



UNIVERSIDAD UTE

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA E
INDUSTRIAS**

MAESTRÍA EN PETRÓLEOS

**“EVALUACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO COMO
TÉCNICA PARA MEJORAR LA PRODUCCIÓN DE LA
ARENISCA M-2 EN EL CAMPO EDÉN YUTURI”**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL GRADO DE
MAGISTER EN PETRÓLEOS MENCIÓN EN PROCESOS DE
PRODUCCIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS**

MARÍA FERNANDA POZO NAVAS

DIRECTOR: ING. FAUSTO RAMOS AGUIRRE, Mgt

Quito, mayo 2020

© Universidad UTE. 2020
Reservados todos los derechos de reproducción

FORMULARIO DE REGISTRO BIBLIOGRÁFICO

DATOS DE CONTACTO	
CÉDULA DE IDENTIDAD:	1722882626
APELLIDOS Y NOMBRES:	POZO NAVAS MARÍA FERNANDA
DIRECCIÓN:	Av. Mariscal Sucre y Melchor de Valdez bl. Uyumbicho 102B
EMAIL:	mafer.nandita@hotmail.com
TELÉFONO FIJO:	+593-22-595116
TELÉFONO MOVIL:	+593-996680895

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	“EVALUACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO COMO TÉCNICA PARA MEJORAR LA PRODUCCIÓN DE LA ARENISCA M-2 EN EL CAMPO EDÉN YUTURI”
AUTOR O AUTORES:	POZO NAVAS MARÍA FERNANDA
FECHA DE ENTREGA DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	
DIRECTOR DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	ING. FAUSTO RAMOS AGUIRRE
PROGRAMA	PREGRADO POSGRADO <input checked="" type="checkbox"/>
TÍTULO POR EL QUE OPTA:	MAGISTER EN PETRÓLEOS MENCIÓN EN PROCESOS DE PRODUCCIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS
RESUMEN: Mínimo 250 palabras	El Fracturamiento Hidráulico es una técnica que consiste en la inyección de un fluido a un yacimiento productor de petróleo a través de un pozo a un cierto caudal y presión, con lo cual se logra el rompimiento de la roca y crear caminos de alta permeabilidad para mejorar la producción de petróleo. Bajo esta perspectiva, en esta investigación se evaluó como esta técnica permite el mejoramiento de la producción de petróleo en la arenisca M-2 del campo Edén Yuturi, que es un yacimiento que se ha dejado de lado por presentar mayores desafíos que otros al tener baja permeabilidad, baja porosidad, bajo aporte, y falta de continuidad en la depositación, pero con un gran potencial

	<p>hidrocarburífero. Por tanto, fue necesario analizar el fracturamiento hidráulico, las principales aplicaciones de esta técnica, su diseño, etapas de bombeo, materiales y equipos utilizados desde la perspectiva de la aplicación en el pozo EDYJ-081. También fue imprescindible dentro de este trabajo, la revisión del desarrollo y producción del campo Edén Yuturi que inició su desarrollo y producción en 2002 con la producción de la arenisca U Inferior, luego U Superior, T y M-1, que no presentaban mayores inconvenientes, en 2004 comienza la producción de M-2 pero por los problemas operativos que presentaba fue cerrada, hasta el año 2010 desde cuando se continúa la producción. Además de presentarse la producción y desarrollo del campo, se realizó un análisis más detallado de la arenisca M-2 en cuanto a su geología, producción, presiones y principales características. Luego de lo cual, se centró la investigación en los pozos productores de la arenisca M-2, el proceso llevado a cabo, la fractura hidráulica obtenida, y un análisis comparativo entre la producción antes y después del trabajo de fracturamiento hidráulico en cada uno de los pozos Edén Yuturi – J81, Edén Yuturi – J71, Edén Yuturi – J72 y Edén Yuturi – G170, donde se obtuvo esta información, lográndose buenos resultados con un incremento significativo de la producción hasta del 155 %.</p>
<p>PALABRAS CLAVES:</p>	<p>Cuenca Oriente / Campo Edén Yuturi / Yacimientos Petroleros / Arenisca M-2 / Fracturamiento Hidráulico</p>
<p>ABSTRACT:</p>	<p>The Hydraulic Fracturing is a technique that involves the injection of a fluid to an oil producing reservoir through a well at a certain flow rate and pressure, to break the rock and creating high permeability roads to improve the oil production. From this perspective, this research evaluated how this technique allows the</p>

improvement of oil production in the M-2 sandstone of the Edén Yuturi Oilfield, which is a deposit that has been neglected for presenting greater challenges than others due to its low permeability, low porosity, low contribution, and lack of continuity in deposition, but with great hydrocarbon potential. Therefore, it was necessary to analyze hydraulic fracturing, the main applications of this technique, its design, pumping stages, materials and equipment used from the perspective of application in the EDYJ-081 well. Also, in this work, it was essential the review of the development and production of the Edén Yuturi Oilfield, which began its development and production in 2002 with the production of Lower U sandstone, then Upper U sandstone, T sandstone and M-1 sandstone, that they did not present major inconveniences, in 2004 the production of M-2 began but it was closed for the operational problems that it presented, until 2010 when the production continued. In addition to presenting the production and development of the Eden Yuturi Oilfield, In this thesis the author presents a detailed analysis of the M-2 sandstone in terms of its geology, production, pressures and main characteristics. After that, the investigation focused on the producing wells of the M-2 sandstone, the process carried out, the hydraulic fracturing obtained, and a comparative analysis between the production before and after the hydraulic fracturing work in the Edén Yuturi - J81, Edén Yuturi - J71, Edén Yuturi - J72 and Edén Yuturi - G170 wells, where this information was obtained, achieving good results with a significant increase in production of petroleum up to 155 %.

