e incrementó significativamente el corte de agua por conectividad con inyectores, mientras Shushufindi-74 presentó deterioro económico. En los casos exitosos, la tasa interna de retorno superó 75% y el valor presente neto alcanzó 36,28 millones de dólares. Se concluyó que HiWAY resultó rentable en la mayoría de los pozos, condicionado por la adecuada caracterización geológica, la conectividad hidráulica y la proximidad al contacto agua-petróleo.

Palabras clave: Fracturamiento hidráulico, Conectividad interpozo, Interacción productor-inyector, Yacimientos maduros, Campo Shushufindi-Aguarico

I. INTRODUCCIÓN

La optimización de la productividad en yacimientos maduros bajo esquemas de inyección de agua constituye un desafío técnico relevante en la ingeniería de yacimientos. En estos sistemas, la fracturación hidráulica consiste en generar fracturas inducidas mediante la inyección de fluidos a alta presión para incrementar la conductividad del medio poroso se aplica para mejorar la tasa de producción y la recuperación final estimada (EUR, Estimated Ultimate Recovery). No obstante, en campos con soporte activo de inyección de agua, la efectividad de la fracturación depende no solo de propiedades petrofísicas y geomecánicas, sino también de la conectividad hidráulica interpozos, entendida como el grado de comunicación dinámica de presión y flujo entre pozos productores e inyectores dentro de un patrón de desarrollo. A pesar de su importancia crítica, la

literatura técnica a menudo carece de un enfoque metodológico que integre esta conectividad con análisis de incertidumbre estocástica, limitando la robustez de las predicciones económicas.

El campo Shushufindi-Aguarico, uno de los principales activos petroleros del Ecuador, opera bajo mantenimiento de presión mediante inyección de agua. En este contexto, la tecnología HiWAY (fracturación por canales de flujo abierto) se implementa para mejorar la conductividad efectiva de la fractura mediante una distribución optimizada del apuntalante, reduciendo el daño asociado al empaquetamiento convencional [1] [2]. Diversos estudios han demostrado que la fracturación hidráulica incrementa la producción inicial y puede mejorar los factores de recuperación en formaciones de baja permeabilidad [3] [4]. Asimismo, investigaciones recientes integran fracturación y recuperación mejorada de petróleo (EOR, Enhanced Oil Recovery), enfatizando el diseño integral de fluidos y completaciones para maximizar eficiencia [5] [6]. No obstante, existe la necesidad de evaluar estas tecnologías bajo una óptica de sostenibilidad, donde la eficiencia en el uso de materiales y la energía se convierta en un indicador de éxito tan relevante como la producción incremental.

Sin embargo, evidencia operacional en el campo indica que algunos pozos fracturados presentan incrementos acelerados en corte de agua y un EUR inferior al proyectado [7] [8]. Este comportamiento sugiere que la proximidad a pozos inyectores activos y la comunicación hidráulica no evaluada previamente pueden afectar la eficiencia del tratamiento. Aunque la literatura clásica prioriza parámetros como permeabilidad, viscosidad, volumen de fractura y presión de inyección [9] [3] [4], existe una brecha en la incorporación sistemática de la conectividad interpozos como criterio de selección de candidatos en campos maduros bajo inyección. Esta brecha metodológica se traduce en una falta de profundidad analítica que este estudio busca solventar mediante la formalización de un framework de decisión robusto y replicable.

Investigaciones recientes aportan herramientas avanzadas para cuantificar esta conectividad. Huang et al. [6] desarrollaron un modelo basado en redes neuronales gráficas mejoradas (Graph

Neural Networks) para analizar conectividad dinámica en yacimientos multicapa bajo inyección de agua, demostrando que la interacción productor–inyector puede caracterizarse mediante análisis integrado de datos de inyección y producción. De manera complementaria, Ye et al. [10] proponen un método basado en acoplamiento espacio-temporal de datos de inyección–producción mediante arquitectura TAGNN (Temporal Attention Graph Neural Network), logrando estimaciones más precisas del grado de comunicación hidráulica. Estos estudios confirman que la conectividad es un fenómeno dinámico y cuantificable, cuya omisión puede conducir a decisiones subóptimas de estimulación.

La relevancia científica del problema radica en que la fracturación hidráulica en campos con soporte de inyección no puede evaluarse únicamente a escala de pozo individual. La presencia de comunicación hidráulica significativa puede favorecer la canalización preferencial de agua, modificar el gradiente de presión efectivo y reducir la eficiencia incremental del tratamiento. Por tanto, integrar análisis de conectividad interpozos en la etapa de selección de candidatos constituye una necesidad técnica para mejorar la predictibilidad del desempeño post-fractura. Bajo esta premisa, este trabajo no solo presenta resultados comparativos, sino que aplica validaciones estadísticas y modelos de incertidumbre para elevar el rigor de la contribución práctica.

El presente estudio adopta un enfoque metodológico integral que combina:

1. Análisis de proximidad geométrica productor–inyector,
2. Evaluación del comportamiento histórico de presión y producción,
3. Análisis del corte de agua posterior a la estimulación, y
4. Criterios petrofísicos y operativos tradicionales.
5. Cuantificación de incertidumbre económica mediante simulación Monte Carlo y validación de la sostenibilidad operativa.

La elección de este enfoque se fundamenta en que la conectividad hidráulica es un fenómeno dinámico que no puede caracterizarse exclusivamente mediante variables estáticas de roca. La integración de datos dinámicos permite reducir incertidumbre y mejorar la selección técnica de candidatos para fracturación.

