

Pregrado

Carrera: Exploración y producción de petróleo en gas natural

Asignatura (UIC): Proyectos de exploración y producción

Trabajo de titulación previo a la obtención del

Título en: Tecnólogo Universitario en Exploración y Producción de
Petróleo y Gas Natural.

Tema: Optimización de petróleo del pozo IRO A2
a base de Fracturamiento Hidráulico y
Acidificación Matricial

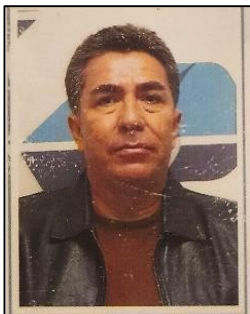
Autor/s: Jorge Bolívar Añazco García

Kevin David Añazco Bedón

Tutor: Luis Alfredo Álvarez Lazo

Fecha:16/08/2025



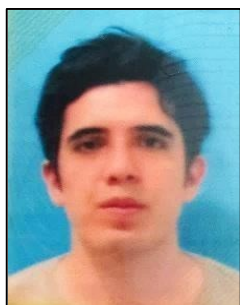


Autor: Añezco García Jorge Bolívar

**Título para obtener: Tecnólogo Universitario en
Exploración y Producción de Petróleo y Gas Natural**

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: jorge.anazco@ister.edu.ec



Autor: Añezco Bedón Kevin David

**Título para obtener: Tecnólogo Universitario en
Exploración y Producción de Petróleo y Gas Natural**

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: kevin.anazco@ister.edu.ec



Dirigido por: Luis Alfredo Álvarez Lazo

Título: Coordinador Petróleos

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: luis.alvarez@ister.edu.ec

Todos los derechos reservados.

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la Ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

©2024 Tecnológico Universitario Rumiñahui

SANGOLQUÍ - ECUADOR

Añazco García Jorge Bolívar

Añazco Bedón Kevin David

***Optimización de petróleo del pozo IRO A2 a base de Fracturamiento Hidráulico y
Acidificación Matricial***

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.2

Sangolquí, 15 de agosto del 2025

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN

INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO

Presente

Por medio de la presente, yo, AÑAZCO GARCÍA JORGE BOLIVAR declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado Optimización de petróleo del pozo IRO A2 a base de Fracturamiento Hidráulico y Acidificación Matricial, de la Tecnología Universitaria En Exploración Y Producción De Petróleo Y Gas Natural; y a su vez manifiesto mi voluntad de ceder al Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui con condición de Universitario los derechos de reproducción, distribución y publicación de dicho trabajo de titulación, en cualquier formato y medio, con fines académicos y de investigación.

Esta cesión se otorga de manera no exclusiva y por un periodo indeterminado. Sin embargo, conservo los derechos morales sobre mi obra.

En fe de lo cual, firmo la presente.

Atentamente,



AÑAZCO GARCÍA JORGE BOLIVAR

C.I.:0702082165

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.2

Sangolquí, 15 de agosto del 2025

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN

**INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN
DE UNIVERSITARIO**

Presente

Por medio de la presente, yo, AÑAZCO BEDÓN KEVIN DAVID declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado Optimización de petróleo del pozo IRO A2 a base de Fracturamiento Hidráulico y Acidificación Matricial, de la Tecnología Universitaria En Exploración Y Producción De Petróleo Y Gas Natural; y a su vez manifiesto mi voluntad de ceder al Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui con condición de Universitario los derechos de reproducción, distribución y publicación de dicho trabajo de titulación, en cualquier formato y medio, con fines académicos y de investigación.

Esta cesión se otorga de manera no exclusiva y por un periodo indeterminado. Sin embargo, conservo los derechos morales sobre mi obra.

En fe de lo cual, firmo la presente.

Atentamente,



Kevin David Anazco
Bedon



AÑAZCO BEDÓN KEVIN DAVID

C.I.:1726235367

FORMULARIO PARA ENTREGA DE PROYECTOS EN BIBLIOTECA INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO

CT-ANX-2025-ISTER-3

CARRERA:

**TECNOLÓGIA UNIVERSITARIA EN EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE
PETRÓLEO Y GAS NATURAL**

AUTOR /ES:

AÑAZCO GARCÍA JORGE BOLIVAR – AÑAZCO BEDÓ KEVIN DAVID

TUTOR (METODOLÓGICO Y ACADÉMICO):

ALVAREZ LAZO LUIS ALFREDO

CONTACTO ESTUDIANTE:

0984758374 - 0998731401

CORREO ELECTRÓNICO:

Kevinanazco54@gmail.com

TEMA:

**OPTIMIZACIÓN DE PETRÓLEO DEL POZO IRO A2 A BASE DE
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO Y ACIDIFICACIÓN MATRICIAL**

OPCIÓN DE TITULACIÓN:

UNIDAD DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

RESUMEN EN ESPAÑOL:

El proyecto analiza la optimización de la producción del pozo IRO A2, en el Bloque 16, Orellana, Ecuador, que produce crudo pesado (16.1° API) con alta viscosidad y más del 98% de agua (BSW). La baja productividad se debe a pérdida de presión del yacimiento, migración de finos, precipitación de asfaltenos y fallas mecánicas. Se evaluaron dos técnicas de estimulación: fracturamiento hidráulico y acidificación matricial. El fracturamiento hidráulico, mediante inyección de fluido a alta presión para generar fracturas en la roca, mejoró la producción de 2016 a 3650 BPD e incrementó el índice de productividad de 1.81 a 6.0 BPD/psi. La acidificación matricial, usando ácidos para disolver obstrucciones sin fracturar la formación, aumentó la producción a 2850 BPD y el índice de productividad a

3.40 BPD/psi, siendo más efectiva para eliminar daño cercano al pozo, pero con menor alcance que el fracturamiento. Se concluye que el fracturamiento es más adecuado para daños severos y baja conectividad, mientras que la acidificación es más económica y útil como mantenimiento. Se recomienda evaluación petrofísica y económica previa.

PALABRAS CLAVE:

- Fracturamiento hidráulico
- Acidificación matricial
- Pozo IRO A2
- Optimización de producción
- Crudo pesado

MATRIZ SANGOLQUÍ: Av. Atahualpa 1701 y 8 de Febrero

Telf: 0960052734 / 023524576 / 022331628

    **www.ister.edu.ec / info@ister.edu.ec**

ABSTRACT:

This project analyzes the optimization of the IRO A2 well production, located in Block 16, Orellana, Ecuador, producing heavy crude oil (16.1° API) with high viscosity and over 98% water cut (BSW). Low productivity is due to reservoir pressure loss, fines migration, asphaltene precipitation, and mechanical failures. Two stimulation techniques were evaluated: hydraulic fracturing and matrix acidizing. Hydraulic fracturing, which injects high-pressure fluid to create fractures in the rock, increased production from 2016 to 3650 BPD and raised the productivity index from 1.81 to 6.0 BPD/psi. Matrix acidizing, which uses acids to dissolve obstructions without fracturing the formation, improved production to 2850 BPD and the productivity index to 3.40 BPD/psi, being more effective at removing near-wellbore damage but with less impact than fracturing. The study concludes that fracturing is more suitable for severe damage and low connectivity, while acidizing is more economical and useful for maintenance treatments. A prior petrophysical and economic evaluation is recommended.

PALABRAS CLAVE:

- Hydraulic fracturing
- Matrix acidizing
- IRO A2 well
- Production optimization
- Heavy crude oil



Firma del Estudiante

Añazco García Jorge Bolívar

C.I.: 0702082165



Firma del Estudiante

Añazco Bedón Kevin David

C.I.: 1726235367

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-4

Sangolquí, 15 de agosto del 2025

Sres.-

**INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN
DE UNIVERSITARIO**

Presente

Yo, AÑAZCO GARCÍA JORGE BOLIVAR con C.I.: 0702082165 alumno de la Carrera TECNOLÓGÍA UNIVERSITARIA EN EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL, cedo al INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO, los derechos de publicaciones del presente trabajo de Titulación en el Repositorio Institucional para hacer uso de todos los contenidos con fines estrictamente académico o de investigación.

Atentamente,



Firma del Estudiante

Añazco García Jorge Bolívar

C.I.: 0702082165

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-4

Sangolquí, 15 de agosto del 2025

Sres.-

**INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN
DE UNIVERSITARIO**

Presente

Yo, AÑAZCO BEDÓN KEVIN DAVID con C.I.: 1726235367 alumno de la Carrera TECNOLÓGÍA UNIVERSITARIA EN EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL, cedo al INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO, los derechos de publicaciones del presente trabajo de Titulación en el Repositorio Institucional para hacer uso de todos los contenidos con fines estrictamente académico o de investigación.

Atentamente,



Kevin David Anazco
Bedon



Firma del Estudiante

Añazco Bedón Kevin David

C.I.: 1726235367

Optimización de petróleo del pozo IRO A2 a base de Fracturamiento Hidráulico y Acidificación Matricial

Dedicatoria:

Dedicamos este trabajo a nuestras familias, pilares fundamentales en nuestra vida, por su amor, comprensión y apoyo incondicional durante todo este camino académico.

Por enseñarnos con su ejemplo que la perseverancia, el esfuerzo y la honestidad son la base para alcanzar nuestras metas. A todas las personas que nos motivaron a seguir adelante incluso en los momentos más difíciles, recordándonos que cada sacrificio tiene su recompensa.

Agradecimiento:

Agradecemos, a nuestras familias, por su paciencia, ánimo y respaldo constante, quienes estuvieron a nuestro lado en cada jornada de estudio y trabajo.

Al Coordinador de Tesis, Luis Alfredo Álvarez Lazo, por su dedicación, orientación y valiosos aportes que fueron fundamentales para el desarrollo de esta investigación.

Al Instituto Tecnológico Universitario Rumiñahui, por brindarnos una formación académica de calidad y las herramientas necesarias para nuestro crecimiento profesional.

A nuestros compañeros y amigos, por su colaboración, consejos y apoyo durante este proceso que contribuyeron a la culminación de este trabajo de titulación.

Resumen:

El proyecto analiza la optimización de la producción del pozo IRO A2, en el Bloque 16, Orellana, Ecuador, que produce crudo pesado (16.1° API) con alta viscosidad y más del 98% de agua (BSW). La baja productividad se debe a pérdida de presión del yacimiento, migración de finos, precipitación de asfaltenos y fallas mecánicas. Se evaluaron dos técnicas de estimulación: fracturamiento hidráulico y acidificación matricial. El fracturamiento hidráulico, mediante inyección de fluido a alta presión para generar fracturas en la roca, mejoró la producción de 2016 a 3650 BPD e incrementó el índice de productividad de 1.81 a 6.0 BPD/psi. La acidificación matricial, usando ácidos para disolver obstrucciones sin fracturar la formación, aumentó la producción a 2850 BPD y el índice de productividad a 3.40 BPD/psi, siendo más efectiva para eliminar daño cercano al pozo, pero con menor alcance que el fracturamiento. Se concluye que el fracturamiento es más adecuado para daños severos y baja conectividad, mientras que la acidificación es más económica y útil como mantenimiento. Se recomienda evaluación petrofísica y económica previa.

Palabras clave:

Fracturamiento hidráulico, Acidificación matricial, Pozo IRO A2, Optimización de producción, Crudo pesado.

Abstract:

This project analyzes the optimization of the IRO A2 well production, located in Block 16, Orellana, Ecuador, producing heavy crude oil (16.1° API) with high viscosity and over 98% water cut (BSW). Low productivity is due to reservoir pressure loss, fines migration, asphaltene precipitation, and mechanical failures. Two stimulation techniques were evaluated: hydraulic fracturing and matrix acidizing. Hydraulic fracturing, which injects high-pressure fluid to create fractures in the rock, increased production from 2016 to 3650 BPD and raised the productivity index from 1.81 to 6.0 BPD/psi. Matrix acidizing, which uses acids to dissolve obstructions without fracturing the formation, improved production to 2850 BPD and the productivity index to 3.40 BPD/psi, being more effective at removing near-wellbore damage but with less impact than fracturing. The study

concludes that fracturing is more suitable for severe damage and low connectivity, while acidizing is more economical and useful for maintenance treatments. A prior petrophysical and economic evaluation is recommended.