KEYWORDS

East Basin / Edén Yuturi Oilfield / Oil Reservoirs / M-2 Sandstone/ Hydraulic Fracking.

Se autoriza la publicación de este Proyecto de Titulación en el Repositorio Digital de la Institución.

f: 

POZO NAVAS MARÍA FERNANDA

1722882626

DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **POZO NAVAS MARÍA FERNANDA**, CI 172288262 autora del trabajo de titulación: **“Evaluación del Fracturamiento Hidráulico como Técnica para Mejorar la Producción de la Arenisca M-2 en el campo Edén Yuturi”** previo a la obtención del título de **MAGISTER EN PETRÓLEOS MENCIÓN EN PROCESOS DE PRODUCCIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS** en la Universidad UTE.

1. Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las Instituciones de Educación Superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de titulación de grado para que sea integrado al Sistema Nacional de información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.
2. Autorizo a la BIBLIOTECA de la Universidad UTE a tener una copia del referido trabajo de titulación de grado con el propósito de generar un Repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Quito, 15 de mayo del 2020

f: 

POZO NAVAS MARÍA FERNANDA
1722882626

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de tutor, certifico que el presente trabajo de titulación que lleva por título **“Evaluación del Fracturamiento Hidráulico como Técnica para Mejorar la Producción de la Arenisca M-2 en el campo Edén Yuturi”** para aspirar al título de **MAGISTER EN PETRÓLEOS MENCIÓN EN PROCESOS DE PRODUCCIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS** fue desarrollado por **POZO NAVAS MARÍA FERNANDA**, bajo mi dirección y supervisión, en la Maestría en Petróleos de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería e Industrias; y que dicho trabajo cumple con las condiciones requeridas para ser sometido a las evaluación respectiva de acuerdo a la normativa interna de la Universidad UTE.



ING. FAUSTO RAMOS AGUIRRE
DIRECTOR DEL TRABAJO
C.I. 1705134102



Oficio Nro. PAM-RH-2019-0373-OFI

Quito, D.M., 02 de abril de 2019

Asunto: SOLICITUD DE INFORMACION

Señor Ingeniero
Fausto René Ramos Aguirre
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL
En su Despacho

De mi consideración:

En respuesta al Documento No. S/N emitido el 22 de Marzo del 2019, mediante el cual solicita la autorización para que la estudiante María Fernanda Pozo Navas pueda realizar su proyecto de tesis; por el presente comunico que se aprueba la solicitud conforme al análisis realizado por parte de la Gerencia del Activo ITT- Edén Yuturi – Apaika Nenke de esta Empresa.

Por lo expuesto, mucho agradeceré disponer a la citada estudiante que se comunice con Malu Carvajal de Recursos Humanos, al número telefónico 2993 700 ext.18028, a fin de coordinar la entrega de la documentación habilitante y proceder con la firma de acuerdo de confidencialidad respectiva

Con sentimientos de distinguida consideración.

Atentamente,

Documento firmado electrónicamente

Dr. Jaime Guillermo Chamorro Hidalgo
GERENTE DE RECURSOS HUMANOS, ENCARGADO

Referencias:
- PAM-SG-2019-4084-EXT

Copia:
María de Lourdes Carvajal Getial
Analista de Desarrollo Organizacional

CB/mc/dt



Firmado electrónicamente por
**JAIME GUILLERMO
CHAMORRO HIDALGO**



Este documento es una copia de un documento original que forma parte de un expediente administrativo. No debe ser utilizado como base para la toma de decisiones. Para más información, consulte el sitio web de la Sociedad Nacional de Control.



* Documento firmado electrónicamente por **Chamorro**

Av. Seta de Diciembre N34-290 y Gaspar Cañero, Edificio Vilsueta, planta baja • PBX: (003) 2-299-3700 • Fax: 2-993-701 • www.petroamazonas.gob.ec



Oficio Nro. PAM-AEYANITT-2020-0256-OFI

Quito, D.M., 17 de mayo de 2020

Asunto: Trabajo de Titulación María Fernanda Pozo

Señor Ingeniero
Fausto René Ramos Aguirre
En su Despacho

De mi consideración:

Por medio del presente, me dirijo a usted con el fin de certificar que el trabajo de titulación denominado “EVALUACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO COMO TÉCNICA PARA MEJORAR LA PRODUCCIÓN DE LA ARENISCA M-2 EN EL CAMPO EDÉN YUTURI” fue realizado en el Activo Edén Yuturi, Apaika Nenke, ITT de Petroamazonas EP por la Señorita Ingeniera María Fernanda Pozo Navas con C.C. 1722882626, previo a la obtención del título de Maestría en Petróleos, Mención en Procesos de Producción e Industrialización de Hidrocarburos de la Universidad UTE.

Para el Activo Edén Yuturi, Apaika Nenke, ITT de Petroamazonas EP, es grato reconocer que la investigación desarrollada es de gran interés para los técnicos responsables del Campo Edén Yuturi y su desarrollo.

Con sentimientos de distinguida consideración y estima.