Los principales resultados obtenidos muestran que los pozos con menor distancia efectiva a inyectores activos presentan mayor incremento de corte de agua y menor contribución incremental de petróleo tras la fracturación. Asimismo, se identifica una correlación directa entre indicadores de conectividad dinámica y reducción del EUR proyectado. Para garantizar la validez de estos hallazgos, se emplearon intervalos de confianza y pruebas de significancia que sustentan la robustez de las conclusiones.

Se concluye que la tecnología HiWAY es técnicamente viable en el campo Shushufindi-Aguarico cuando la conectividad hidráulica es moderada o baja; sin embargo, su aplicación en

zonas con alta comunicación productor–inyector incrementa el riesgo de canalización temprana de agua y disminuye la rentabilidad del tratamiento. En consecuencia, la conectividad interpozos debe incorporarse explícitamente como variable crítica en el proceso de cribado de pozos candidatos.

El propósito explícito de este estudio es evaluar la influencia de la conectividad hidráulica entre pozos productores e inyectores en la eficiencia de la fracturación hidráulica en el campo Shushufindi-Aguarico y proponer un criterio integral de selección que maximice recuperación incremental y minimice riesgos asociados a producción temprana de agua.

En síntesis, el problema abordado es la variabilidad en el desempeño post-fractura en un campo maduro bajo inyección; el método integra análisis geológico y dinámico de conectividad; los resultados demuestran correlación entre proximidad a inyectores y reducción de eficiencia; y la conclusión establece la necesidad de incorporar formalmente la conectividad interpozos en la evaluación técnica de fracturación hidráulica.

II. METODOLOGÍA

Para la ejecución de este estudio, se propone un framework de evaluación estocástica y diagnóstico dinámico diseñado para la optimización de la técnica HiWAY en yacimientos maduros. Este marco metodológico trasciende el análisis de caso al establecer un protocolo de tamizaje (screening) aplicable a cualquier formación con soporte de presión activa, validando su eficacia mediante la población total de pozos estimulados en el campo Shushufindi-Aguarico. Este diseño metodológico se estructuró como un protocolo secuencial orientado a la transferencia tecnológica, asegurando la trazabilidad de los datos y la robustez de las inferencias estadísticas, guardando consistencia con metodologías estructuradas sugeridas para el rendimiento de la fracturación en campos maduros [3] [11] [12].

A. Recopilación y preparación de información

i. Datos de producción y diagnóstico dinámico

Se recopilieron los historiales de producción (petróleo y agua) de cada pozo antes y después de la fracturación. Esta información permitió observar las tendencias de los fluidos y los cambios asociados después de la intervención. Los datos se obtuvieron de los registros operativos y las bases de datos internas de EPPETROECUADOR, lo que garantizó la consistencia temporal y la fiabilidad en la medición de los fluidos producidos. Se han aplicado metodologías similares en estudios previos para evaluar la eficacia de la fracturación hidráulica en yacimientos maduros [7] [8].

Además, se realizó una auditoría de conectividad dinámica interpozos, evaluando la proximidad geométrica y el balance de flujo del patrón de inyección. Este análisis permitió caracterizar la respuesta de irrupción de agua (water breakthrough) como una variable crítica en la eficiencia de la conductividad hidráulica, factor determinante que dicta el éxito o fracaso de la estimulación en entornos heterogéneos [13] [14]. La Fig. 1

muestra el historial de producción del pozo Shushufindi-78, utilizado para validar la respuesta dinámica del sistema.

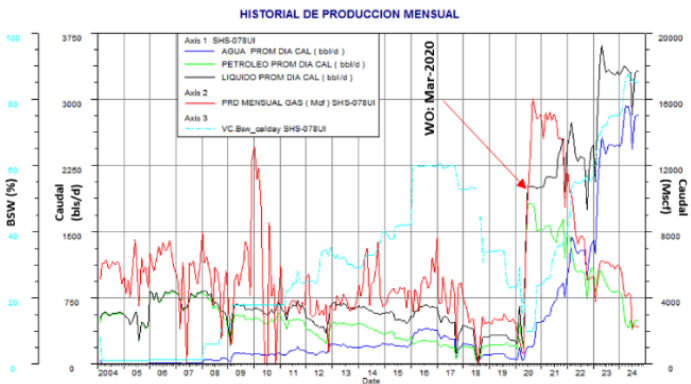


Fig. 1 Historial de producción del pozo Shushufindi-78.

ii. Informes de fracturas e informes de reacondicionamiento

Se revisaron los informes de fracturación hidráulica (técnica HiWAY) de cada pozo, incluyendo los volúmenes de fluidos, las cantidades de apuntalante, la conductividad obtenida y las fechas de operación. También se analizaron las operaciones de reacondicionamiento para identificar cualquier intervención adicional o cambio en el equipo de levantamiento artificial que pudiera afectar las variaciones de producción. En la Tabla 2 se presenta un informe de reacondicionamiento (Shushufindi-74).

iii. PVT y propiedades petrofísicas

Se utilizaron informes de presión, volumen y temperatura (PVT) para caracterizar el fluido, así como los valores de porosidad, permeabilidad y saturación del yacimiento para las arenas U Superior (US), U Inferior (UI) y T Superior (TS). Estos datos respaldaron las estimaciones de recuperación de hidrocarburos y dinámica de fluidos en cada pozo. Las propiedades petrofísicas de todos los pozos se muestran en la Tabla 1.