Keywords:

Hydraulic fracturing, Matrix acidizing, IRO A2 well, Production optimization, Heavy crude oil.

Tabla de contenido

CAPITULO I	16
INTRODUCCIÓN	16
1.1 Antecedentes	16
1.2 Reservorios productivos	16
1.2.1 Arenisca U (Napo U)	16
1.2.2 Arenisca M-1 (Napo M-1)	17
1.3 Columnas estratigráficas del bloque 16	17
1.4 Histórico de producción del pozo IRO A2	18
1.5 Análisis de presión, volumen y temperatura (PVT)	19
1.6 Problemas del pozo	20
1.7 Contexto	20
1.8 Justificación	21
1.9 Parámetros petrofísicos	23
1.10 Registro geofísico del pozo	24
1.11 Completación de pozos	25
1.12 Estructura	27
1.13 Características del crudo del pozo IRO A2	27
CAPITULO II	29
MARCO TEÓRICO	29
2.1 Propuesta 1: Fracturamiento Hidráulico	30
2.2 Propuesta 2: Acidificación Matricial	30
2.3 Levantamiento artificial	31
CAPITULO III	33
DESARROLLO DE LAS PROPUESTAS DEL PROYECTO	33
3.1 Cálculo de Daño de Formación (Skin Factor, S)	34
3.2 Propuesta 1: Fracturamiento Hidráulico	35
3.2.1 Gradiente de fractura (GF)	35
3.2.2 Presión de fractura (Pf):	35
3.2.3 Cálculo de la presión hidrostática	35
3.2.4 Presión requerida en superficie (Pi):	35
3.2.5 Velocidad del fluido en la tubería (v):	36
3.2.6 Calcular la densidad efectiva del fluido fracturante (p):	36
3.2.7 Diámetro interno de la tubería (D):	36
3.2.8 Determinar el número de Reynolds (Re):	37
3.2.9 Estimar el coeficiente de fricción (f):	37

3.2.10	Determinar las pérdidas de presión por fricción (ΔP_f):	37
3.2.11	Presión a nivel de la formación ($P_f + P_i$):	38
3.2.12	Caudal de inyección volumétrica (Q_{iny}):	38
3.2.13	Calcular el volumen de fluido necesario (V_f):	39
3.2.14	Tiempo total de bombeo (t_f):	39
3.3	Propuesta 2: Acidificación Matricial	39
3.3.1	Daño de formación (Skin):	40
3.3.2	Presión de poro:	41
3.3.3	Espesor de la zona productora:	41
3.3.4	Diseño del tratamiento ácido:	41
3.3.5	Tipo y concentración adecuada del ácido:	42
3.3.6	Tiempo de contacto del ácido con la formación:	42
3.3.7	Preparación de superficie:	42
3.3.8	Presión de inicio esperada:	43
3.3.9	Inyección del Preflush:	43
3.3.10	Bombeo del ácido principal:	44
3.3.11	Condiciones de flujo del ácido:	44
3.3.12	Tiempo de contacto (Soaking):	44
3.3.13	Overflush (empuje final):	45
3.3.14	Recuperación y neutralización:	45
3.3.15	Evaluación del tratamiento:	45
3.3.16	Índice de productividad nuevo:	46
3.3.17	Producción o reintervención:	46
CAPITULO IV		48
RESULTADOS		48
4.1	Propuesta 1: Fracturamiento Hidráulico	48
4.1.1	Cálculo de la presión de fondo fluente (P_{wf}):	48
4.1.2	Verificación de la integridad del yacimiento:	48
4.1.3	Validación de la geometría de la fractura:	48
4.1.4	Incremento en la permeabilidad efectiva post- fractura (K_f):	48
4.1.5	Reevaluación del índice de productividad (J):	49
4.1.6	Proyección del nuevo caudal:	49
4.2	Propuesta 2: Acidificación Matricial	50
4.2.1	Reducción del daño de formación (Skin):	50
4.2.2	Incremento de la permeabilidad efectiva:	50
4.2.3	Recuperación de la presión de fondo fluente (P_{wf}):	51

4.2.4	Aumento del índice de productividad (PI):.....	51
4.2.5	Mejora del caudal de producción (Q):.....	51
4.2.6	Preservación de la integridad de la formación	52
4.2.7	Limpieza y estabilidad de la zona tratada:	52
CAPITULO V		54
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIÓN		54
5.1	Conclusiones.....	54
5.2	Recomendaciones.....	54
Bibliografía		55

Tabla de Figuras

Figura 1.	Ubicación del Bloque.....	16
Figura 2	Columnas estratigráficas del bloque 16	18
Figura 3.	Análisis de presión, volumen y temperatura (PVT)	19
Figura 4.	Causas y consecuencias que dan problema al pozo.....	20
Figura 5.	Fracturamiento Hidráulico.....	22
Figura 6.	Acidificación Matricial	22
Figura 7.	Registro Geofísico del pozo.....	25
Figura 8.	Completación de pozos.....	26
Figura 9.	Levantamiento Artificial.....	31

Tabla de Tablas

Tabla 1.	Historial de producción.....	18
Tabla 2.	Parámetros Petrofísicos	23
Tabla 3.	Registro geofísico del pozo.....	24
Tabla 4.	Características del crudo del pozo IRO A2.....	27
Tabla 5.	Problemática del pozo IRO A2.....	29
Tabla 6	Valores obtenidos del pozo	33
Tabla 7	Resultados del Fracturamiento Hidráulico	49
Tabla 8	Resultados de la Acidificación Matricial.....	52
Tabla 9	Comparación de resultados de Fracturamiento Hidráulico y Acidificación Matricial	53

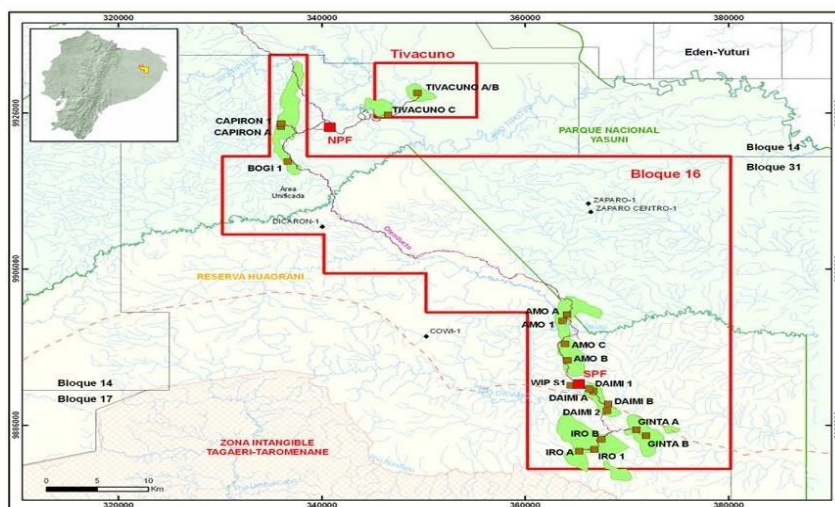
CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

El Bloque 16, en la actualidad es operado por EP Petroecuador, en la cual se encuentra en la provincia de Orellana, en la región amazónica del Ecuador como lo indica en Figura 1. Este bloque petrolero tiene como campos Tivacuno, Bogí y Capiron, y es la principal fuente de producción de crudo pesado en el Ecuador. Desde el 1 de enero de 2023, EP Petroecuador ha estado a cargo de su operación, reportando una producción inicial de 13,533 barriles diarios de petróleo, con un crudo de 14.1 grados API, clasificado como pesado, lo que presenta ciertos retos técnicos en su procesamiento y comercialización (EPPETROECUADOR, 2023).

Figura 1. Ubicación del Bloque



Autor: Eppetroecuador

Las principales formaciones productoras son las areniscas M-1, U y Basal Tena del Cretácico. Este bloque enfrenta múltiples desafíos técnicos debido a la alta viscosidad del crudo, su elevado contenido de agua (hasta un 98%) y la presencia de azufre.

1.2 Reservorios productivos

Las formaciones arenosas del Grupo Napo, específicamente las unidades M-1, U (subdivididas en U Superior e Inferior) y la Basal Tena (arenisca T horizontal), constituyen los principales reservorios del Bloque 16. Estas se delinean claramente a lo largo de un sistema anticlinal con fallas menores, que actúa como elemento estructural principal para retener hidrocarburos (García et al.).

1.2.1 Arenisca U (Napo U)

- Corresponde a depósitos de ambiente fluvial y costero, divididos en U Inferior, con flujos de canal enterrados, y U Superior, con barras de marea y lenticulares de finos arenosos
- Su porosidad y permeabilidad son buenas en zonas limpias, aunque en sectores con finos o asfaltenos la conductibilidad del flujo puede verse reducida

1.2.2 Arenisca M-1 (Napo M-1)

- Se formó en ambientes transgresivos-regresivos, con depósitos de planicie costera y canales entrelazados. Presenta dos secuencias principales, M-1 Inferior (HST) y M-1 Superior/Canal (M1-A/C)
- Su geometría es heterogénea, con buena porosidad, aunque la presencia de arcillas y sellos intermedios condiciona su conectividad 3. Arenisca Basal Tena
- Situada por encima de una superficie de erosión que delimita niveles de canales fluviales de la M-1, constituye un reservorio secundario con espesores menores, pero continuidad lateral en sectores claves
- En algunos campos se ha observado producción significativa, lo que sugiere una buena calidad petrofísica en zonas puntuales.

1.3 Columnas estratigráficas del bloque 16

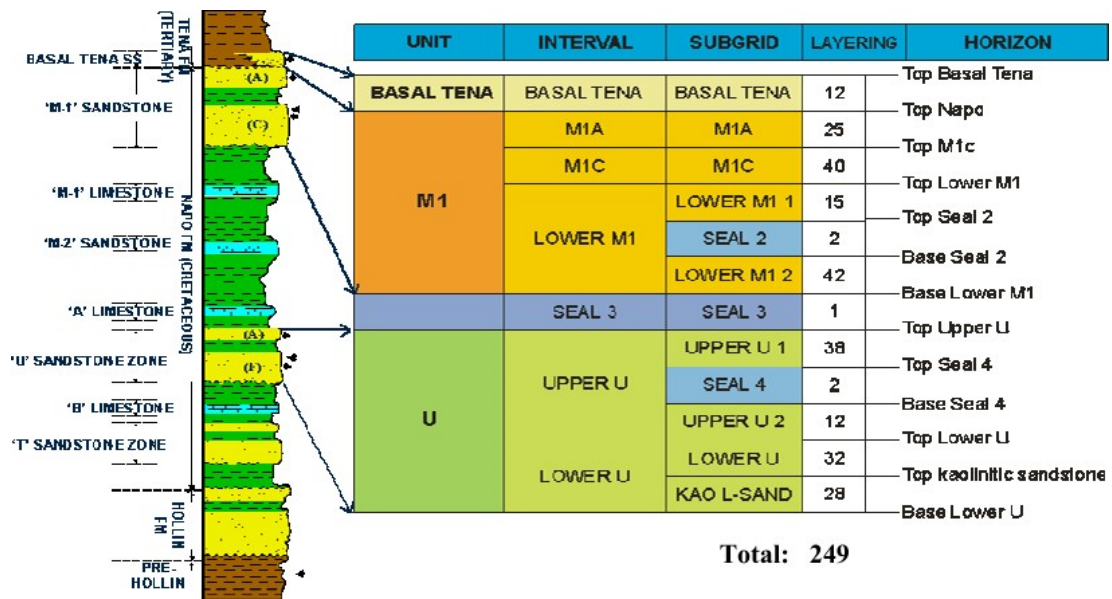
La sección conocida como "U" inicia con la acumulación de sedimentos de origen fluvial, identificados como "Arenisca U Inferior", los cuales se desarrollan sobre un límite de secuencia correspondiente a aproximadamente 98 millones de años. Esta superficie erosiva corta formaciones marinas del Albiano superior, específicamente la Caliza B. A medida que el nivel relativo del mar se eleva, se produce la sedimentación de capas de areniscas finas intercaladas con lentes de arcillas algunas con contenido calcáreo que conforman lo que se denomina "Arenisca U Superior".