Atentamente,

Documento firmado electrónicamente

Mauro Efrain Cárdenas Velasco
GERENTE ACTIVO EDÉN YUTURI, APAIKA NENKE, ITT, ENCARGADO

Copia:
Señorita
Lorena De las Mercedes Benalcazar Galarza
Asistente Administrativa

María Fernanda Pozo Navas
Reservorista, Encargada

mp



Firmado electrónicamente por:
**MAURO EFRAIN
CARDENAS
VELASCO**

ÍNDICE DE CONTENIDOS

	PAG
RESUMEN	1
ABSTRACT	2
1. INTRODUCCIÓN	3
1.1 OBJETIVOS	9
1.1.1 OBJETIVO GENERAL	9
1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	9
2. METODOLOGÍA	10
2.1 APLICACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	11
2.2 REVISIÓN DEL DESARROLLO Y PRODUCCIÓN DEL CAMPO EDÉN YUTURI	11
2.3 EVALUACIÓN DE LA ARENISCA M-2 DEL CAMPO EDÉN YUTURI	12
2.4 ANÁLISIS DE LA APLICACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN POZOS PRODUCTORES DE LA ARENISCA M-2 DEL CAMPO EDÉN YUTURI	13
3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	15
3.1 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	15
3.1.1 Aplicaciones del fracturamiento	15
3.1.2 Diseño del fracturamiento hidráulico	15
3.1.3 Etapas del Fracturamiento Hidráulico	17
3.1.4 Materiales del fracturamiento hidráulico	22
3.1.5 Equipos utilizados en el fracturamiento hidráulico	22
3.2 DESARROLLO Y PRODUCCIÓN DEL CAMPO EDÉN YUTURI	23
3.2.1 Ubicación	23
3.2.2 Geología	23
3.2.3 Producción	27
3.3 LA ARENISCA M-2 DEL CAMPO EDÉN YUTURI	31
3.3.1 Geología	31
3.3.2 Producción	36
3.3.3 Tipo de Fluido	37
3.3.4 Presiones	38
3.4 APLICACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA ARENISCA M-2 DEL CAMPO EDÉN YUTURI	39
3.4.1 Edén Yuturi – J81	39

3.4.2	Edén Yuturi – J71	44
3.4.3	Edén Yuturi – J72	49
3.4.4	Edén Yuturi – G170	54
3.4.5	Producción e Historia de los pozos	58
3.4.6	Costos de Aplicación	60
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	61
4.1	CONCLUSIONES	61
4.2	RECOMENDACIONES	65
	BIBLIOGRAFÍA	70

ÍNDICE DE TABLAS

	PAG
Tabla 1. Criterio de clasificación de la porosidad efectiva de los yacimientos productores de petróleo.	12
Tabla 2. Criterio de clasificación de la permeabilidad de los yacimientos productores de petróleo.	12
Tabla 3. Criterio de clasificación de la gravedad API de los crudos.	13
Tabla 4. Información disponible de los pozos pertenecientes al campo Edén Yuturi, utilizados para este estudio.	13
Tabla 5. Porosidad, permeabilidad y API por yacimiento productor de petróleo del campo Edén Yuturi.	26
Tabla 6. Resumen de parámetros petrofísicos y de reservorio de la arenisca M-2 en el campo Edén Yuturi.	38
Tabla 7. Parámetros del fracturamiento hidráulico realizado en el pozo EDYJ-081, arenisca M-2.	42
Tabla 8. Dimensiones de la fractura hidráulica realizada en el pozo EDYJ-081, arenisca M-2.	43
Tabla 9. Parámetros del fracturamiento hidráulico realizado en el pozo EDYJ-071, arenisca M-2.	46
Tabla 10. Dimensiones de la fractura hidráulica propuesta en el pozo EDYJ-071, arenisca M-2.	47
Tabla 11. Parámetros del fracturamiento hidráulico realizado en el pozo EDYJ-072, arenisca M-2.	52
Tabla 12. Dimensiones de la fractura hidráulica propuesta en el pozo EDYJ-072, arenisca M-2.	52
Tabla 13. Parámetros del fracturamiento hidráulico realizado en el pozo EDYG-170, arenisca M-2.	56
Tabla 14. Dimensiones de la fractura hidráulica propuesta en el pozo EDYG-170, arenisca M-2.	57
Tabla 15. Comparación de la producción antes y después de los trabajos de fracturamiento hidráulico en los pozos del campo Edén Yuturi, Arenisca M-2.	58
Tabla 16. Dimensiones de las fracturas hidráulicas realizadas en los pozos del campo Edén Yuturi, Arenisca M-2.	59
Tabla 17. Costos estimados para realizar un trabajo de fracturamiento hidráulico en un pozo petrolero.	60

ÍNDICE DE FIGURAS

	PAG
Figura 1. Orientación de las tres principales fuerzas que actúan sobre la roca.	3
Figura 2. Esquema de una fractura de alta permeabilidad que atraviesa el daño en un pozo petrolero vertical.	4
Figura 3. Equipos utilizados durante el fracturamiento hidráulico en el pozo Klepper No.1, campo de gas Hugoton, Kansas.	5
Figura 4. Desglose estimado de los tratamientos de fractura realizados en el mundo por tipo de pozo.	5
Figura 5. Esquema del Procedimiento del Fracturamiento Hidráulico en Pozos de Petróleo.	7
Figura 6. Equipos utilizados y fracturas.	8
Figura 7. Registros eléctricos del yacimiento M-2.	9
Figura 8. Fases realizadas durante la investigación.	11
Figura 9. Geometría de la fractura diseñada para el pozo EDYJ-081 y concentración del apuntalante en lbs/pie ² .	16
Figura 10. Geometría de la fractura estimada con la calibración durante el trabajo de fracturamiento hidráulico en el pozo EDYJ-081 y concentración del apuntalante en lbs/pie ² .	17
Figura 11. Geometría de la fractura luego del trabajo de fracturamiento hidráulico en el pozo EDYJ-081 y concentración del apuntalante en lbs/pie ² .	17
Figura 12. Imagen del Fluido One Step bombeado en el pozo EDYJ-081.	19
Figura 13. Imagen del fluido denominado “Pad” bombeado en el pozo EDYJ-081.	19
Figura 14. Imágenes del fluido denominado “Slurry” bombeado en el pozo EDYJ-081.	20
Figura 15. Gráfico con las etapas del Fracturamiento Hidráulico.	21
Figura 16. Equipos Utilizados para el Fracturamiento Hidráulico.	22
Figura 17. Ubicación del Campo Edén Yuturi.	23
Figura 18. Columna estratigráfica de la Cuenca Oriente.	24
Figura 19. Historial de Producción Total del Campo Edén Yuturi	27