TABLA I
PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LOS POZOS DE ESTUDIO

PROPIEDADES PETROFÍSICAS					
FINALIZACIÓN	$\bar{p}$ psi	P_b psi	ϕ %	k mD	h ft
Shushufindi-74	900	1140**	14.5	252.59	8
Shushufindi-155D	900		12.3	149.83	13
Shushufindi-199D	1200	1310	15.6	385.88	32
Shushufindi-192D	1330		17.2	550.15	59
Shushufindi-78	940		15.8	413.03	51
Shushufindi-234D			15.6	401.429	53
Shushufindi-98D			14.5	301.08	38
Shushufindi-126D	1800	950*	12	151.88	13

TABLA II

Trabajo #	16
Objetivo	Recuperar la completación con ESP. Bajar el BHA de limpieza a +/- 9045'. Ejecutar el registro de cementación USIT-CBL-VDL-GR-CCL. Colocar 5' de cemento con Dump Bailer sobre el tapón CIBP a 9045' y colocar el segundo tapón CIBP a 9035'. Fracturar los intervalos de arena U superior de 8993' a 9001' (8'). Bajar el equipo ESP.
Actividades	- Realizar un rediseño de fractura hidráulica utilizando información de Data Frac. - Aditivos completos y corte de arena según los resultados posteriores a Data Frac. - Comenzar fracturación hidráulica HiWay. - Frac BHA bajó de 8933.74 pies a 9011.11 pies en tubería de perforación de 3 1/2", se asentó con 5 klbs. - Frac BHA removido en tubería de perforación de 3 1/2" en paradas a la torre de perforación hasta 8279 pies. Esperando la decantación de arena y la ruptura del gel. - Nivel de fluido tomado con ecómetro: Tbg 2481 pies, Csg 2042 pies. - Frac BHA bajó de 8279 pies a 9006.35 pies, se asentó con hasta 25 klbs. - Csg-Tbg bombeó 210 bls de fluido de control especial (capacidades de 3 Tbg) a 2.5 bpm y 80 psi sin retornos a la superficie. - Se elevó la sarta hasta 8824 pies. - La unidad digital Slick Line reduce la correlación del BHA: achicador de arena acoplado a GR-CCL. - Se realizó la correlación y la validación petrofísica con CSSFD, el fondo operativo se determinó a 9026,58 pies. - El achicador de arena recupera la muestra de arena de fractura Carbo Bond Lite 20/40. - El nivel del fluido se mide con un ecómetro: Tbg 4445 pies, Csg 4500 pies. - Se retira el BHA de la fractura de la tubería de perforación de 3 1/2, se rompe 1x1 y se desmantela el BHA. - El empacador se va con los neumáticos trabajados y completos.
Herramientas/equipos clave	ESP, USIT, CBL, VDL, GR, CCL, Dump Bailer, Frac BHA, Unidad digital Slick Line, Sand Bailer, Echometer, Tubo de perforación de 3 1/2", Arena de fractura Carbo Bond Lite 20/40.
Profundidad medida (MD)	8933,74 pies a 9011,11 pies, 8279 pies a 9006,35 pies, 8824 pies, 9026,58 pies, 4445 pies, 4500 pies
Información sobre fluidos	210 bls de fluido de control especial (capacidad de 3 Tbg), bombeado a 2,5 bpm y 80 psi
Notas	- Sand bailer recupera una muestra de arena de fractura Carbo Bond Lite 20/40. - Nivel de fluido medido con ecómetro.
Resultados	- Tratamiento de fractura completado exitosamente. - Finalización y fondo de operación validados. - Retiro de packer con neumáticos completos.

Reacondicionamiento #16, pozo Shushufindi-74

iv. Informes de costos y proyección de precios

Para el análisis económico, se recopilieron los costos de fracturación de HiWAY, junto con los costos de reacondicionamiento necesarios para realizar la fracturación. Con el fin de asegurar que el modelo sea aplicable en diferentes escenarios económicos, se utilizó una proyección del precio del petróleo a largo plazo para determinar los posibles ingresos futuros y, por lo tanto, calcular los indicadores económicos clave. La Tabla 3 muestra los costos de reacondicionamiento (incluido el costo de fracturación del pozo Shushufindi-78).

TABLA III
DETALLES DEL COSTO DE REACONDICIONAMIENTO DEL POZO

Shushufindi-74		
ELEMENTOS	Horas de tiempo	Costo (USD)
Materiales de terminación/tuberías		137.600
Velocidad de perforación		138.787
Control de pozos con fluidos convencionales	8	15.000
Recuperación de equipo BES D460N en tubería azul TSH de 3-1/2"	48	
Limpieza del BHA inferior n.º 1 hasta +/- 9045'	36	9.500
CIBP más bajo	8	15.000
Coloque 5' de cemento con Dump Bailer sobre el tapón CIBP a 9045'	8	15.000
Coloque el segundo enchufe CIBP a 9037'	8	15.000
Realizar registro de cementación USIT-CBL-VDL-GR-CCL	20	28.000
un empaque FlexPac de 7" x 3 1/2"	36	10.000,00
Realizar fracturación hidráulica HiWAY	48	170.000
Tensar y desacoplar el empaque	24	
Bajar el achicador de arena y determinar el fondo operativo	36	15.000
Baje el equipo BES RC1000 sobre la tubería azul TSH de 2-7/8"	45	
Retire el BOP y las conexiones	10	
Realizar pruebas de rotación y producción.	6	
Total parcial	341	
Días	14,21	548.887,00

B. Análisis técnico y Validación Probabilística

i. Selección de pozos de estudio

TABLA IV

PARÁMETROS DE LOS POZOS SELECCIONADOS FRACTURADOS

Se seleccionaron ocho pozos fracturados con HiWAY en diferentes arenas (dos en US, cinco en UI y uno en TS). La selección se basó en la disponibilidad de datos pre y post fracturación, así como en la representatividad de cada arena productora en el campo Shushufindi. La Tabla 4 muestra algunos parámetros de los pozos seleccionados.