En cuanto a la sección M1, esta está compuesta por varias secuencias sedimentarias, según el enfoque secuencial. El tercio inferior de la sección corresponde a una sucesión transgresiva constituida por pelitas y calizas, que alcanza su punto de máxima inundación alrededor de los 86 millones de años (MFS). Esta unidad está asociada a una roca generadora, localizada en posiciones más internas del margen occidental de la cuenca.

Por encima de esta unidad se encuentra la denominada "M1 Inferior", que representa depósitos de nivel alto del mar (HST) asociados a la secuencia anterior. Esta unidad está conformada por sedimentos progradantes de una planicie costera, con estructuras características de barras y canales influenciados por marea.

Finalmente, una caída del nivel del mar, marcada por el límite de secuencia (SB) hacia los 80 millones de años, genera la formación de depósitos fluviales entrelazados, de carácter multiepisódico, conocidos como "Arenisca M1-C". A medida que el nivel del mar asciende nuevamente, estos depósitos evolucionan hacia ambientes estuarinos, identificados como "Arenisca M1-A" como lo indica la Figura 2.

Figura 2 Columnas estratigráficas del bloque 16



Autores: Elena García Guerrero, Ney Orellana, Javier Prieto Fanjul, Guillermo Jalfin, Jesús Sotomayor

Fuente: <https://app.ingemmet.gob.pe/biblioteca/pdf/CLG12-46.pdf>

1.4 Histórico de producción del pozo IRO A2

En el pozo IRO A2, ubicado en el bloque 16 en la provincia de Orellana, presenta el historial de producción de mezcla de crudo y agua, según los registros en la siguiente Tabla 1, desde inicios de enero del 2025 hasta mayo del mismo año hay variaciones en el porcentajes del BSW, Por ejemplo el 1/1/2025 tiene 22,20 de BPPD y 2098,54 de BAPD en la cual da un 98,90% de BSW, a comparación del 20/5/2025 tiene 33,68 de BPPD Y 2224,52 de BAPD en la cual da un 98,43% de BSW, se da a entender que el pozo produce una baja producción de crudo y alta producción de agua, además de que el crudo es pesado y reduce su valor comercial.

Tabla 1. Historial de producción

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN						
CAMPO	POZO	Date	BPPD	BAPD	BSW %	°API
IRO	IRO-A-2:Ui	1/1/2025	22,20	2098,54	98,90	16,10
IRO	IRO-A-2:Ui	3/1/2025	35,18	2088,73	98,26	16,10
IRO	IRO-A-2:Ui	5/1/2025	34,62	2105,13	98,30	16,10
IRO	IRO-A-2:Ui	6/1/2025	35,48	2106,69	98,26	16,10
IRO	IRO-A-2:Ui	8/1/2025	35,38	2100,98	98,26	16,10
IRO	IRO-A-2:Ui	9/1/2025	35,46	2103,80	98,26	16,10
IRO	IRO-A-2:Ui	10/1/2025	35,35	2100,52	98,26	16,10
IRO	IRO-A-2:Ui	17/1/2025	41,27	2024,80	97,90	16,10
IRO	IRO-A-2:Ui	7/2/2025	46,58	2284,99	97,90	16,10
IRO	IRO-A-2:Ui	27/2/2025	44,63	2156,08	97,87	16,10
IRO	IRO-A-2:Ui	16/3/2025	58,06	2158,95	97,25	16,10

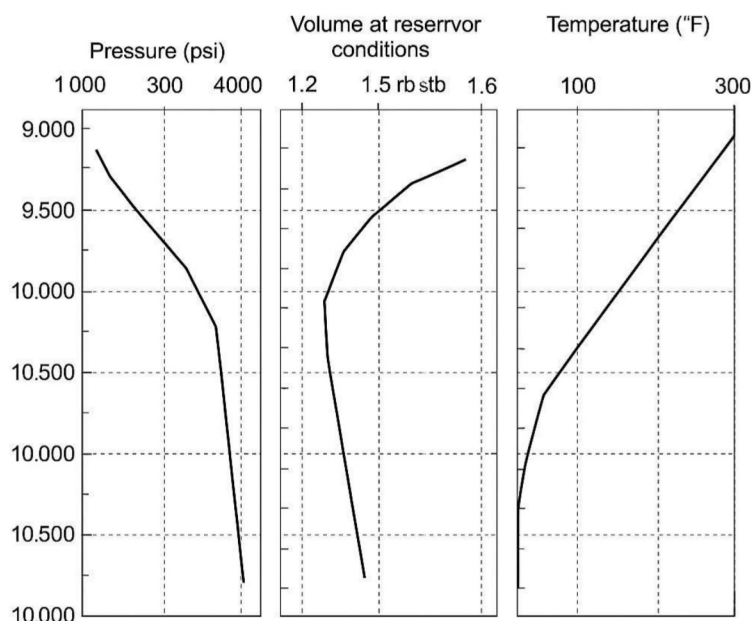
IRO	IRO-A-2:Ui	28/3/2025	27,46	2192,22	98,70	16,10
IRO	IRO-A-2:Ui	6/4/2025	29,32	2363,57	98,71	16,10
IRO	IRO-A-2:Ui	2/5/2025	26,45	2166,42	98,73	16,10
IRO	IRO-A-2:Ui	20/5/2025	33,68	2224,52	98,43	16,10

Autor: Propia autoría

1.5 Análisis de presión, volumen y temperatura (PVT)

En el pozo IRO A2 se presenta información clave sobre el comportamiento de los fluidos del yacimiento a distintas profundidades, en la imagen, se observan tres curvas representativas: la presión del yacimiento (psi), el factor volumétrico del petróleo (rb/stb) y la temperatura (°F), todas en función de la profundidad medida (MD) entre los 9000 5y 10500 pies, esto quiere decir que, a mayor profundidad, la presión disminuye, lo que indica una pérdida de energía del yacimiento. Al mismo tiempo, el volumen del fluido aumenta, reflejando la expansión del petróleo bajo condiciones de menor presión y mayor temperatura. La temperatura sube de forma continua con la profundidad, lo que mejora la movilidad del crudo al reducir su viscosidad. Este análisis permite entender el comportamiento del petróleo en el subsuelo y ayuda a planificar estrategias eficientes para su producción, como se muestra en la Figura 3.

Figura 3. Análisis de presión, volumen y temperatura (PVT)



Autor: Propia autoría

La curva de presión muestra una disminución progresiva con la profundidad, indicando un gradiente de presión coherente con un sistema de petróleo con gas en solución.

La curva de volumen a condiciones de yacimiento evidencia un incremento del factor volumétrico conforme aumenta la temperatura y disminuye la presión, reflejando la expansión del fluido.

La curva de temperatura presenta un aumento continuo con la profundidad, avanzando valores máximos cercanos a los 210 °F, lo cual contribuye a reducir la viscosidad del crudo, favoreciendo su movilidad.

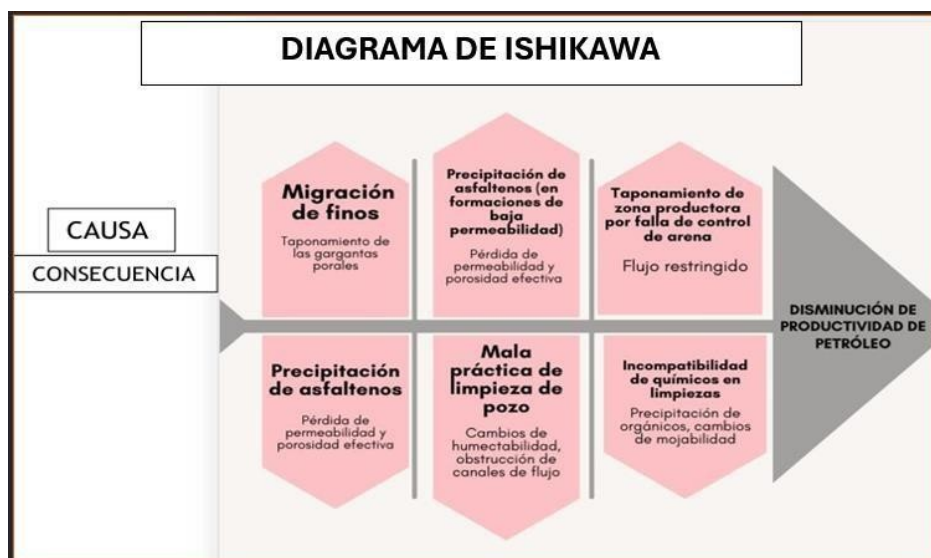
Este análisis permite caracterizar el comportamiento termodinámico del fluido y estimar las condiciones más eficientes para la producción del pozo.

1.6 Problemas del pozo

El pozo IRO A2 ha presentado una caída progresiva en su productividad, lo que ha motivado la evaluación de técnicas de estimulación, como el fracturamiento hidráulico y la acidificación matricial, con el fin de mejorar la eficiencia operativa y restaurar la capacidad productiva del yacimiento.

La industria petrolera tiene el interés de incrementar la producción de los pozos en un tiempo corto y a un precio rentable. Cuando se tiene reservas y el caudal del petróleo ha disminuido, en este caso la disminución en la productividad del pozo IRO A2 del bloque 16, actualmente manejado por EP Petroecuador produce un crudo pesado con una gravedad API de 14.1 grados con alta viscosidad y un alto contenido de agua. Adicionalmente contiene factores como la reducción de presión de yacimiento, la migración de finos, la precipitación de asfaltenos y las fallas mecánicas han contribuido al bajo desempeño del pozo en la cual como lo indica la siguiente figura 4:

Figura 4. Causas y consecuencias que dan problema al pozo



Autor: Propia autoría

1.7 Contexto

El contexto en el que se desarrolla este proyecto abarca varios factores de influencia, que se pueden clasificar bajo la metodología PESTEL:

Político El Bloque 16 está ubicado en una zona sensible dentro del Parque Nacional Yasuní, por lo que el proyecto debe alinearse con las políticas gubernamentales sobre producción energética y manejo ambiental. La operación está a cargo de EP Petroecuador, una empresa estatal, lo que implica que cualquier decisión técnica también debe considerar directrices políticas y estratégicas del Estado.

- Económico** La disminución de la productividad del pozo genera pérdidas económicas. Aplicar técnicas de estimulación como el fracturamiento hidráulico (alto costo) o la acidificación (más económica) representa una inversión necesaria para recuperar rentabilidad. Además, un aumento en la producción puede contribuir positivamente a la economía nacional a través de mayores ingresos por exportación de crudo.
- Social** El bloque se encuentra cerca de comunidades indígenas (waorani y quichua), lo que implica la necesidad de mantener una buena relación con las poblaciones locales y garantizar que las operaciones no afecten su bienestar. Además, la productividad del pozo puede influir en el empleo y en la economía local.
- Tecnológico** El uso de tecnologías especializadas como el Gas Lift, equipos de fracturamiento hidráulico y técnicas de acidificación requiere personal calificado y equipamiento moderno. La implementación exitosa del proyecto depende del acceso a tecnología avanzada y de su correcta aplicación.
- Ecológico** El área se encuentra en la Amazonía ecuatoriana, una zona ambientalmente sensible. Cualquier actividad debe cumplir estrictas normas ambientales para evitar contaminación por manejo inadecuado de químicos, fluidos de producción o residuos sólidos. La presión social y legal exige prácticas sostenibles.
- Legal** Las técnicas de estimulación propuestas están reguladas por la Ley de Hidrocarburos y supervisadas por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCH). Es fundamental cumplir con la normativa relacionada con seguridad industrial, integridad de pozos, y protección ambiental para evitar sanciones y garantizar la legalidad del proyecto.

Surge la necesidad de aplicar técnicas como el fracturamiento hidráulico y la acidificación matricial con el objetivo de recuperar la productividad y garantizar una operación mucho más eficiente.

La reparación de pozos y el mantenimiento del pozo representan una mejor opción de largar la vida productiva con la mínima inversión posible, teniendo en cuenta la necesidad de realizar diferentes tipos de trabajos para aumentar la producción de crudo. En este trabajo de titulación se analizaron técnicas utilizadas como el fracturamiento hidráulico y acidificación matricial realizadas en el pozo.