Figura 20.	Historial de Producción del Campo Edén Yuturi en la Arenisca U Inferior.	28
Figura 21.	Historial de Producción del Campo Edén Yuturi en la Arenisca U Superior.	28
Figura 22.	Historial de Producción del Campo Edén Yuturi en la Arenisca T.	29
Figura 23.	Historial de Producción del Campo Edén Yuturi en la Arenisca M-1.	29
Figura 24.	Producción del Campo Edén Yuturi en la Arenisca M-2.	30
Figura 25.	Gráfico comparativo de la producción acumulada y factor de recobro de los yacimientos productores del campo Edén Yuturi.	31
Figura 26.	Formaciones, miembros y ciclos sedimentarios del Cretácico de la Cuenca Oriente.	32
Figura 27.	Mapa de espesores para la arenisca M-2 en el campo Edén Yuturi.	33
Figura 28.	Mapa estructural al Tope de la arenisca M-2.	34
Figura 29.	Correlación estructural norte - sur con pozos completados en la arenisca M-2 en el campo Eden Yuturi.	35
Figura 30.	Gráfico de Porosidad contra permeabilidad en los cores de la arenisca M-2 en el campo Edén Yuturi.	36
Figura 31.	Gráfico de variación de salinidad y API en los pozos del Campo Edén Yuturi, productores del yacimiento M-2.	37
Figura 32.	Gráfico de Presiones encontradas en la arenisca M-2 durante la perforación de los pozos en el campo Edén Yuturi a través de registros de presión.	39
Figura 33.	Interpretación petrofísica e intervalo disparado en la Arenisca M-2 del pozo Edén Yuturi – J81.	40
Figura 34.	Interpretación del registro de saturación corrido en el pozo EDYJ-081, arenisca M-2.	41
Figura 35.	Ejecución del fracturamiento hidráulico en el pozo EDYJ-081, arenisca M-2.	42
Figura 36.	Perfil de la fractura hidráulica realizada en el pozo EDYJ-081, arenisca M-2.	43
Figura 37.	Historial de producción del pozo EDYJ-081 productor de M-2, antes y después del trabajo de fracturamiento hidráulico.	44

Figura 38. Interpretación petrofísica e intervalo disparado en la Arenisca M-2 del pozo Edén Yuturi – J71.	45
Figura 39. Interpretación del registro de saturación corrido en el pozo EDYJ-071, arenisca M-2.	46
Figura 40. Perfil de la fractura hidráulica propuesta en el pozo EDYJ-071, arenisca M-2.	47
Figura 41. Datos de presión contra tiempo de la prueba de restauración de presión realizada en el pozo EDYJ-071, arenisca M-2.	48
Figura 42. Historial de producción del pozo EDYJ-071 productor de M-2, antes y después del trabajo de fracturamiento hidráulico	49
Figura 43. Interpretación petrofísica e intervalo disparado en la Arenisca M-2 del pozo Edén Yuturi – J72.	50
Figura 44. Interpretación del registro de saturación corrido en el pozo EDYJ-072, arenisca M-2.	51
Figura 45. Perfil de la fractura hidráulica realizada en el pozo EDYJ-072, arenisca M-2.	52
Figura 46. Datos de presión contra tiempo de la prueba de restauración de presión realizada en el pozo EDYJ-072, arenisca M-2	53
Figura 47. Historial de producción del pozo EDYJ-072 productor de M-2, antes y después del trabajo de fracturamiento hidráulico.	54
Figura 48. Interpretación petrofísica e intervalo disparado en la Arenisca M-2 del pozo Edén Yuturi – G170.	55
Figura 49. Datos de presión contra tiempo de la prueba de restauración de presión realizada en el pozo EDYG-170, arenisca M-2.	55
Figura 50. Perfil de la fractura hidráulica realizada en el pozo EDYG-170, arenisca M-2.	57
Figura 51. Historial de producción del pozo EDYG-170 productor de M-2, antes y después del trabajo de fracturamiento hidráulico.	58
Figura 52. Comparación de la producción antes y después de los trabajos de fracturamiento hidráulico en los pozos del campo Edén Yuturi, Arenisca M-2.	59