PARÁMETROS	SH-74	SH -155D	SH-199D	SH-234D
RESERVORIO	U SUPERIOR		U INFERIOR	
	US	US	UI	UI
TIPO DE FRACTURACIÓN	HiWAY	HiWAY	HiWAY	HiWAY
FECHA DE FRACTURA	ABRIL 2020	MARZO 2023	ABRIL 2019	DICIEMBRE DE 2020
INTERVALO (ft)	8993 – 9001 (8')	9283 – 9296 (13')	9317' - 9330' (13') 9344' - 9356' (12') 9360' - 9367' (7')	9423'-9435' (12') 9438'-9450' (12')
APUNTALANTE (lbs)	31.743	36.081	32.406	27.196
CONDUCTIVIDAD (md -ft)	45.091	14.098	24.605	38.430

PARÁMETROS	SH-98D	SH-192D	SH-78	SH-126D
RESERVORIO	U INFERIOR			T SP
	UI	UI	UI	TS
TIPO DE FRACTURACIÓN	HiWAY	HiWAY	HiWAY	HiWAY
FECHA DE FRACTURA	JUNIO DE 2020	FEBRERO 2020	MARZO 2020	ENERO DE 2022
INTERVALO (ft)	9455,5'-9485' (29,5') 9501'-9533' (32')	10288' - 10299' (11') 10302' - 10350' (48')	9038'-9044' (06') 9055'-9070' (15') 9075'-9105' (30')	9788' - 9801' (13')
APUNTALANTE (lbs)	42.337	31.496	33.547	49.825
CONDUCTIVIDAD (md -ft)	19.904	34.960	84.194	63.455

ii. Escenarios de producción: con y sin fractura

Para cada pozo, se definieron dos escenarios principales: uno sin fracturación, en el que se proyectó la disminución de la producción suponiendo que el pozo no fuera intervenido, y otro con fracturación HiWAY, en el que se analizó el comportamiento real post-fracturación y se realizaron proyecciones basadas en la tendencia observada. La comparación entre ambos permitió cuantificar el volumen incremental de petróleo y agua.

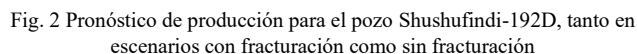
iii. Proyecciones de producción (pronóstico)

Se utilizó el software Oil Field Manager (OFM) para realizar proyecciones de producción de petróleo y agua hasta 15 años. La metodología se basó en la declinación hiperbólica, definiendo el caudal inicial, la declinación anual y los parámetros del exponente de declinación para cada pozo.

Para universalizar el análisis según el mecanismo de empuje del yacimiento, se incluyeron tres escenarios:

Pesimista (b=0.1): Adecuado para yacimientos donde la producción depende de la expansión de rocas y fluidos.

La Fig. 2 ilustra este procedimiento para el pozo Shushufindi-192D.



Con el propósito de cuantificar la incertidumbre asociada a las proyecciones de producción, se empleó el software Crystal Ball, el cual utiliza el método de simulación de Monte Carlo para modelar el comportamiento probabilístico de variables críticas del sistema. En este estudio, las variables consideradas fueron el caudal inicial (qi), el factor de declinación inicial (Di), el exponente hiperbólico (b) y el caudal de abandono (qa), siguiendo el enfoque metodológico propuesto por Laurido y Sangurima [12].

10,000 pruebas Vista de frecuencia 9,086 mostrados

Np Con Fracturamiento [BLs]

Probabilidad

Frecuencia

10% = 426,754.22

50% = 1,884,081.82

Media = 3,706,533.20

90% = 7,456,646.73

0.00 0.01 0.02 0.03 0.04

0.00 2,100,000.00 4,200,000.00 6,300,000.00

0 50 100 150 200 250 300 350 400 450

Np Sin Fracturamiento [BLs]

10,000 pruebas Vista de frecuencia 9,920 mostrados

Probabilidad

Frecuencia

90% = 1,512,176.00

Media = 931,977.33

50% = 542,862.12

10% = 194,009.15

Los resultados evidencian que, aunque existen escenarios desfavorables en los que el fracturamiento no genera incrementos significativos, el análisis probabilístico demuestra que, en términos estadísticos, el fracturamiento hidráulico incrementa sustancialmente la recuperación acumulada. El valor P50 obtenido para el caso con fracturamiento hidráulico es de 1884 MBLs, mientras que para el caso sin fracturamiento es de 542 MBLs. Esta diferencia confirma que, bajo condiciones de incertidumbre realistas, la intervención presenta una mejora significativa en el volumen recuperable esperado.

El factor de declinación inicial (D_i) tiene una influencia moderada ($\approx 6,2\%$), mientras que el exponente hiperbólico (b) y el caudal de abandono presentan un impacto marginal

Sensibilidad: Np Con Fracturamiento [BLs]

Category	Sensitivity (%)
Qpre - 19	62.6%
QpostFrac/QpreFrac	30.5%
Di /dia - 19	6.2%
b - 19	0.7%
qa BD - 19	0.0%

6

C. Análisis económico e Indicadores de Sostenibilidad.

i. Estimación de costos

Para cada pozo se elaboró una proyección financiera, considerando los costos de fracturación (servicios, aditivos, equipos, etc.), los costos de reacondicionamiento y la inversión inicial requerida para la intervención HiWAY.