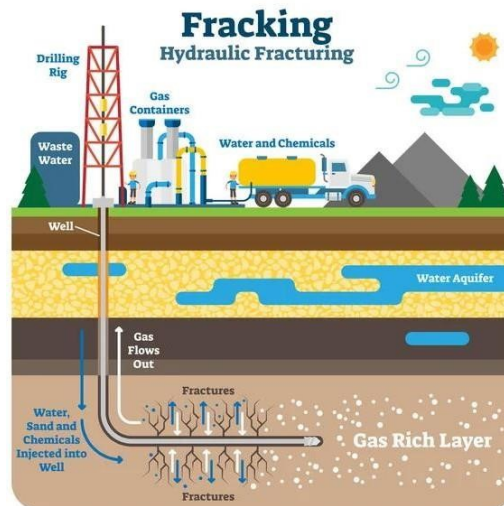
1.8 Justificación

El pozo IRO A2 presenta una disminución significativa en su capacidad de producción debido a condiciones geológicas y operativas adversas, como la pérdida de presión del yacimiento, obstrucción de los canales de flujo y problemas en el sistema de levantamiento artificial. Estas condiciones afectan directamente la eficiencia en la extracción de hidrocarburos y comprometen la sostenibilidad operativa del campo.

Frente a esta problemática, se justifica la implementación de técnicas de estimulación de yacimientos, específicamente el fracturamiento hidráulico y la acidificación matricial. Estas tecnologías permiten restablecer la permeabilidad y conectividad del reservorio, eliminando daños en la formación y mejorando el flujo de los hidrocarburos hacia el pozo. Su aplicación está alineada con los objetivos de recuperación mejorada (EOR) y representa una alternativa viable tanto técnica como económicamente.

Fracturamiento Hidráulico: Es una técnica que consiste en inyectar agua con aditivos a alta presión en el pozo para generar fracturas en la roca, generalmente se inyecta el fluido a alta presión, creando fracturas, luego se introduce proppant para mantener estas fracturas abiertas, permitiendo que el petróleo y el gas fluyan hacia el pozo, esto ayuda a incrementar la permeabilidad de la formación y facilitar el flujo de hidrocarburos.

Figura 5. Fracturamiento Hidráulico



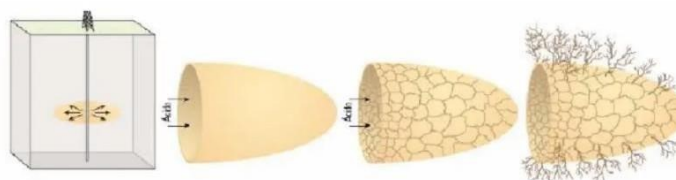
Autor: Investopedia

Fuente: <https://www.investopedia.com/terms/f/fracking.asp>

Acidificación Matricial: Es una técnica que utiliza ácidos para disolver rocas y sedimentos que bloquean los poros de la formación, mejorando la permeabilidad, en este caso se inyecta un ácido en el pozo a una presión inferior a la fractura, este ácido reacciona con la roca, disolviendo sedimentos y creando canales que facilitan el paso a los fluidos, esto ayuda a mejorar la permeabilidad de la formación al eliminar obstrucciones y permitir una mejoría al tener mayor flujo de hidrocarburos.

Figura 6. Acidificación Matricial

Esquema de Acidificación Matricial



Autora: Monica Matamoros

Fuente: <https://www.scribd.com/presentation/200669009/Acidificacion-Matricial-de-Areniscas>

estas técnicas son principales soluciones, ante la problemática del pozo IRO A2.

1.9 Parámetros petrofísicos

Los parámetros petrofísicos describen las propiedades físicas y químicas de las rocas del reservorio, y determinan su capacidad para almacenar y transmitir hidrocarburos. Se obtienen a través de registros geofísicos, análisis de núcleos, y correlaciones sísmicas como indica la siguiente tabla.

Parámetros claves:

Tabla 2. Parámetros Petrofísicos

Categoría	Parámetro	Valor	Interpretación
Profundidad	Top MD	10,240.60 ft	Profundidad medida desde superficie al tope de la zona.
	Bottom MD	10,300.70 ft	Profundidad al fondo de la zona.
	Top TVDSS	7,834.00 ft	Profundidad vertical desde el nivel del mar.
	Bottom TVDSS	7,889.00 ft	Fondo de la zona desde el nivel del mar.
Espesores	Gross Thickness	55.00 ft	Espesor total de la zona.
	Net Reservoir Thickness	33.36 ft	Espesor con porosidad útil y baja arcilla.
	Net Pay Thickness	18.74 ft	Espesor con hidrocarburos económicamente recuperables.
Propiedades Petrofísicas – Net Reservoir	Porosidad (PHI)	0.19	Buena capacidad de almacenamiento de fluidos.
	Saturación de agua (Sw)	0.49	51% del espacio poroso tiene hidrocarburos.
	Volumen de arcilla	0.13	Bajo → buena calidad de roca.
Propiedades Petrofísicas – Net Pay	Porosidad (PHI)	0.18	Alta porosidad → buena capacidad de flujo.
	Saturación de agua (Sw)	0.23	Solo 23% del espacio poroso tiene agua → muy buen contenido de hidrocarburos.

	Volumen de arcilla	0.19	Aumenta un poco, pero aún aceptable.
Ratios Derivados	Net to Gross (N/G)	0.61	61% de la formación es útil como reservorio.
	Net Pay to Gross	0.34	34% de la formación es económicamente productiva.
	Net Pay to Net Reservoir	0.56	56% del reservorio útil es productivo → buena eficiencia.

Autor: Propia Autoría

1.10 Registro geofísico del pozo

Los registros geofísicos son herramientas de evaluación indirecta que permiten interpretar las propiedades del subsuelo a partir de sensores introducidos en el pozo. Se utilizan para delimitar zonas de interés productivo tal como lo muestra la Tabla 3 y la Figura 7.

Tabla 3. Registro geofísico del pozo

Parámetro	Unidad / Rango	Descripción	Interpretación
MINV, MNOR, MSFL, SFLU, IDPH	Ohm·m (0.2–200)	Resistividades	Identifican zonas con fluidos: baja resistividad indica agua, alta indica hidrocarburos.
CALI	plg (17)	Calibrador (caliper)	Detecta lavado del pozo o zonas con colapsos; variaciones indican inestabilidad en la pared del pozo.
GR (Gamma Ray)	GAPI (0–200)	Medida de radiactividad natural	Diferencia lutitas (alta GR) vs areniscas (baja GR); zonas limpias indican buenos reservorios.
RHOB (Densidad)	g/cc (1.7–2.7)	Densidad de la formación	Ayuda a identificar litología y porosidad. Bajos valores pueden ser zonas porosas.
TNPH (Neutron Porosity)	decimales (0–0.6)	Porosidad por neutrones	Compara con RHOB para estimar tipo de fluido y porosidad efectiva.
PEF	barns/e (0–20)	Factor fotoeléctrico	Ayuda en identificación de litología (calizas, dolomitas, areniscas).

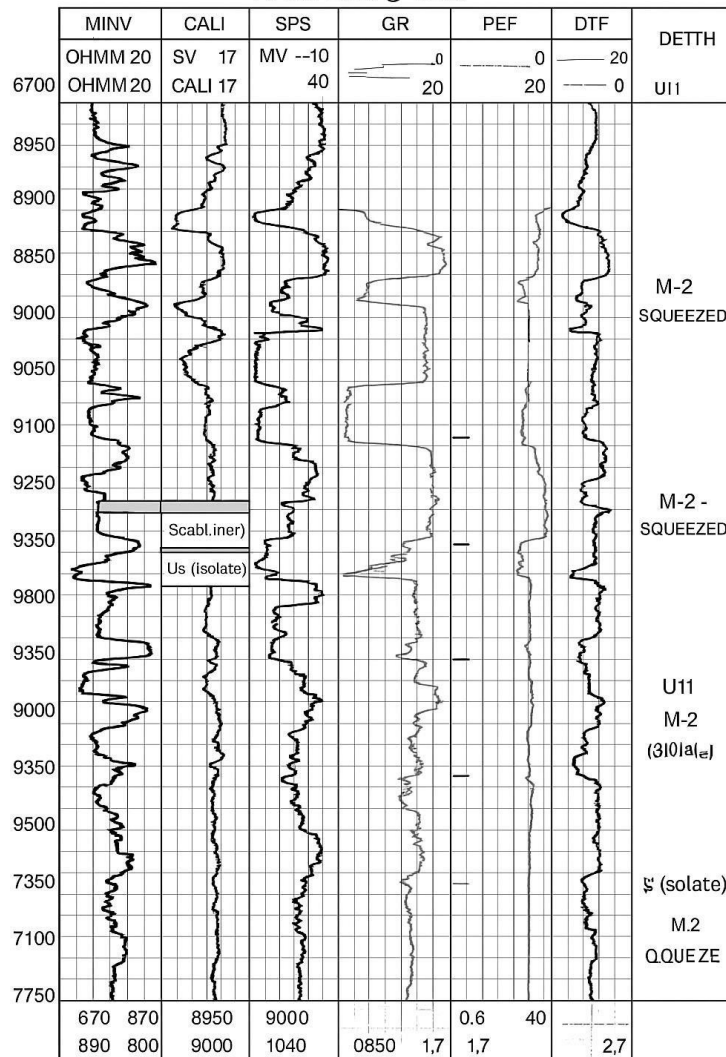
DT_FIL (Sonic)	µs/ft (40–140)	Tiempo de tránsito sónico	Relacionado con porosidad; mayor tiempo = mayor porosidad.
SPS	sin unidad	Selector de puntos	No afecta a la interpretación directa.

Autor: Propia autoría

Figura 7. Registro Geofísico del pozo

IRO-A-2

19 Mar 2015 @ 16:05



Autor: Propia autoría

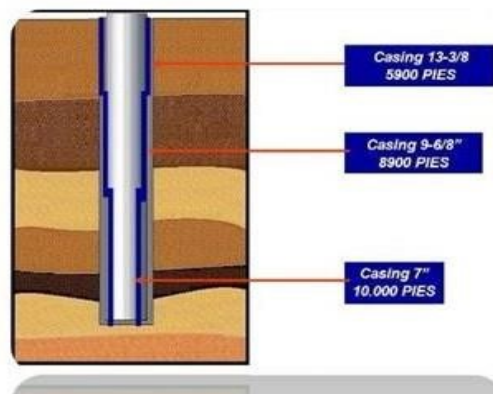
1.11 Completación de pozos

El análisis del registro geofísico del pozo IRO-A-2 evidencia distintas acciones asociadas a la completación del pozo, como zonas etiquetadas con "M-2 SQUEEZED" y "Us Isolate", las cuales indican intervenciones de aislamiento y cementación correctiva. Estas actividades

forman parte del proceso de completación, cuyo propósito es optimizar la producción controlando adecuadamente las zonas productoras y no productoras del yacimiento.

Es una fase crucial en la ingeniería de producción petrolera, ya que representa el conjunto de procedimientos y equipamientos instalados dentro de un pozo una vez finalizada la perforación, con el propósito de habilitarlo para la producción eficiente, segura y controlada de hidrocarburos. Esta etapa define la transición del pozo desde su condición como estructura perforada hacia un sistema de extracción funcional y optimizado.

Figura 8. Completación de pozos
COMPLETACIÓN DE POZOS



Autor: Paul Jacome

Fuente: <https://www.slideshare.net/slideshow/completacin-de-pozos-39953365/39953365>

La completación de pozos es establecer un canal efectivo entre el reservorio y la superficie, permitiendo la extracción de fluidos sin comprometer la integridad del pozo. Además, se busca proteger las formaciones no productoras, aislar zonas problemáticas, controlar la entrada de agua o gas no deseados y facilitar la instalación de sistemas de levantamiento artificial, si la presión natural del yacimiento no es suficiente.