RESUMEN

El Fracturamiento Hidráulico es una técnica que consiste en la inyección de un fluido a un yacimiento productor de petróleo a través de un pozo a un cierto caudal y presión, con lo cual se logra el rompimiento de la roca y crear caminos de alta permeabilidad para mejorar la producción de petróleo. Bajo esta perspectiva, en esta investigación se evaluó como esta técnica permite mejorar la producción de petróleo en la arenisca M-2 del campo Edén Yuturi, que es un yacimiento que se ha dejado de lado por presentar mayores desafíos que otros al tener baja permeabilidad, baja porosidad, bajo aporte, y falta de continuidad en la depositación, pero con un gran potencial hidrocarburífero. Por tanto, fue necesario analizar el fracturamiento hidráulico, las principales aplicaciones de esta técnica, su diseño, etapas de bombeo, materiales y equipos utilizados desde la perspectiva de la aplicación en el pozo EDYJ-081. También fue imprescindible dentro de este trabajo, la revisión del desarrollo y producción del campo Edén Yuturi que inició su desarrollo y producción en 2002 con la producción de la arenisca U Inferior, luego U Superior, T y M-1, que no presentaban mayores inconvenientes, en 2004 comienza la producción de M-2 pero por los problemas operativos que presentaba fue cerrada, hasta el año 2010 desde cuando se continúa la producción. Además de presentarse la producción y desarrollo del campo, se realizó un análisis más detallado de la arenisca M-2 en cuanto a su geología, producción, presiones y principales características. Luego de lo cual, se centró la investigación en los pozos productores de la arenisca M-2, el proceso llevado a cabo, la fractura hidráulica obtenida, y un análisis comparativo entre la producción antes y después del trabajo de fracturamiento hidráulico en cada uno de los pozos Edén Yuturi – J81, Edén Yuturi – J71, Edén Yuturi – J72 y Edén Yuturi – G170, donde se obtuvo esta información, lográndose buenos resultados con un incremento significativo de la producción hasta del 155 %.

Palabras Clave: Cuenca Oriente / Campo Edén Yuturi / Yacimientos Petroleros / Arenisca M-2 / Fracturamiento Hidráulico.

ABSTRACT

The Hydraulic Fracturing is a technique that involves the injection of a fluid to an oil producing reservoir through a well at a certain flow rate and pressure, to break the rock and creating high permeability roads to improve the oil production. From this perspective, this research evaluated how this technique allows the improvement of oil production in the M-2 sandstone of the Edén Yuturi Oilfield, which is a deposit that has been neglected for presenting greater challenges than others due to its low permeability, low porosity, low contribution, and lack of continuity in deposition, but with great hydrocarbon potential. Therefore, it was necessary to analyze hydraulic fracturing, the main applications of this technique, its design, pumping stages, materials and equipment used from the perspective of application in the EDYJ-081 well. Also, in this work, it was essential the review of the development and production of the Edén Yuturi Oilfield, which began its development and production in 2002 with the production of Lower U sandstone, then Upper U sandstone, T sandstone and M-1 sandstone, that they did not present major inconveniences, in 2004 the production of M-2 began but it was closed for the operational problems that it presented, until 2010 when the production continued. In addition to presenting the production and development of the Edén Yuturi Oilfield, In this thesis the author presents a detailed analysis of the M-2 sandstone in terms of its geology, production, pressures and main characteristics. After that, the investigation focused on the producing wells of the M-2 sandstone, the process carried out, the hydraulic fracturing obtained, and a comparative analysis between the production before and after the hydraulic fracturing work in the Edén Yuturi - J81, Edén Yuturi - J71, Edén Yuturi - J72 and Edén Yuturi - G170 wells, where this information was obtained, achieving good results with a significant increase in production of petroleum up to 155 %.

Keywords: East Basin / Edén Yuturi Oilfield / Oil Reservoirs / M-2 Sandstone/ Hydraulic Fracking.

INTRODUCCION

1. INTRODUCCIÓN

El fracturamiento hidráulico es una de las tecnologías más duraderas que ha desarrollado la industria petrolera y consiste en la inyección de un fluido a un yacimiento productor a un cierto caudal y presión, hasta superar la capacidad de admisión matricial de la formación y romper la roca (Speight, 2016, pág. 1), con lo cual se crean pequeños canales que serán apuntalados con arenas naturales o sintéticas.

La roca se rompe de manera perpendicular al menor esfuerzo, el mismo que puede ser observado al tomar una parte infinitesimal del yacimiento (ver figura 1) con la distribución de esfuerzos que actúan sobre ella y dominan el proceso de fracturamiento hidráulico (Cedeño, 2013, pág. 7). La fuerza vertical generalmente corresponde a la sobrecarga y es muy cercana al peso (masa) que ejercen los diferentes estratos que se encuentran por encima de la formación rocosa y las fuerzas horizontales se deben principalmente a la reacción a la sobrecarga por compactación de las formaciones y fuerzas tectónicas de la estructura geológica. (Smith & Montgomery, 2015, pág. 111)

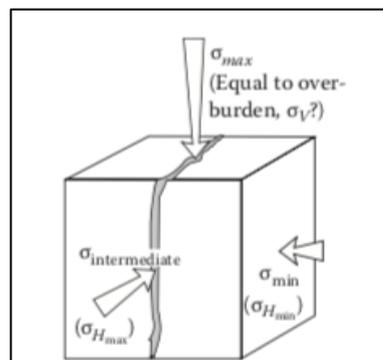


Figura 1. Orientación de las tres principales fuerzas que actúan sobre la roca. Tomado de (Smith & Montgomery, 2015, pág. 112).

En yacimientos someros, cuando la fuerza de sobrecarga es menor, las fracturas serán horizontales, mientras que en yacimientos profundos (sobre los 2 000 pies de profundidad), donde las fuerzas horizontales son menores, las fracturas serán verticales y cuando existe una pequeña fuerza de cizallamiento por tectónica activa pueden existir fracturas inclinadas. (Smith & Montgomery, 2015, pág. 111)

Desde 1949 hasta 2010, cerca de 2.5 millones de procedimientos en el mundo han sido realizados, y solo Estados Unidos incrementó más de 700 trillones de pies cúbicos de gas y 9 billones de barriles de reservas, que de lo contrario su desarrollo era antieconómico (Montgomery & Smith, 2010, pág. 26); pues esta técnica tiene un amplio rango de aplicaciones como es la generación de fracturas para la producción de yacimientos de hidrocarburos no

convencionales (Smith & Montgomery, 2015, pág. 38), el mejoramiento de la producción de petróleo y/o gas en reservorios de permeabilidad baja y moderada (Boyun, Xinghui, & Xuehao, 2017, pág. 389), la disminución de la caída de presión alrededor del pozo, el incremento del área de la formación productora en contacto con el pozo (Hafiz , 2015, pág. 3), la conexión de fracturas naturales con el pozo, extender un camino de alta permeabilidad (conducción) dentro de la formación, atravesar el daño de formación en yacimiento de alta permeabilidad, regresándolos a su producción normal, (Smith & Montgomery, 2015, págs. 36, 37), como se observa en la figura 2.