Además, se incorporaron los costos de operación y mantenimiento, así como los asociados a la gestión y disposición del agua.

ii. Estimación de ingresos

Las proyecciones de precios del petróleo de los informes de la EIA (Administración de Información Energética) se utilizaron para el horizonte de análisis (15 años desde la fractura). Los volúmenes proyectados de petróleo y agua sirvió como base para calcular los ingresos, descontando regalías o impuestos según fuera necesario.

iii. Rentabilidad Indicadores

- 1) Valor Actual Neto (VAN) : El valor actual de los flujos de efectivo futuros se calcula utilizando una tasa de descuento definida a partir del costo de oportunidad.
- 2) Tasa Interna de Retorno (TIR) : Se determinó la tasa a la cual el VAN es igual a cero, indicando el desempeño del proyecto.
- 3) Relación Costo-Beneficio (RBC) : Se compararon los ingresos con los gastos actualizados para verificar si el proyecto generaba utilidad por cada unidad monetaria invertida.
- 4) Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI) : Se estimó el tiempo necesario para recuperar el capital invertido.

iv. Marco de Sostenibilidad e Impacto Socio-Ambiental

Como respuesta a la necesidad de una gestión responsable de los recursos no renovables, la metodología integra un análisis de sostenibilidad basado en la eficiencia de los insumos químicos y la gestión hídrica. Al estandarizar la selección de candidatos mediante el diagnóstico de conectividad dinámica, el framework mitiga el impacto ambiental al prevenir la producción y tratamiento de agua innecesaria, reduciendo así la huella de carbono operativa asociada al levantamiento artificial y la reinyección. Desde la perspectiva social, este enfoque técnico asegura la seguridad energética y la optimización de la inversión estatal; al extender la vida útil del activo de forma rentable, se garantiza la estabilidad económica y el sostenimiento de las fuentes de empleo en la región amazónica, transformando la eficiencia técnica en un motor de desarrollo regional sostenible.

III. DISCUSIÓN

La evaluación técnica y económica de la fracturación hidráulica mediante la técnica HiWAY en pozos seleccionados del campo Shushufindi-Aguarico permite identificar patrones significativos en su impacto en la productividad y la rentabilidad. A diferencia de estudios puramente descriptivos, esta sección interpreta la variabilidad de los resultados bajo el prisma de la dinámica del yacimiento y la validación estocástica. Los hallazgos más significativos se analizan e interpretan a continuación.

A. Análisis comparativo: escenario con fracturamiento vs. escenario sin fracturamiento

El análisis de los resultados muestra que la fracturación hidráulica mejora significativamente la recuperación final de petróleo (EUR) en la mayoría de los pozos, especialmente en aquellos con bajos caudales iniciales. En el pozo Shushufindi-155D, el EUR aumenta de 557,533 MBls a 1533,58 MBls en el caso optimista, lo que demuestra que esta técnica puede convertir pozos de baja productividad en opciones viables. De igual manera, los pozos Shushufindi-192D y Shushufindi-78 experimentan aumentos notables en la EUR, lo que sugiere que la fracturación es efectiva cuando el pozo tiene buena conectividad con el yacimiento.

Sin embargo, existen casos donde la fracturación no es favorable. En Shushufindi-74 y Shushufindi-98D, el EUR es menor tras la fracturación. En Shushufindi-98D, por ejemplo, el EUR cae de 3011,52 MBls sin fracturación a valores entre 2252,05 MBls y 2350,65 MBls en los escenarios pesimista y optimista. Esta disminución se asocia a un aumento en la producción de agua, que pasa de 1549,09 MBls a más de 5322 MBls. Este comportamiento no se atribuye a una falla mecánica de la técnica HiWAY, sino a una limitación geológica-operativa: la formación de canales preferenciales de agua inducidos por la alta conductividad de la fractura en zonas con alta conectividad interpozos.

Estos resultados resaltan la importancia de evaluar las condiciones del yacimiento y del pozo antes de aplicar la fracturación. Si bien la técnica puede ser muy efectiva en ciertos casos, en otros puede causar efectos adversos, como una producción excesiva de agua, lo que afecta la recuperación de petróleo y la viabilidad económica. La Tabla 5 muestra los resultados de EUR para todos los escenarios.

TABLA V RESULTADOS DE PROYECCIONES DE POZOS UTILIZANDO SOFTWARE OFM EN LOS ESCENARIOS NO FRACTURADO Y FRACTURADO

Pozo	RESERVORIO	PREFRACTURA				POST FRACTURA									
						CASO PESIMISTA			CASO MÁS PROBABLE				CASO OPTIMISTA		
		Qi (bls)	Reservas (Mbls)	EUR agua (Mbls)	EUR crudo (Mbls)	Qi (bls)	Reservas (Mbls)	EUR (Mbls)	Qi (bls)	Reservas (Mbls)	EUR agua (Mbls)	EUR crudo (Mbls)	Qi (bls)	Reservas (Mbls)	EUR (Mbls)
Shushufindi-74	U Superior	97	32.624	499.246	359.38	21.09	12.59	268.055	21.09	14.685	909.56	270.141	21.09	17.168	272.624
Shushufindi-155D		19	0	235.714	557.533	329	859.504	1417.04	329	917.131	552.018	1474.66	329	976.047	1533.58
Shushufindi-199D	U inferior	157	65.68	1290.34	1704.89	336	576.574	2215.79	336	631.46	2446.73	2270.67	336	678.195	2317.41
Shushufindi-192D		196	82.308	1467.21	2400.15	363	453.46	2771.3	363	522.73	4566.56	2840.57	363	583.831	2901.68
Shushufindi-78		204	354.139	3369.6	4762.67	494	631.284	5039.81	494	753.807	12991.7	5162.34	494	861.224	5272.75
Shushufindi-234D		325	655.089	1655.12	2546.07	813.46	1056.85	3339.22	813.46	1187.12	5427.73	3469.49	813.46	1302.09	3584.46
Shushufindi-98D		648	986.30	1549.01	3011.52	192.18	226.83	2252.05	192.18	279.72	5322.19	2304.94	192.18	325.43	2350.65
Shushufindi-126D		T Superior	50	137.85	45.89	1371.33	522	972.906	2206.38	522	1071.51	72.65	2304.98	522	1157.6