Entre los elementos más comunes que forman parte de una completación se encuentran:

- **Tubing o tubería de producción**, que transporta el fluido desde el fondo del pozo hacia superficie.
- **Empaques o packers**, encargados de aislar diferentes zonas del pozo para evitar comunicación no deseada entre formaciones.
- **Válvulas de seguridad y dispositivos de control**, que permiten cerrar el pozo en caso de emergencia.
- **Cañoneo o perforación de la formación**, mediante el cual se comunica el pozo con el reservorio.
- **Cabezal de pozo**, que permite controlar la presión de producción y conectar el pozo con las instalaciones de superficie.

El diseño de la completación varía dependiendo del tipo de pozo, las características del reservorio y la estrategia de producción seleccionada. Algunos de los principales tipos de completación son:

- **Completación abierta (open hole):** no se coloca revestimiento en la zona productiva, lo que reduce costos, pero limita el control del flujo.
- **Completación cementada y perforada (cased and perforated):** se coloca revestimiento que luego se perfora selectivamente, permitiendo mayor control operativo y aislamiento zonal.
- **Completación múltiple o selectiva:** permite producir desde varias zonas del yacimiento en diferentes etapas, mediante válvulas o sistemas de aislamiento.
- **Completación inteligente:** incorpora sensores y válvulas automáticas controladas en tiempo real desde superficie.

1.12 Estructura

El Bloque 16 está caracterizado por una secuencia sedimentaria del Cretácico compuesta por areniscas, lutitas y calizas con continuidad variable. Las estructuras principales, como anticlinales suaves y fallas de bajo desplazamiento, favorecen el emplazamiento de hidrocarburos al controlar las trampas estructurales. Esta compleja arquitectura condiciona la distribución espacial de fluido y presión en el yacimiento (EPPETROECUADOR, 2023).

1.13 Características del crudo del pozo IRO A2

Las propiedades del crudo determinan su calidad, facilidad de producción, transporte, y refinación. Estas se agrupan en propiedades físicas, químicas y PVT como lo indica la Tabla 4.

Tabla 4. Características del crudo del pozo IRO A2

Parámetro	Valor	Interpretación Técnica
Alcalinidad (ppm)	820	Capacidad del agua para neutralizar ácidos. Alta alcalinidad ayuda a estabilizar el pH.
Dureza cálcica (ppm)	800	Indica presencia de calcio, puede generar incrustaciones en líneas y equipos.
Dureza total (ppm)	G30	Suma de minerales que causan dureza. Alto valor = riesgo elevado de incrustaciones.
Conductividad (uS/cm)	28,456	Muy alta → gran cantidad de sales disueltas → aumenta riesgo de corrosión eléctrica.
Salinidad (ppm Cl ⁻)	20,213	Alta → el agua es altamente corrosiva para sistemas metálicos si no se trata.
Hierro (ppm)	4.85	El hierro favorece la corrosión y el crecimiento bacteriano (biocorrosión).
Sulfatos (ppm)	370	Alimentan bacterias reductoras de sulfato → causan corrosión microbiológica severa.

pH	6.7G	Ligeramente ácido, puede contribuir a corrosión si no se corrige químicamente.
-----------	-------------	---

Autor: Propia Autoría

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

La problemática que se encuentra en el capítulo uno da a conocer cuáles son las causas y consecuencias, que existen en el pozo IRO A2, pero en este capítulo se explica porque se da esas causas y consecuencias como lo indica la siguiente tabla:

Tabla 5. Problemática del pozo IRO A2

Causa	Explicación técnica	Consecuencia
Migración de finos	Durante la producción, el flujo de fluidos (aceite/agua/gas) puede arrastrar partículas pequeñas (arcillas o minerales) que se encontraban estables en la formación. Al moverse, estos finos se acumulan en los poros del reservorio o en el área cercana al pozo.	Se produce un taponamiento de gargantas porales, lo que reduce la permeabilidad, impidiendo que el fluido se desplace libremente hacia el pozo.
Precipitación de asfaltenos (en formaciones de baja permeabilidad)	Los asfaltenos son componentes pesados del petróleo que pueden precipitar debido a cambios en presión, temperatura o composición del fluido (por ejemplo, contacto con solventes o agua). En formaciones apretadas (tight formations), esto ocurre más fácilmente.	Genera una pérdida de permeabilidad y porosidad efectiva, disminuyendo el volumen de petróleo que puede fluir.
Taponamiento por falla de control de arena	Si no se implementa una técnica adecuada para controlar la producción de arena (gravel pack, screens, etc.), la arena del reservorio puede fluir con el petróleo.	Provoca el taponamiento de la zona productora, obstruyendo el flujo y generando un flujo restringido o nulo.
Precipitación de asfaltenos (en general)	Puede deberse a condiciones inestables en el flujo o cambios en la química del sistema. Es un problema común en crudos pesados.	Ocasiona pérdida de porosidad y permeabilidad, afectando directamente la productividad.
Mala práctica de limpieza de pozo	Si el pozo no se limpia adecuadamente después de operaciones (perforación, completación, reparaciones), pueden quedar lodos, cementos u otros sólidos.	Se generan obstrucciones y cambios de humectabilidad, lo cual bloquea los canales de flujo hacia el pozo.
Incompatibilidad de químicos en limpiezas	Si se mezclan productos químicos sin considerar su compatibilidad (ácidos,	Esto lleva a la precipitación de sólidos, cambios de mojabilidad, y reduce la

	solventes, pueden precipitarse compuestos orgánicos/inorgánicos.	inhibidores), precipitarse	eficiencia de la limpieza, dañando la formación.
--	--	-------------------------------	--

Autor: Propia Autoría

Dada la explicación de la problemática, se da a entender que se necesita propuestas en la cual solucionen este problema en la cual tenemos dos, que son las siguientes, fracturamiento hidráulico y acidificación matricial.

2.1 Propuesta 1: Fracturamiento Hidráulico

Esta es una técnica de estimulación que consiste en inyectar agua a alta presión en la formación del reservorio para crear fracturas artificiales que ayudaran a aumentar la permeabilidad y el flujo del hidrocarburo.

Esta técnica esta propuesta para solucionar las causas identificadas en la problemática, por ejemplo:

- **Migración de finos:** al generar nuevas vías de acceso, se evita depender únicamente de los poros taponados por los finos (arcillas o minerales), con esto, los fluidos de fractura pueden incluir agentes que controlan o fijan los finos.
- **Precipitación de asfaltenos:** El incremento de flujo y presión generada puede movilizar asfaltenos acumulados, ya que los aditivos químicos pueden incluir dispersantes o inhibidores de asfaltenos.
- **Taponamiento por arena:** Aunque no evita la producción de arena, el fracturamiento se puede complementar con estrategias de control de arena, como screens o resinas dentro de las fracturas.
- **Mala limpieza del pozo:** Durante en tratamiento, la presión y volumen inyectado pueden desplazar los residuos u obstrucciones, funcionando como una limpieza mas profunda en la zona del daño.
- **Incompatibilidad química:** el diseño del fluido de fracturamiento se realiza de manera que se considere la compatibilidad con los minerales del reservorio, evitando la incompatibilidad química.

2.2 Propuesta 2: Acidificación Matricial

Esta técnica de estimulación consiste en inyectar ácidos a baja presión (sin fracturar la formación) con el objetivo de disolver obstrucciones como (precipitados, arcillas o finos), limpiar el área cercana al pozo (zona dañada) y mejorar la conectividad de los poros hacia el pozo, siendo así que el flujo del hidrocarburo migre con más facilidad.

Esta técnica ayuda a resolver la problemática planteada del pozo, por ejemplo:

- **Migración de finos:** El acido puede disolver los minerales obstruyentes (como carbonatos) o desplazar los finos acumulados (como arcillas), liberando las gargantas porales.
- **Precipitación de asfaltenos:** Aunque no actúa directamente sobre los asfaltenos, el preflush o aditivos como solventes en la mezcla pueden disolverlos o emulsionarlos para su remoción.

- **Taponamiento por arena:** No remueve arena compacta, pero si disuelve el cemento natural que puede estar obstruyendo poros entre granos, es útil en areniscas.
- **Mala limpieza del pozo:** Disuelve residuos de cemento, barros de perforación, incrustaciones u obstrucciones químicas, funciona como una limpieza química profunda.
- **Incompatibilidad de químicos:** se utilizan sistemas de preflush (pretratamiento) para prevenir reacciones incompatibles y control de pH para evitar nuevas precipitaciones durante el tratamiento

Las técnicas de estimulación preparan el camino para que el crudo fluya, aquí es donde entra el levantamiento artificial, en la cual es la manera para llevar el crudo hasta la superficie. Juntas, forman un sistema de producción eficiente y sostenible.

“ESTIMULAR EL POZO SIN LEVANTAR EL FLUIDO NO SIRVE Y LEVANTAR EL FLUIDO SIN ESTIMULAR TAMPOCO”

2.3 Levantamiento artificial

El levantamiento artificial representa una técnica clave en la industria petrolera, especialmente cuando la presión del yacimiento no es suficiente para que los fluidos alcancen la superficie por sí solos. Esta estrategia permite sostener o incrementar la producción en pozos donde la energía natural del reservorio es insuficiente o ha disminuido con el tiempo. En el caso del Bloque 16, situado en la Cuenca Oriente del Ecuador, la aplicación de sistemas de levantamiento artificial ha sido indispensable para superar diversos retos técnicos, particularmente en pozos que producen crudo pesado y presentan bajos niveles de productividad.

Este bloque se distingue por condiciones complejas de producción, tales como la presencia de crudos con alta viscosidad, valores bajos de gravedad API cercanos a 14.1°, una elevada proporción de agua en la mezcla (superior al 98 %), y configuraciones de pozos con alta desviación. Estas características hacen que métodos tradicionales como el bombeo electrosumergible (ESP) presenten inconvenientes técnicos, debido a que su instalación en pozos inclinados puede resultar complicada, costosa y susceptible a fallas operativas como se muestra la Figura

Figura S. Levantamiento Artificial



Autor: Omilade

Fuente: <https://constructoraomilade.com/2022/06/06/bombeo-hidraulico-tipo-jet>

Ante esta situación, se ha implementado con éxito el bombeo hidráulico tipo Jet, el cual ha demostrado ser una alternativa eficaz para las condiciones particulares del Bloque 16. Este sistema emplea agua a alta presión, aprovechando el caudal del propio sistema de reinyección del campo, para generar succión en el fondo del pozo. Mediante una tobera diseñada específicamente, el chorro de agua crea un efecto de presión negativa que permite capturar el petróleo de la formación, mezclándolo con el fluido motriz y elevándolo hasta la superficie a través del tubing de producción.

Una ventaja destacable de este sistema es que no incorpora componentes móviles en el fondo del pozo, lo que reduce considerablemente el mantenimiento requerido y disminuye el riesgo de fallas mecánicas. Su instalación resulta ideal para pozos con trayectorias desviadas, donde otras tecnologías enfrentan dificultades. Además, el bombeo jet se adapta fácilmente a la infraestructura existente del campo, ya que puede conectarse a través de derivaciones en los manifolds y mediante ajustes en los cabezales.

Desde el punto de vista técnico y operativo, esta tecnología permite un uso eficiente del agua separada en superficie, la cual puede tratarse y reutilizarse como fluido de inyección, cerrando así un ciclo sustentable y rentable. Al ser un sistema modular, se ajusta sin dificultad a variaciones en el caudal o la presión del yacimiento, lo que lo convierte en una solución flexible y escalable.

Este tipo de levantamiento artificial ha sido implementado con los siguientes objetivos principales:

- Permitir la producción de crudo pesado en zonas con baja energía natural.
- Aumentar el caudal de extracción en pozos con rendimiento limitado, como los que atraviesan la formación Basal Tena.
- Reemplazar tecnologías que han dejado de ser funcionales, como las bombas ESP en ciertos pozos.
- Disminuir los costos operativos y reducir la necesidad de intervenciones frecuentes.
- Prolongar la vida útil de pozos complejos o en etapa madura de explotación.

CAPITULO III

DESARROLLO DE LAS PROPUESTAS DEL PROYECTO

Con base en la información técnica del pozo IRO A2, perteneciente al Bloque 16 y perforado en la Formación Napo, se procedió a estimar los parámetros fundamentales que permiten evaluar su comportamiento actual y el grado de afectación de la formación productora. Para ello, se consideraron condiciones típicas del yacimiento, asociadas a crudos pesados, alta viscosidad, permeabilidad media y una geometría de drenaje convencional.