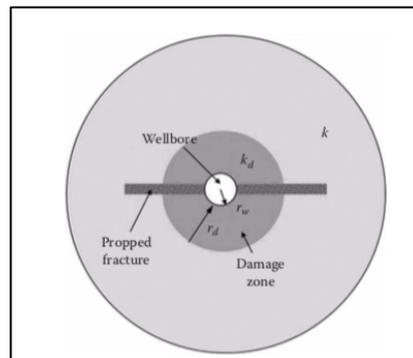


Figura 2. Esquema de una fractura de alta permeabilidad que atraviesa el daño en un pozo petrolero vertical. Tomado de (Smith & Montgomery, 2015, pág. 37).

Los inicios de esta técnica se remontan al año de 1860, cuando en Estados Unidos se utilizaba nitroglicerina para romper las rocas (*'Shooting'*) y mejorar la producción de petróleo de formaciones duras poco profundas, pese al riesgo y lo ilegal de su uso (Cedeño, 2013, pág. 4). Más tarde, en los años 30, se prueba con la inyección de fluidos no explosivos como ácidos, donde se observó el fenómeno de *'pressure parting'* (separación de presión) que es la creación de una fractura que no se cierra completamente debido a la acción del ácido en la formación productora, y permite la creación de un canal de flujo hacia el pozo, lo cual, también se presentaba en operaciones de acidificación, inyección de agua y cementación forzada que fueron estudiadas por Floyd Farris, en un estudio con el que se concibió la idea del denominado *'hydraulic fracturing'* como una técnica para mejorar la producción en pozos de petróleo y/o gas. (Montgomery & Smith, 2010, pág. 27)

La primera prueba de campo del *'hydraulic fracturing'* fue realizada por la compañía Stanolind Oil and Gas Corporation (Amoco) en 1947 (ver figura 3), en Kansas en el campo de gas Hugoton, pozo Klepper No. 1, donde inyectaron un total de 1 000 galones de ácido nafténico con aceite de palma (napalm), seguido por 2 000 galones de gasolina con 1 % de rompedor de amina y arena de río como apuntalante a una profundidad de 2 500 pies, para posteriormente aplicar a 23 pozos más en el mismo campo obteniéndose solo en 11, un

significativo incremento de producción. (Veatch, King, & Holditch, 2017, pág. 4)

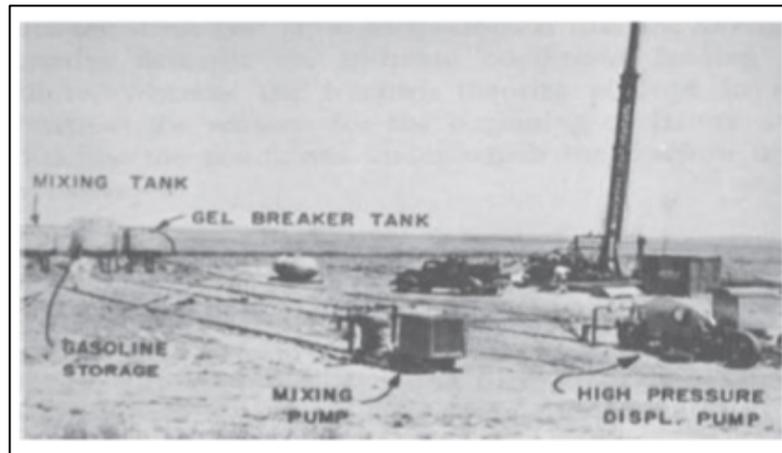


Figura 3. Equipos utilizados durante el fracturamiento hidráulico en el pozo Klepper No.1, campo de gas Hugoton, Kansas. Tomado de (Hafiz , 2015, pág. 1).

En marzo de 1949, Halliburton y la empresa operadora Stanolind Oil, aplicaron los dos primeros procesos comerciales de fracturamiento hidráulico, (Montgomery & Smith, 2010, pág. 27) uno en Stephens County en Oklahoma, en el campo Alma y otro en Archer County en Texas, (Veatch, King, & Holditch, 2017, pág. 4) con la inyección de 6 % de napalm gelificado, 25/75 de gasolina, una mezcla de crudo alquilado y arena de mina de Ottawa, Illinois como apuntalante. A partir de estos tratamientos, la aplicación de esta técnica creció rápidamente, y en tan solo un año, ya se habían tratado 332 pozos en Estados Unidos (Montgomery & Smith, 2010, pág. 27), actualmente es utilizada en todo el mundo como se observa en la figura 4, en yacimientos de alta permeabilidad de Alaska, Mar del Norte y Rusia, en formaciones no consolidadas del Golfo de México, costa afuera en el Congo (Perfetto, 2013, pág. 2) y para la producción de hidrocarburos no convencionales en Estados Unidos, Canadá, China (Chang, y otros, 2013, pág. 112) y Argentina. (Beckwith, 2010, pág. 35)