i. Pozos con éxito técnico-económico

Shushufindi-155D, 199D, 192D, 78, 234D y 126D mostraron claros aumentos en la producción de petróleo en el escenario post-fracturación, en comparación con el escenario sin fracturación. Estos aumentos, en la mayoría de estos pozos, superan los 100 barriles diarios adicionales y se reflejan en mayores volúmenes de reservas (Mbbls) y una mayor producción proyectada de crudo en EUR.

Si bien la producción de agua también está aumentando en la mayoría de estos pozos, el análisis económico reveló indicadores favorables en términos de TIR, VPN y relación costo-beneficio (CBR), lo que justifica la fracturación.

El éxito en estos pozos se correlaciona con una conectividad moderada o baja con los inyectores circundantes, permitiendo que la fractura drene efectivamente el área de petróleo sin atraer el frente de agua

ii. Pozos con resultados desfavorables

Shushufindi-74 y Shushufindi-98D presentan un comportamiento diferente: el EUR del crudo post fracturación no supera al escenario sin fracturación, debido al aumento acelerado de agua que reduce la efectividad de la estimulación y afecta la rentabilidad.

En Shushufindi-74, se identificó la influencia de pozos de inyección cercanos, lo que habría facilitado el avance prematuro del agua hacia el pozo fracturado (el pozo de inyección Shushufindi 141 WIW se encuentra a 630 metros de distancia) (EPPETROECUADOR, 2024). El resultado es un

corte excesivo de agua y un suministro de petróleo más limitado.

Un fenómeno similar ocurrió en Shushufindi-98D (existen seis pozos de inyección, principalmente Shushufindi 116 WIW y Shushufindi 62B WIW, ubicados a una distancia promedio de 709 m) (EPPETROECUADOR, 2024a). Esto, sumado a la heterogeneidad del yacimiento, provocó que la fractura aparentemente conectara zonas de alta saturación de agua. Esto generó aumentos en la producción de agua y disminuyó la efectividad del fracturamiento HiWAY. Estos resultados demuestran que la distancia efectiva a los inyectores y el balance de masa del patrón de inyección son variables críticas que deben integrarse formalmente en el diseño de fracturas en campos maduros.

B. Análisis de Incertidumbre: OFM vs. Crystal Ball

Para dotar al estudio de rigor analítico, se compararon las proyecciones determinísticas (OFM) con las estocásticas (Crystal Ball). Ambos modelos muestran la misma tendencia de clasificación de pozos; sin embargo, Crystal Ball ofrece una visión más conservadora, reduciendo el sesgo optimista de las curvas de declinación tradicionales

Los pozos que más se benefician de la fracturación, como 155D, 192D y 78, presentan aumentos significativos en la tasa de recuperación (EUR) en los tres escenarios post-fracturación. En contraste, Shushufindi-74 y 98D mantienen un comportamiento menos favorable, en consonancia con análisis previos que indicaban un beneficio económico limitado. La

Tabla 6 revela que OFM ofrece proyecciones más optimistas, mientras que Crystal Ball es más conservador, aunque sin modificar la clasificación relativa de los pozos. Al decidir sobre las intervenciones, es fundamental analizar los supuestos de cada modelo, ya que la elección del método influye en la estimación de las reservas recuperables y, en consecuencia, en la rentabilidad del proyecto.

C. Indicadores económicos y viabilidad

La Tabla 7 compara los indicadores económicos de ocho pozos antes y después de la fracturación, evaluando la rentabilidad (TIR), el valor actual neto (VAN), la relación beneficio-costos (RCB) y el periodo de recuperación de la inversión (PPI). Los resultados muestran un rendimiento contrastante después de la fracturación.

En pozos como Shushufindi-74 y 98D, la fracturación impacta negativamente estos indicadores. En Shushufindi-74, la TIR cae del 74% a un rango de 4-10%, el VPN disminuye drásticamente y el RCB disminuye de 2,29 a aproximadamente 1,2. Además, el IRP se extiende de 1,05 años a más de 3, lo que indica que no se justifica una inversión adicional. Una situación similar ocurre en Shushufindi-98D, donde el VPN cae de 7,58 millones a menos de 0,19 millones, mientras que el RCB y la liquidez empeoran.

En contraste, pozos como Shushufindi-155D, 192D, 199D, 78, 234D y 126D experimentaron mejoras significativas. Por ejemplo, en el pozo 155D, la TIR aumentó del 17% a más del 76%, el VPN aumentó de \$46,723 a varios millones, el RCB superó 2.76 y el PRI disminuyó drásticamente. De igual manera, los pozos en 192D y 234D duplicaron o triplicaron su VPN y recuperaron su inversión en pocos meses.

La fracturación es rentable en la mayoría de los casos, excepto en Shushufindi-74 y 98D. No se recomienda fracturar estos pozos, ya que la baja producción posterior a la fractura afecta negativamente su rentabilidad.