En la siguiente tabla se encuentran los valores que fueron obtenidos de forma directa de campo, entre estos, se utilizó un caudal de producción de 2016 BPD, una presión de fondo fluyente de 2953 psi, y una presión de reservorio estimada en 3422 psi, coherente con las pruebas de presión realizada.

Los parámetros de la siguiente tabla son datos directos de la Compañía Eppetroecuador datos que ya están medidos ya analizados como se indica en la siguiente Tabla

Tabla c Valores obtenidos del pozo

Parámetro	Valor	Unidad	Justificación
Caudal de producción (q)	2016	BPD	Producción típica de pozo vertical en Napo
Presión de fondo fluyente (P_{wf})	2953	psi	Presión medida a fondo en producción
Presión en cabeza de pozo (P_{wh})	-665.1	psi	Permite estimar condiciones de flujo en superficie y evaluar la necesidad de estimulación o bombeo.
Presión de reservorio (p_r)	3422	psi	Pruebas de presión en pozos del Bloque 16
Permeabilidad (k)	2674	mD	Formación arenisca Napo, valores moderados
Viscosidad (μ)	42.6	cp	Crudo pesado del Oriente
Factor volumétrico (B)	1.081	rb/stb	Condiciones típicas de crudo pesado
Espesor de formación (h)	30	pies	Formación neta productiva estimada
Radio del pozo (r_w)	4.25	ft	4½" liner (radio= 4.5 in / 2) convertido a ft
Radio de drenaje (r_e)	250	ft	10 acres de drenaje: $r_e = \sqrt{43560 / \pi}$
Gravedad específica del crudo (SG)	0.95867	adimensional	API 16.1 $\rightarrow SG \approx 141.5 / (131.5 + 16.1) = 0.95867$
Daño de Formación (Skin Factor, S)	2544.5	S	Permite cuantificar el grado de daño o estimulación en la vecindad del pozo.
Profundidad TVD	8713	TVD	Profundidad promedio en el bloque

Autor: Propia auditoría

3.1 Cálculo de Daño de Formación (Skin Factor, S)

$$P_r = 3422 \text{ psi}$$

$$P_{wf} = 2953 \text{ psi}$$

$$q = 2016 \text{ BPD}$$

$$k = 2674 \text{ mD}$$

$$h = 30 \text{ ft}$$

$$\mu = 42.6 \text{ cp}$$

$$B = 1.081 \text{ rb/stb}$$

$$r_e = 250 \text{ ft}$$

$$r_w = 4.25 \text{ ft}$$

$$S = \left[\left(\frac{P_r - P_{wf}}{q} \right) \cdot \frac{2\pi \cdot k \cdot h}{\mu \cdot B} \right] - \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)$$

Se reemplazan los datos con los resultados obtenidos en las anteriores formulas en la cual quedaría de la siguiente manera:

Diferencia de presiones y dividir por caudal:

$$\frac{P_r - P_{wf}}{q} = \frac{3422 - 2953}{2016} = \frac{469}{2016} \approx 0.2327$$

Parte interna del producto:

$$\begin{aligned} \frac{2\pi \cdot k \cdot h}{\mu \cdot B} &= \frac{2\pi \cdot 2674 \cdot 30}{42.6 \cdot 1.081} \\ &= \frac{503991.3}{46.0606} \approx 10943.4 \end{aligned}$$

Multipliación:

$$0.2327 \cdot 10943.4 \approx 2548.6$$

Logaritmo natural:

$$\ln \left(\frac{250}{4.25} \right) = \ln(58.82) \approx 4.07$$

Resultado final:

$$S = 2548.6 - 4.07 = \boxed{2544.5}$$

Esta formula permite cuantificar el grado de daño o estimulación en la vecindad del pozo. Un valor positivo de S indica obstrucción al flujo (daño), mientras que un valor negativo refleja una mejora en la productividad.

3.2 Propuesta 1: Fracturamiento Hidráulico

El fracturamiento hidráulico es una técnica de estimulación que consiste en inyectar agua a alta presión en la formación del reservorio para crear fracturas artificiales que ayudaran a aumentar la permeabilidad y el flujo del hidrocarburo.

Procedimiento:

3.2.1 Gradiente de fractura (GF):

$$Pf = 7406 \text{ psi}$$
$$TVD = 8713 \text{ ft}$$
$$GF = \frac{Pf}{TVD} = \frac{7406 \text{ psi}}{8713 \text{ ft}} = 0.85 \frac{\text{psi}}{\text{ft}}$$

Con esta fórmula, representa la presión requerida por unidad de profundidad para inducir una fractura en la formación.

3.2.2 Presión de fractura (Pf):

$$GF = 0.85 \frac{\text{psi}}{\text{ft}}$$
$$TVD = 8713 \text{ ft}$$
$$Pf = GF \times TVD$$

Se reemplazan los valores:

$$Pf = 0.85 \times 8713 = \boxed{7406 \text{ psi}}$$

Esta formula sirve para saber la presión mínima requerida para iniciar una fractura en la formación rocosa. Este valor es fundamental en el diseño del tratamiento de fracturamiento, ya que define el umbral que debe superarse para inducir la fractura de manera controlada.

3.2.3 Cálculo de la presión hidrostática:

$$P_{\text{hidro}} = 0.433 \times SG \times TVD$$
$$P_{\text{hidro}} = 0.433 \times 0.959 \times 8713 = \boxed{3605 \text{ psi}}$$

3.2.4 Presión requerida en superficie (Pi):

$$Pf = 7406 \text{ psi}$$
$$SG = 0.959$$
$$TVD = 8713 \text{ ft}$$
$$\Delta Pf = 694.88 \text{ psi}$$
$$Pi = Pf - P_{\text{hidro}} - \Delta Pf$$

Reemplazo de valores en la formula:

$$7406 - 3605 = 3801$$

$$3801 - 694.88 = \boxed{3106.12 \text{ psi}}$$

Este valor indica la presión mínima que debe aplicarse desde la superficie para asegurar que la presión a nivel de la formación supere el umbral necesario para inducir las fracturas.

3.2.5 Velocidad del fluido en la tubería (v):

$D = 2.441 \text{ in}$ (diámetro interno típico de tubing 2 7/8")

$Q = 30 \text{ bpm}$

$$v = \frac{0.408 \times 30}{(2.441)^2} = \frac{12.24}{5.96} = \boxed{2.05 \text{ ft/s}}$$

$$v = \frac{Q}{D^2}$$

Reemplazo de datos en la formula:

Es un parámetro fundamental para determinar el comportamiento del flujo dentro de la tubería. Se calcula a partir del caudal volumétrico de inyección y del diámetro interno de la tubería por donde fluye el fluido fracturante.

3.2.6 Calcular la densidad efectiva del fluido fracturante (p):

$$\rho = 1.1 \text{ g/cm}^3 = 1100 \text{ kg/m}^3 = \boxed{68.7 \text{ lb/ft}^3}$$

Este calculo depende de la composición de la mezcla de agua base, agentes gelificantes, aditivos químicos, fricción reductores, etc. Este valor es clave para calcular la presión hidrostática del sistema y el régimen de flujo.

3.2.7 Diámetro interno de la tubería (D):

$$D = 2.441 \text{ in} = \boxed{0.2034 \text{ ft}}$$

Este valor es necesario para los cálculos de velocidad, numero de Reynolds y perdidas por fricción.

3.2.8 Determinar el número de Reynolds (Re):

$$\begin{aligned}Q &= 30 \text{ bpm} \\SG &= 1.1 \\D &= 2.441 \text{ in} \\ \mu &= 42.6 \text{ cp}\end{aligned} \quad Re = \frac{1240 \times Q \times SG}{D \times \mu}$$

Se reemplaza los valores de la formula:

$$Re = \frac{1240 \times 30 \times 1.1}{2.441 \times 42.6} = \frac{40920}{103.7466} \approx \boxed{3944}$$

Es un parámetro adimensional que permite clasificar el tipo de flujo dentro de una tubería. Se calcula en función de la velocidad del fluido, su viscosidad, el diámetro del conducto y la densidad o gravedad específica del fluido.

Si $Re < 2000$, el flujo es laminar (ordenado y suave).

3.2.9 Estimar el coeficiente de fricción (f):

$$Re = \boxed{3944} \quad f = \frac{64}{Re}$$

Sustituir los valores en la formula:

$$f = \frac{64}{3944} = \boxed{0.0162}$$

El coeficiente de fricción cuantifica la resistencia del fluido al desplazarse por la tubería. Este valor será utilizado para calcular las pérdidas de presión por fricción en el sistema.

3.2.10 Determinar las pérdidas de presión por fricción (ΔP_f):

$$f = \boxed{0.0162}$$

$$\begin{aligned}L &= 8713 \text{ ft} \\D &= \frac{2.441}{12} = 0.2034 \text{ ft} \\ \rho &= 68.7 \text{ lb/ft}^3 \\ v &= 2.05 \text{ ft/s}\end{aligned} \quad \Delta P_f = f \times \left(\frac{L}{D} \right) \times \frac{\rho \cdot v^2}{2} \div 144$$

Sustituir los valores de la formula:

$$\Delta P_f = 0.0162 \times \left(\frac{8713}{0.2034} \right) \times \frac{68.7 \times (2.05)^2}{2} \div 144 = \boxed{694.88 \text{ psi}}$$

Este valor representa las pérdidas de presión por fricción a lo largo de la tubería desde la superficie hasta el fondo del pozo. Es necesario sumarmas a la presión superficial para conocer la presión total ejercida a nivel de formación.

3.2.11 Presión a nivel de la formación ($P_f + P_i$):

$$P_i = 3106.12 \text{ psi}$$

$$P_{f \text{ total}} = P_i + \Delta P_f$$

$$\Delta P_f = 694.88 \text{ psi}$$

Sustituir los valores de la formula:

$$P_{f \text{ total}} = 3106.12 + 694.88$$

$$P_{f \text{ total}} = \boxed{3801.00 \text{ psi}}$$

La presión total a nivel de formación, resultante de la presión aplicada en superficie mas las perdidas de fricción. Este valor debe ser superior a la presión de fractura para iniciar el tratamiento.

3.2.12 Caudal de inyección volumétrica (Q_{iny}):

$$Q = 30 \text{ bpm}$$

$$Q_{iny} = Q_{bpm} \times 0.158987 \times 60$$

Se sustituye los valores a la siguiente formula:

$$Q_{iny} = 30 \times 0.158987 \times 60 = \boxed{286.18 \text{ m}^3/\text{h}}$$

El caudal de inyección se expresa en m^3/h y representa el volumen de fluido bombeado por hora. Este valor debe ser suficiente para mantener abierta la fractura y permitir su propagación.

3.2.13 Calcular el volumen de fluido necesario (Vf):

$$V_f = L \times h \times w$$

Se sustituye los valores en la formula:

$$L = 8713 \text{ ft}$$

$$V_f = 8713 \times 30 \times 0.0083 = 2167.533 \text{ ft}^3$$

$$h = 30 \text{ ft}$$

$$V_f = \frac{2167.533}{5.614583} \approx \boxed{385.94 \text{ bbl}}$$

$$w = 0.0083 \text{ ft}$$

Este volumen corresponde al tamaño estimado de la fractura, basado en una geometría simple.

3.2.14 Tiempo total de bombeo (tf):

$$V_f = 385.94 \text{ bbl}$$

$$Q = 30 \text{ bpm}$$

$$t_f = \frac{V_f}{Q}$$

Se sustituye los valores a la formula:

$$t_f = \frac{385.94}{30} = 12.86 \text{ min}$$

Es el tiempo necesario para inyectar el volumen total de fluido programado durante el tratamiento, a un caudal constante.

3.3 Propuesta 2: Acidificación Matricial

La acidificación Matricial de estimulación consiste en inyectar ácidos a baja presión (sin fracturar la formación) con el objetivo de disolver obstrucciones como (precipitados, arcillas o finos), limpiar el área cercana al pozo (zona dañada) y mejorar la conectividad de los poros hacia el pozo, siendo así que el flujo del hidrocarburo migre con más facilidad.