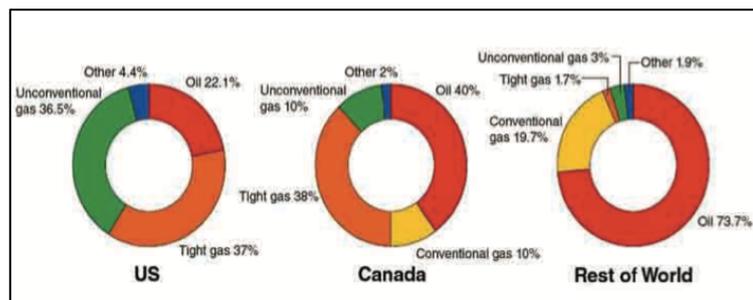


Figura 4. Desglose estimado de los tratamientos de fractura realizados en el mundo por tipo de pozo. Tomado de (Beckwith, 2010, pág. 35).

Ecuador no ha sido diferente al resto del mundo, en la Cuenca Oriente también se ha aplicado el fracturamiento hidráulico en varios campos, entre los cuales

se encuentran los realizados en cinco pozos del bloque 7, con resultados exitosos (Cedeño, 2013, págs. 35,38), lo realizado en los Campos Guanta y Parahuacu en los pozos Guanta-1, Guanta-6, Guanta-18, Parahuacu-13D y Parahuacu-15D con un incremento sustancial de la producción en 1 600 bppd (Salazar, Rachid, Jimenez, Milne, & Syed, 2013, p. 8), así también en el Campo Drago con un incremento de la producción en un 200 %. (Izurieta, Cuenca, Pozo, Padilla, & Bustos, 2018, pág. 18)

Al tomar en cuenta los casos analizados tanto a nivel internacional como nacional, así como la presentación del caso de estudio sobre el yacimiento M-2 del campo Edén Yuturi (Vasconez, y otros, 2017, pág. 1) se observó que la aplicación del fracturamiento hidráulico en M-2 no ha sido estudiada lo suficiente, lo cual ha motivado la realización de este estudio que pretende contribuir al mejor conocimiento de este procedimiento aplicado a un yacimiento denominado 'marginal' y así constituir una referencia para estudios futuros en el área, cuyas posibilidades son muy amplias, y sentará un precedente (base) sobre la forma de manejo de la arenisca M-2 para futuras intervenciones tanto en el mismo campo como en otros donde se presente este yacimiento con potencial hidrocarburífero.

Actualmente, antes de iniciar con el fracturamiento hidráulico en un yacimiento productor de petróleo, se debe realizar el diseño de la fractura hidráulica y considerar aspectos como el análisis del área de drenaje (en reservorios continuos, el radio de drenaje depende del largo de la fractura y en reservorios lenticulares, el área de drenaje y el máximo largo de la fractura es un parámetro fijo), la litología; el contenido de arcillas, la estratigrafía, la mecánica de rocas, sistemas de fallas, y condiciones tectónicas (Hafiz , 2015, págs. 7, 8, 9). Otra información para tomar en cuenta son las interpretaciones de los registros eléctricos, análisis PVT, análisis de núcleos, pruebas de pozo, entre otros. (Hafiz , 2015, págs. 16, 17)

La mayoría de los tratamientos de fracturamiento hidráulico utilizan dos componentes principales, el fluido de fractura, que tiene agua como base con químicos como polímeros, viscosificantes, reductores de fricción, biocidas, surfactantes, entre otros y el apuntalante, que generalmente es arena natural o artificial. (Smith & Montgomery, 2015, pág. 10)

Durante el diseño del fracturamiento hidráulico, se necesita realizar cálculos del volumen, caudal, viscosidad del fluido a inyectar, tamaño del apuntalante, presiones de inyección en superficie y fondo, potencia requerida de las bombas en superficie; ya que, para lograr el inicio y extensión de la fractura, se necesita una presión mayor a la principal tensión; el volumen de fluido total inyectado, influye en la longitud y el ancho de la fractura creada; la altura de la fractura generalmente se supone constante y se relaciona con el espesor

de la formación; el peso, tipo, cantidad y volumen de apuntalante, se relaciona con la longitud, ancho de fractura y depende de las propiedades mecánicas de la formación, la viscosidad del fluido inyectado. (Daneshy, 2010, págs. 15, 16, 17)

El trabajo de fracturamiento hidráulico generalmente inicia con la inyección de un 'prepad' o preflujo, a continuación, se envía un fluido denominado 'pad', al que le sigue el denominado 'slurry' que es una mezcla de apuntalante y el fluido de fractura. Este último es empujado hacia el yacimiento productor para crear la fractura con un fluido denominado "displacement" como se observa en la figura 5.