Desde el punto de vista de la sostenibilidad operativa y social, estos resultados indican que el fracturamiento HiWAY es una herramienta poderosa para la seguridad energética siempre que se aplique bajo un criterio de selección robusto. No se recomienda fracturar pozos con alta sospecha de conectividad hidráulica, ya que la inversión económica se pierde en el manejo de agua asociada, impactando negativamente la rentabilidad y la eficiencia ambiental del campo.

TABLA VI COMPARACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS EN LA CRYSTAL BALL VS OFM

Pozo	RESERVORIO	SIN FRACTURA		POST-FRACTURA					
		EUR de OFM (Mbls)	EUR de Crystal Ball (Mbls)	Caso pesimista		Caso probable		Caso optimista	
				EUR de OFM (Mbls)	EUR de Crystal Ball (Mbls)	EUR de OFM (Mbls)	EUR de Crystal Ball (Mbls)	EUR de OFM (Mbls)	EUR de Crystal Ball (Mbls)
Shushufindi-74	U SUPERIOR	359.38	304.38	268.055	210.49	270.141	212.3	272.624	214.5
Shushufindi-155D		557.53	527.53	1417.04	1374.04	1474.66	1431.66	1533.58	1490.58
Shushufindi-199D	U INFERIOR	1704.89	1659.89	2215.79	2170.79	2270.67	2225.67	2317.41	2272.41
Shushufindi-192D		2400.15	2355.15	2771.3	2726.30	2840.57	2795.57	2901.68	2856.68
Shushufindi-78		4762.67	4712.67	5039.81	4989.81	5162.34	5112.34	5272.75	5222.75
Shushufindi-234D		2937.46	2496.07	3662.61	3289.22	3773.63	3419.49	3869.52	3534.56
Shushufindi-98D		3325.15	2961.52	2253.23	2207.05	2304.94	2259.94	2350.4	2305.65
Shushufindi-126D	T SUPERIOR	1371.33	1321.33	2206.38	2156.38	2304.98	2254.98	2391.07	2341.07

TABLA VII
INDICADORES ECONÓMICOS DE LOS 8 POZOS

Pozo	RESER VORIO	PREFRACTURA				POST FRACTURA											
						CASO PESIMISTA				CASO MÁS PROBABLE				CASO OPTIMISTA			
		TIR (%)	VPN (\$)	RC B	PRI	TIR (%)	VPN (\$)	RCB	PRI	TIR (%)	VPN (\$)	RCB	PRI	TIR (%)	VPN (\$)	RCB	PR I
Shushufindi-74	U Superior	74	\$1,335,348	2.29	1.0	4	\$158,951	1.15	5.4	7	\$98,572	1.23	4.9	10	\$752,214	1.31	3.5
Shushufindi-155D		17	\$46,723	1.47	2.6	73	\$12,897,029	2.68	1.3	75	\$13,719,871	2.76	1.3	76	\$21,301,454	2.76	1.3
Shushufindi-199D	U inferior	10	\$686,973	1.28	6.5	25	\$4,076,565	1.78	11.1	27	\$5,035,988	1.85	10.9	29	\$14,198,536	1.92	10.7
Shushufindi-192D		8	\$775,938	1.25	3.6	29	\$3,647,555	1.76	2.6	32	\$4,583,959	1.85	2.5	35	\$13,743,272	1.92	2.4
Shushufindi-78		28	\$4,967,321	1.90	3.7	47	\$7,695,740	2.08	1.9	52	\$9,576,882	2.20	1.8	56	\$20,421,580	2.31	1.8
Shushufindi-234D		36	\$9,548,479	2.24	3.5	100	\$23,733,000	2.77	1.1	102	\$24,822,979	2.80	1	103	\$36,282,952	2.82	1
Shushufindi-98D		15	\$7,581,303.41	1.44	4.2	7	\$187,849	1.34	4.3	15	\$7,581,303	1.44	4.2	15	\$7,581,303	1.44	4.2
Shushufindi-126D	T superior	2	\$2,587,040	0.90	10.7	75	\$15,082,232	2.56	2.2	77	\$16,213,612	2.61	2.2	79	\$26,307,545	2.66	2.2

IV. CONCLUSIONES

- 1) Eficacia de la Tecnología HiWAY: La técnica HiWAY demostró ser una solución robusta para revitalizar la productividad en yacimientos maduros. En el 75% de la muestra, se obtuvieron incrementos de caudal de hasta tres veces la tasa basal, lo que valida la eficiencia de los canales de flujo de alta conductividad frente a los métodos de fracturamiento convencional en formaciones de baja permeabilidad.
- 2) Incremento en el Factor de Recuperación: Se cuantificó un aumento sustancial en la recuperación final (EUR) en seis de los ocho pozos, con mejoras de hasta el 50%. Este hallazgo posiciona a la estimulación hidráulica avanzada como una estrategia crítica para la extensión de la vida útil de activos energéticos maduros, maximizando el aprovechamiento de recursos no renovables.
- 3) Determinantes de Conectividad Hidráulica: Se concluye que la conectividad dinámica interpozos es el factor de

riesgo más crítico. El desempeño adverso en pozos cercanos a inyectores activos demuestra que la conductividad infinita de la técnica HiWAY puede acelerar la irrupción de agua si no existe un diagnóstico previo de la comunicación hidráulica, transformando una oportunidad de producción en un pasivo operativo.