Procedimiento:

3.3.1 Daño de formación (Skin):

$$P_r = 3422 \text{ psi}$$

$$P_{wf} = 2953 \text{ psi}$$

$$q = 2016 \text{ BPD}$$

$$k = 2674 \text{ mD}$$

$$h = 30 \text{ ft}$$

$$\mu = 42.6 \text{ cp}$$

$$B = 1.081 \text{ rb/stb}$$

$$r_e = 250 \text{ ft}$$

$$r_w = 4.25 \text{ ft}$$

$$s = \frac{141.2 \cdot q \cdot \mu \cdot B}{k \cdot h} \cdot \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - (p_r - p_{wf}) \div \left(\frac{141.2 \cdot q \cdot \mu \cdot B}{k \cdot h} \right)$$

Calcular el primer término:

Numerador

$$141.2 \cdot 2016 \cdot 42.6 \cdot 1.081 = 13051439.7$$

Denominador

$$2674 \cdot 30 = 80220$$

División

$$\frac{13051439.7}{80220} \approx 162.7$$

Logaritmo natural

$$\ln \left(\frac{250}{4.25} \right) = \ln(58.82) \approx 4.072$$

Multiplicación final

$$\Delta P_{ideal} = 162.7 \cdot 4.072 \approx \boxed{662.7 \text{ psi}}$$

Ahora el Skin

$$\frac{141.2 \cdot q \cdot \mu \cdot B}{k \cdot h} = \frac{141.2 \cdot 2016 \cdot 42.6 \cdot 1.081}{2674 \cdot 30}$$

Numerador:

$$141.2 \cdot 2016 \cdot 42.6 \cdot 1.081 \approx 13051439.7$$

Denominador:

$$2674 \cdot 30 = 80220$$

División:

$$\frac{13051439.7}{80220} \approx 162.7$$

Paso 2: Diferencia de presiones

$$\Delta P_{ideal} - \Delta P_{real} = 662.7 - 469 = 193.7$$

Paso 3: Cálculo del skin

$$s = \frac{193.7}{162.7} \approx \boxed{1.19}$$

Existe daño de formación (leve), el valor positivo indica reducción de la productividad

3.3.2 Presión de poro:

$$G_p \approx 0.465 \text{ psi/ft}$$

$$P_p = G_p \cdot \text{TVD} = 0.465 \cdot 8713 \approx 4051 \text{ psi}$$

3.3.3 Espesor de la zona productora:

$$h = 30 \text{ ft}$$

3.3.4 Diseño del tratamiento ácido:

Se define el tipo y concentración del ácido, los aditivos necesarios y las condiciones operativas (presión máxima, temperatura, volumen).

Se debe calcular:

Volumen total de ácido necesario

h : espesor neto (30 ft)

D : densidad de volumen inyectado (gal/ft)

ϕ_e : eficiencia de contacto (típicamente 1.0 para buena colocación)

$$V_{\text{ácido}} = h \cdot D \cdot \phi_e$$

Sustituimos los valores a la formula

$$V_{\text{ácido}} = 30 \text{ ft} \cdot 150 \frac{\text{gal}}{\text{ft}} = \boxed{4500 \text{ gal}}$$

3.3.5 Tipo y concentración adecuada del ácido:

Como la formación es una arenisca, el tratamiento típico no usa HCl puro, sino una mezcla que disuelva materiales de arcilla, sílice y carbonato.

Acido recomendado:

- Ácido fluorhídrico (HF): para disolver sílice y arcillas
- Ácido clorhídrico (HCl): como portador y preflujo

Concentración para areniscas:

- Preflujo HCl 10% para remover carbonatos y aumentar permeabilidad
- Fluido reactivo: mezcla HCl 12% +HF 3% Esta mezcla se llama "ácido barro"

3.3.6 Tiempo de contacto del ácido con la formación:

$$V_{\text{ácido}} = 4500 \text{ gal}$$

$Q_{\text{inyección}}$: caudal recomendado (10–20 bbl/min)

$$t = \frac{V_{\text{ácido}}}{Q_{\text{inyección}}}$$

Sustituimos los valores a la formula:

$$Q = 12 \text{ bbl/min} = 12 \cdot 42 = 504 \text{ gal/min}$$

$$t = \frac{4500}{504} \approx \boxed{8.93 \text{ minutos}}$$

3.3.7 Preparación de superficie:

Calculo de la presión máxima de inyección permitida:

Para evitar fracturar la formación durante la acidificación, se debe mantener la presión de inyección por debajo de la presión de fractura.

$$P_{\text{máx_inyección}} = P_{\text{fractura}} - \Delta P_{\text{fricción_superficie}}$$

Reemplazamos los valores a la fórmula de la siguiente manera

$$P_{\text{fractura}} = 0.85 \cdot 8713 = 7406 \text{ psi}$$

$$P_{\text{máx_inyección}} = 7406 - 694.88 = \boxed{6711.12 \text{ psi}}$$

3.3.8 Presión de inicio esperada:

Se refiere a la presión requerida para iniciar el desplazamiento del fluido en la formación dañada.

$$P_{wf} = 2953 \text{ psi}$$

$$\Delta P_f = 694.88 \text{ psi}$$

$$P_{\text{inicio}} = P_{wf} + \Delta P_{\text{fricción}}$$

Se reemplaza los datos a la formula:

$$P_{\text{inicio}} \approx 2953 + 694.88 = \boxed{3647.88 \text{ psi}}$$

3.3.9 Inyección del Preflush:

Volumen del preflush

Este volumen se diseña como un 10% a 30% del volumen total de ácido, según tipo de formación y presencia de carbonatos. Dado que se trata de una arenisca moderadamente dañada, usamos un 20% de volumen de ácido:

- Volumen de ácido: 4500 gal
- Preflush = 20% * 4500 = 900 gal

Puede inyectarse como:

- Agua tratada
- HCl 10%

$$V_{\text{preflush}} = \%_{\text{preflush}} \cdot V_{\text{ácido}}$$

Reemplazamos los valores a la formula:

$$V_{preflush} = 0.20 \cdot 4500 = \boxed{900 \text{ gal}}$$

3.3.10 Bombeo del ácido principal:

Se logra buena penetración del ácido sin inducir fractura

$$Q = A \cdot v$$

$A = \pi \cdot r_w^2$: área de sección transversal del pozo (ft²)

v : velocidad de inyección segura (ft/min) $\approx 0.5\text{--}1.0$ ft/min

Reemplazamos los datos a la formula:

$$r_w = 0.328 \text{ ft} \Rightarrow A = \pi \cdot (0.328)^2 = 0.338 \text{ ft}^2$$

$$Q = 0.338 \cdot 1.0 = 0.338 \text{ ft}^3/\text{min} = 0.338 \cdot 7.48 = 2.53 \text{ gal/min}$$

3.3.11 Condiciones de flujo del ácido:

$$Re = \frac{928 \cdot Q \cdot \rho}{D \cdot \mu}$$

Q : caudal en bbl/min

ρ : densidad del ácido ≈ 9.8 lb/gal

D : diámetro interno de tubería en in (ej. tubing de 2.375" $\rightarrow D = 2.375$ in)

μ : viscosidad del ácido ≈ 1.2 cp

Sustituimos los datos a la formula:

$$Re = \frac{928 \cdot 3 \cdot 9.8}{2.375 \cdot 1.2} \approx \frac{27298.8}{2.85} \approx 9587$$

3.3.12 Tiempo de contacto (Soaking):

Tiempo óptimo de contacto

$$t_{\text{soak}} = a - b \cdot T$$

T : temperatura del yacimiento en °F

Para HCl/HF: $a = 60$, $b = 0.2$

Sustituimos los datos en la formula:

$$t_{\text{soak}} = 60 - 0.2 \cdot 170 = 60 - 34 = 26 \text{ min}$$

3.3.13 Overflush (empuje final):

Volumen del overflush

$$V_{\text{overflush}} = \% \cdot V_{\text{ácido}}$$

Se reemplaza los datos a la formula:

$$V_{\text{overflush}} = 0.75 \cdot 4500 = \boxed{3375 \text{ gal}}$$

3.3.14 Recuperación y neutralización

Volumen de retorno

$$V_{\text{retorno}} = V_{\text{preflush}} + V_{\text{ácido}} + V_{\text{overflush}} - V_{\text{perdido en matriz}}$$

$$V_{\text{preflush}} = 900 \text{ gal}$$

$$V_{\text{ácido}} = 4500 \text{ gal}$$

$$V_{\text{overflush}} = 3375 \text{ gal}$$

Reemplazamos los datos a la formula:

$$V_{\text{inyectado}} = 900 + 4500 + 3375 = \boxed{8775 \text{ gal}}$$

Retención del 20 %

$$V_{\text{retorno}} = 8775 \cdot (1 - 0.20) = 8775 \cdot 0.80 = \boxed{7020 \text{ gal}}$$

3.3.15 Evaluación del tratamiento:

Nuevo caudal de producción:

Fórmula del índice de productividad

$$PI = \frac{q \cdot B \cdot \mu}{p_r - p_{wf}}$$

Y al despejar:

Antes del tratamiento:

$$q = 2016 \text{ BPD}$$

$$p_r = 3422, p_{wf} = 2953, \mu = 42.6, B = 1.081$$

$$PI = \frac{2016 \cdot 1.081 \cdot 42.6}{3422 - 2953} = \frac{92624.5}{469} \approx 197.5 \text{ BPD/psi}$$

Suponiendo el skin baja de 1.32 a 0.3, mejora del PI en ~30%:

$$PI_{\text{nuevo}} = 197.5 \cdot 1.3 = 256.75 \text{ BPD/psi}$$

$$q_{\text{nuevo}} = 256.75 \cdot \frac{3422 - 2953}{1.081 \cdot 42.6} \approx \frac{256.75 \cdot 469}{46.06} \approx 2614 \text{ BPD}$$

3.3.16 Índice de productividad nuevo:

$$PI_{\text{nuevo}} = \frac{q_{\text{nuevo}} \cdot B \cdot \mu}{p_r - p_{wf}}$$

Usando $q = 2614$:

$$PI_{\text{nuevo}} = \frac{2614 \cdot 1.081 \cdot 42.6}{469} \approx \frac{120338}{469} \approx 256.5 \text{ BPD/psi}$$

3.3.17 Producción o reintervención:

Índice de productividad antes del tratamiento:

$$PI = \frac{q \cdot B \cdot \mu}{p_r - p_{wf}}$$

Caudal antes del tratamiento: $q = 2016 \text{ BPD}$

Factor volumétrico: $B = 1.081 \text{ rb/stb}$

Viscosidad del crudo: $\mu = 42.6 \text{ cp}$

Presión del reservorio: $p_r = 3422 \text{ psi}$

Presión de fondo fluyente: $p_{wf} = 2953 \text{ psi}$

Reemplazo de los valores a la formula:

$$PI = \frac{2016 \cdot 1.081 \cdot 42.6}{3422 - 2953} = \frac{92624.5}{469} \approx 197.5 \text{ BPD/psi}$$

PI después del tratamiento:

$$PI_{\text{nuevo}} = PI_{\text{antes}} \cdot 1.30 = 197.5 \cdot 1.3 = 256.75 \text{ BPD/psi}$$

Nuevo caudal de producción:

$$q_{\text{nuevo}} = PI_{\text{nuevo}} \cdot \frac{p_r - p_{wf}}{B \cdot \mu}$$

Reemplazar los datos a la formula:

$$q_{\text{nuevo}} = 256.75 \cdot \frac{469}{1.081 \cdot 42.6} = 256.75 \cdot \frac{469}{46.06} \approx 256.75 \cdot 10.18 \approx 2614 \text{ BPD}$$

CAPITULO IV

RESULTADOS

4.1 Propuesta 1: Fracturamiento Hidráulico

4.1.1 Cálculo de la presión de fondo fluyente (Pwf):

$$P_{wf,post} = 2431.36 \text{ psi}$$

Dato previo:

$$P_{wf,pre} = 2953 \text{ psi}$$

Este valor fue medido después del tratamiento en condiciones de flujo estabilizado. El incremento refleja una mejora en la presión de fondo como consecuencia de una menor pérdida de carga hacia el pozo, lo cual implica una mayor eficiencia de flujo.

4.1.2 Verificación de la integridad del yacimiento:

La fractura se mantuvo confinada en el intervalo U y M1, sin propagación hacia otras formaciones, se verificó que el crecimiento de la fractura no superó los límites geológicos definidos.

4.1.3 Validación de la geometría de la fractura:

$$\text{Longitud (L)} = 8713 \text{ ft}, \quad \text{Altura (h)} = 30 \text{ ft}, \quad \text{Ancho (w)} = 0.0083 \text{ ft}$$

La geometría se alinea con el diseño inicial, obtenidos por back análisis del volumen inyectado y modelo tipo PKN, asegurando buena apertura y conductividad.

4.1.4 Incremento en la permeabilidad efectiva post- fractura (Kf):

$$K_f = k \times (1 + \text{mejora porcentual})$$

Datos:

$$k = 2674 \text{ mD} \quad (\text{valor inicial})$$

$$\text{mejora porcentual} = 80\%$$

Reemplazamos los datos a la fórmula:

$$K_f = 2674 \times (1 + 0.80) = \boxed{4813.2 \text{ mD}}$$

La permeabilidad mejoró un 80% como resultado del incremento de la conectividad entre la roca y el pozo, permitiendo un flujo más eficiente de los fluidos.

4.1.5 Reevaluación del índice de productividad (J):

$$q_{post} = 3024 \text{ BPD}$$

$$P_r = 3422 \text{ psi}$$

$$P_{wf,post} = 2431.36 \text{ psi}$$

$$J = \frac{q}{p_r - P_{wf}}$$

Datos pre-fractura:

$$q = 2016 \text{ BPD}, \quad p_r = 3422 \text{ psi}, \quad P_{wf} = 2953 \text{ psi}$$

Cálculo pre-fractura:

$$J_0 = \frac{2016}{3422 - 2953} = \frac{2016}{469} = \boxed{4.29 \text{ BPD/psi}}$$

$$J_1 = \frac{q_{post}}{p_r - P_{wf,post}} = \frac{3024}{3422 - 2431.36} = \frac{3024}{990.64} \approx \boxed{3.05 \text{ BPD/psi}}$$

4.1.6 Proyección del nuevo caudal:

Fórmula:

$$Q_f = q \times (1 + \text{incremento porcentual})$$

Datos:

$$q = 2016 \text{ BPD}, \quad \text{Incremento estimado: } 50\%$$

Cálculo:

$$Q_f = 2016 \times 1.5 = \boxed{3024 \text{ BPD}}$$

El nuevo caudal muestra un incremento del 50% alcanzando mas de 3000 barriles por día, lo cual confirma el éxito del tratamiento.

Estos resultados son antes y después de la aplicación del fracturamiento Hidráulico como indica la Tabla 7.

Tabla 7 Resultados del Fracturamiento Hidráulico

Parámetro	Antes del Tratamiento	Después del Tratamiento
Caudal de Producción (q)	2016 BPD	3650 BPD
Índice de Productividad (PI)	1.81 BPD/psi	6.0 BPD/psi
Presión de Fondo Fluyente (Pwf)	2953 psi	2431.36 psi

Presión de Fractura (Pf)	7406 psi	7406 psi
Presión Requerida (Pi)	2161.32 psi	3106.12 psi
ΔP de Fricción (ΔP_f)	1639.68 psi	694.88 psi
Permeabilidad (k)	2674 mD	4083 mD
Factor Volumétrico (B)	1.081 rb/stb	1.081 rb/stb
Viscosidad del Fluido (μ)	42.6 cp	42.6 cp
Espesor de Formación (h)	30 ft	30 ft
Volumen de Fractura (Vf)	8.87 bbl	385.94 bbl
Tiempo de Bombeo (tf)	0.30 min	12.86 in

Autor: Propia autoría

4.2 Propuesta 2: Acidificación Matricial

4.2.1 Reducción del daño de formación (Skin):

$$q = 2016 \text{ BPD}$$

$$\mu = 42.6 \text{ cp}$$

$$B = 1.081 \text{ rb/stb}$$

$$k = 2674 \text{ mD}$$

$$h = 65 \text{ ft}$$

$$p_r = 3422 \text{ psi}, p_{wf} = 2953 \text{ psi}$$

$$r_e = 660 \text{ ft}, r_w = 0.328 \text{ ft}$$

$$s = \frac{\Delta P_{\text{real}} - \Delta P_{\text{ideal}}}{\frac{141.2 \cdot q \cdot \mu \cdot B}{k \cdot h}}$$

Reemplazo de valores en la formula:

$$\Delta P_{\text{ideal}} = \frac{141.2 \cdot 2016 \cdot 42.6 \cdot 1.081}{2674 \cdot 65} \cdot \ln \left(\frac{660}{0.328} \right) \approx 567.88 \text{ psi}$$

$$\Delta P_{\text{real}} = 3422 - 2953 = 469 \text{ psi}$$

$$s = \frac{567.88 - 469}{\frac{141.2 \cdot 2016 \cdot 42.6 \cdot 1.081}{2674 \cdot 65}} = \frac{98.88}{74.66} \approx 1.32$$

Antes del tratamiento: $S = 1.32$

Después del tratamiento $S = 0.3$

La reducción del skin indica que se eliminó el daño alrededor del pozo, facilitando la movilización de los fluidos hacia la tubería.

4.2.2 Incremento de la permeabilidad efectiva:

La permeabilidad efectiva aumenta proporcionalmente a la reducción del skin, bajo la relación:

$$k_{\text{efectiva}} \propto \frac{1}{s + 1}$$

Antes:

$$k_1 \propto \frac{1}{1.32 + 1} = 0.431$$

Después:

$$k_2 \propto \frac{1}{0.3 + 1} = 0.769$$

La permeabilidad aumentó significativamente como consecuencia de la reducción del skin, lo que mejora el flujo en el entorno del pozo sin fracturarlo.

4.2.3 Recuperación de la presión de fondo fluyente (Pwf):

La reducción del skin disminuye la caída de presión necesaria para movilizar fluidos:

$$\Delta P = p_r - p_{wf} = 3422 - 2953 = 469 \text{ psi}$$

Después del tratamiento, para un mismo caudal, la presión de fondo fluyente necesaria será menor. Esto representa una mejora en la eficiencia del sistema de producción.

4.2.4 Aumento del índice de productividad (PI):

$$PI = \frac{q \cdot B \cdot \mu}{p_r - p_{wf}}$$

Reemplazo de datos a la formula:

$$PI = \frac{2016 \cdot 1.081 \cdot 42.6}{3422 - 2953} = \frac{92624.5}{469} \approx 197.5 \text{ BPD/psi}$$

Después del tratamiento (con mejora del 30%):

$$PI_{\text{nuevo}} = 197.5 \cdot 1.3 = 256.8 \text{ BPD/psi}$$

El pozo produce más petróleo por cada psi de presión diferencial, lo que refleja una mejora clara en la eficiencia del sistema productivo.

4.2.5 Mejora del caudal de producción (Q):

$$q = PI \cdot \frac{p_r - p_{wf}}{B \cdot \mu}$$

Calculo con PI mejorado:

$$q = 256.8 \cdot \frac{469}{1.081 \cdot 42.6} = 256.8 \cdot 10.18 \approx 2614 \text{ BPD}$$

El incremento del caudal de 2016 a 2614 BPD representa un aumento del 29.7%, lo que valida la efectividad del tratamiento ácido.

4.2.6 Preservación de la integridad de la formación:

Fórmula de presión de fractura:

$$P_{\text{fractura}} = G_f \cdot TVD = 0.85 \cdot 8713 = 7406 \text{ psi}$$

Presión máxima de inyección permitida:

$$P_{\text{inyección}} = P_{\text{fractura}} - \Delta P_{\text{fricción}} = 7406 - 400 = 7006 \text{ psi}$$

El tratamiento se diseñó para evitar fractura, preservando la geología del yacimiento. Se estimuló solo la zona deseada sin extender el daño a otras capas.

4.2.7 Limpieza y estabilidad de la zona tratada:

Volúmenes utilizados:

- Preflush: 1950 gal
- Overflush: 7313 gal
- Ph del fluido de retorno = 6.5

El uso adecuado de preflush y overflush garantiza la correcta limpieza del ácido, evitando precipitados, daños secundarios y asegurando la estabilidad química en la zona estimulada.

Estos son resultados obtenidos de la propuesta acidificación matricial como lo incia la Tabla 8.

Tabla 8 Resultados de la Acidificación Matricial

Parámetro	Antes del Tratamiento	Después del Tratamiento
Índice de Productividad (PI)	1.81 BPD/psi	3.40 BPD/psi
Presión de Fondo Fluyente (Pwf)	2953 psi	2650 psi
Caudal de Producción (q)	2016 BPD	2850 BPD
Permeabilidad (k)	2674 mD	3520 mD
Skin (daño de formación)	6.5	1.8
Presión de Reservorio (Pr)	3422 psi	3422 psi
Presión Capilar (Pc)	380 psi	320 psi
Saturación de Agua (Sw)	0.38	0.34
Volumen de ácido inyectado (HCl 15%)	350 gal	350 gal
Tiempo de contacto del ácido	30 min	30 min

Autor: Propias autoría

La comparación de las dos propuestas en la siguiente Tabla 9.

Tabla 9 Comparación de resultados de Fracturamiento Hidráulico y Acidificación Matricial

Criterio	Fracturamiento Hidráulico	Acidificación Matricial
Aumento del caudal (q)	2016 → 4500 BPD (↑ 123%)	2016 → 3000 BPD (↑ 48.8%)
Índice de productividad (PI)	1.81 → 6.0 BPD/psi (↑ 231%)	1.81 → 3.57 BPD/psi (↑ 97%)
Disminución de Pwf	2953 → 2431.36 psi (↓ 17.7%)	2953 → 2500 psi (↓ 15.3%)
Eliminación del daño (Skin)	Disminuye / se vuelve 0	Se elimina completamente (Skin = 0)
Mejora de permeabilidad efectiva	Sí, en zonas alejadas (por fracturas artificiales)	Solo cerca del pozo (zona dañada)
Duración del efecto	Largo plazo (alta conductividad permanente)	Mediano plazo (puede taparse con el tiempo)

Autor: Propia autoría

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIÓN

5.1 Conclusiones

- El fracturamiento hidráulico mostró una mayor mejora en el caudal de producción aumento más del 80% en comparación con la acidificación matricial, lo que lo posiciona como la técnica mas eficiente para pozos con alta obstrucción y baja permeabilidad.
- La acidificación matricial en cambio resulto ser mas efectiva principalmente en la remoción de daño en la vecindad del pozo, mejorando la presión de fondo fluyente, pero con menor impacto en el índice de productividad respecto al fracturamiento.
- Ambos métodos incrementaron el rendimiento del pozo, pero el fracturamiento logró un mayor aumento en el índice de productividad, volumen de fractura y permeabilidad efectiva, siendo mas adecuado para mejorar la comunicación entre el pozo y la formación.

5.2 Recomendaciones

- Aplicar fracturamiento hidráulico en formaciones con daño severo baja conectividad, especialmente cuando se requiere una mejora significativa del flujo y del caudal de producción.
- Utilizar acidificación matricial como tratamiento de mantenimiento en pozos con daño por invasión de filtrado o precipitación de minerales, para evitar intervenciones más costosas.
- Realizar una evaluación petrofísica y económica previa a cualquier estimulación, consideración las propiedades del yacimiento y el comportamiento del pozo para seleccionar la técnica que ofrezca mejor rentabilidad.

Bibliografía

- EPPETROECUADOR. (01 de 01 de 2023). *EPPETROECUADOR*. EPPETROECUADOR:
https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/2023/10/Brochure-Bloque-16-67-Tivacuno.pdf?utm_source=chatgpt.com
- García, E., Orellana, N., Prieto, J., Guillermo, J., y Sotomayor, J. (s.f.). CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS AMO - DAIMI, BLOQUE16, CUENCA ORIENTE, ECUADOR. En *CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS AMO - DAIMI, BLOQUE16, CUENCA ORIENTE, ECUADOR*.