- 4) Análisis de Casos Atípicos y Heterogeneidad: Los resultados en Shushufindi-74 y Shushufindi-98D actúan como validación del límite técnico de la tecnología. La disminución de la EUR en estos casos no es una falla de la técnica, sino una consecuencia de la heterogeneidad del yacimiento y la interferencia dinámica, subrayando que el éxito de la ingeniería depende estrictamente de una caracterización geomecánica y de flujo previa.
- 5) Viabilidad Económica y Rentabilidad: El éxito técnico se tradujo en una solidez financiera notable, con pozos como Shushufindi -126D duplicando su TIR (de 23.8% a 50.4%) y quintuplicando su VAN. Est indicadores confirman que, bajo una selección adecuada de candidatos, la tecnología

HiWAY ofrece una alta rentabilidad incluso en escenarios de volatilidad de precios del crudo.

- 6) Gestión de la Incertidumbre: El uso de simulaciones estocásticas reveló que, aunque los escenarios optimistas presentan retornos excepcionales, la evaluación de riesgos mediante intervalos de confianza (P10, P50, P90) es indispensable para evitar inversiones fallidas en entornos geológicos complejos o escenarios de mercado conservadores.
- 7) Contribución Metodológica y Replicabilidad: Este estudio proporciona un framework de decisión integral y replicable a nivel global. El enfoque propuesto permite a operadores en otros campos con condiciones similares mitigar riesgos y estandarizar el proceso de selección de candidatos para fracturamiento hidráulico en esquemas de recuperación secundaria.
- 8) Impacto Sostenible: Se establece que la optimización de la productividad mediante HiWAY contribuye a la sostenibilidad económica y social del sector hidrocarburífero. Al minimizar las intervenciones fallidas, se reduce el impacto ambiental asociado al manejo de agua de formación y se garantiza el uso eficiente de los recursos públicos destinados a la energía.

V. RECOMENDACIONES

- 1) Diagnóstico Geológico-Dinámico Integrado: Antes de la implementación de HiWAY, es imperativo realizar un análisis de conectividad interpozos que incluya pruebas de trazadores o análisis de transientes de presión. Se debe priorizar la identificación de corredores de alta permeabilidad para evitar el "short-circuit" entre inyectores y productores.
- 2) Protocolo de Selección de Candidatos: Se recomienda la adopción de criterios de selección multivariable que incluyan no solo petrofísica básica, sino también balances de masa por patrón de inyección y estados de presión de reservorio, asegurando que el pozo candidato tenga el soporte de energía necesario para responder a la estimulación.
- 3) Digitalización y Monitoreo Adaptativo: Implementar un monitoreo continuo de los parámetros de producción post-fractura mediante herramientas de análisis de datos en tiempo real. Esto permitirá una gestión adaptativa que pueda ajustar los regímenes de inyección circundantes para optimizar el barrido y prolongar el beneficio de la fractura.
- 4) Evaluación Económica Probabilística: Toda decisión de inversión debe estar sustentada en análisis de sensibilidad y simulaciones Monte Carlo que contemplen el ciclo de vida completo del proyecto. Se debe incluir específicamente el

costo creciente del manejo de agua asociada para obtener una visión realista de la rentabilidad a largo plazo y garantizar la sostenibilidad financiera del activo.

RECONOCIMIENTO

El autor expresa su agradecimiento a EP Petroecuador por el acceso a los datos clave utilizados en este estudio.

REFERENCIAS

- [1] H. Al Salmi, A. Al Shueili, M. Jaboo y M. Al Qassabi, «Hydraulic Fracturing QA QC Indispensable to Delivering Both a Successful and Economic Fracture Program,» de *ADIPEC 2022*, 2022.
- [2] A. Daneshy, «Analysis of horizontal well fracture interactions and completion steps for reducing production interference,» 2018.
- [3] E. d'Huteau, M. Gillard, J. Johnson, O. Medvedev, T. Rhein y D. Willberg, «Open flow channel fracturing: A fast track to production,» *Oilfield Review*, 2011.
- [4] M. A. Naranjo, «Tackling the challenges of a mature field with multiple oil-water contacts,» 2017.
- [5] J. Shang, «A review of fracturing and enhanced recovery integration working fluids in tight reservoirs,» *Processes*, 2024.
- [6] L. Wang, «Optimization strategies for hydraulic fracturing in unconventional reservoirs,» *International Journal of Earth Sciences Knowledge and Applications*, 2025.
- [7] A. G. Helmy, S. K. Salem y M. Elnoby, «Sensitivity Analysis of Hydraulic Fracturing Parameters for Optimum Horizontal Well Spacing in Tight Oil Reservoirs,» *Arabian Journal for Science and Engineering*, 2024.
- [8] A. J. Izurieta, J. C. Guaman, A. Morillo, G. Pabon y M. Abril, «Pillar fracturing production enhancement results for mature clay sensitive reservoir in Ecuador,» 2021.
- [9] N. P. Cheremisinoff y A. Aleshin, «Hydraulic Fracturing Operations,» 2015.
- [10] H. Ye, «Interwell connectivity analysis method based on injection–production data time and space scale coupling,» *Processes*, 2025.
- [11] L. V. Gandossi y A. Estorff, «An overview of hydraulic fracturing and other formation stimulation technologies for shale gas production,» 2015.
- [12] A. Laurido y F. Sangurima, Comparative analysis of the POES estimated by deterministic and probabilistic methods in the Hollín formation, Campo Palo Azul, 2018.
- [13] R. J. S. Maldonado y A. E. Aoun, «A data-driven evaluation of hydraulic fracturing performance in Hassi Messaoud field, Algeria,» 2019.
- [14] S. Naik y A. Singh, «Impact of Fracture Conductivity on Production,» 2021.