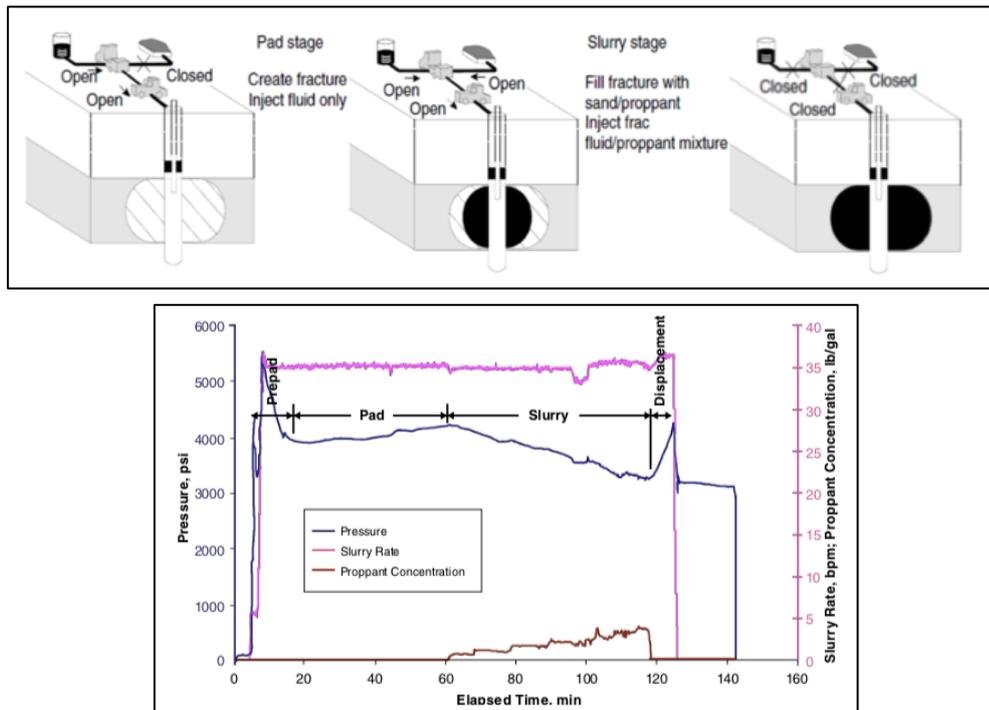


Figura 5. Esquema del Procedimiento del Fracturamiento Hidráulico en Pozos de Petróleo. Tomado de (Boyun, Xinghui, & Xuehao, 2017), (Daneshy, 2010)

Así como existen buenos resultados luego de los trabajos de fracturamiento hidráulico, también existen casos donde la producción disminuyó, por pérdida de conductividad de la fractura, por migración de finos del yacimiento, residuos de gel en la fractura, daño del apuntalante (*crushing*), incrustamiento del apuntalante en la cara de la fractura (*embedding*); ineficiencia de la fractura, pérdida de geometría de la fractura debido a incrementos en los esfuerzos de cierre, irregularidades en el yacimiento, deslizamientos por movimientos tectónicos. (Marulanda, Corzo, Calvete, Calderón, & Saavedra, 2010, pág. 46)

En el campo Edén Yuturi, se ha aplicado el fracturamiento hidráulico (ver figura 6) en la arenisca M-2 debido a que al ponerla en producción, no se obtuvieron los resultados esperados; pues se necesitaba de la aplicación de

tecnologías no utilizadas antes en este campo para poder viabilizar su producción (D'Huteau, y otros, 2012, pág. 1), con lo cual surge como alternativa esta técnica, ya que permite mantener, optimizar y por tanto aumentar (Boyun, Xinghui, & Xuehao, 2017, pág. 389; Boyd, Cardenas, & Galarraga, 2010) la producción de los pozos petroleros mediante el incremento de la permeabilidad.

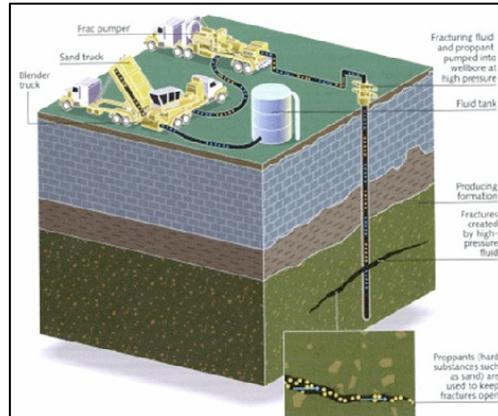


Figura 6. Equipos utilizados y fracturas. Tomado de (Anderson & Tam, 2014).

Por lo mencionado, y debido a que en los primeros años de desarrollo del campo Edén Yuturi, la producción provenía de los yacimientos T, U Inferior, U Superior y M-1 (Boyd, Cardenas, & Galarraga, 2010, pág. 1), que no presentaban mayores inconvenientes por sus buenas características petrofísicas, y dejó de lado a la arenisca M-2 (yacimiento secundario) que mostraba mayores desafíos al tener baja permeabilidad, baja porosidad, bajo aporte, bajo corte de agua, crudo de alta densidad y falta de continuidad en la depositación, pero con un gran potencial hidrocarburífero; el interés en explotar M-2 y estudiarlo en mayor detalle, ha incrementado cada vez más.

La arenisca M-2, es una secuencia arenosa glauconítica y en partes de la cuenca cuarzosa a subarcósica con mica, pirita y un cemento compuesto por siderita, barita, calcita y escasa caolinita (Petrocanadá, 1987 en (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014, pág. 307)) que perteneciente al Turoniano Superior (92Ma) del ciclo sedimentario IV (Turoniano – Campaniano Inferior, donde los sedimentos se confinan al este y se condensan al oeste de la Cuenca Oriente. Estratigráficamente se encuentra por debajo de la caliza M-2 y sobreyace a la caliza A, con un depocentro que abarca las áreas de Vinita, Mariann, Pañacocha, Edén Yuturi, Apaika Nenke y Záparo, con espesores netos de arena de más de 25 pies en el centro, razón por lo cual es considerada como un ‘reservorio marginal’ (Condor Tarco, Pinto Arteaga, & Achig Merino, 2015, pág. 6)

Los registros de densidad y neutrón indican una zona de baja porosidad y presencia de material calcáreo. El análisis petrofísico de la figura 7 muestra una porosidad de 10 a 15 % y permeabilidad de 2 a 50 mD. (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014, págs. 307, 308)

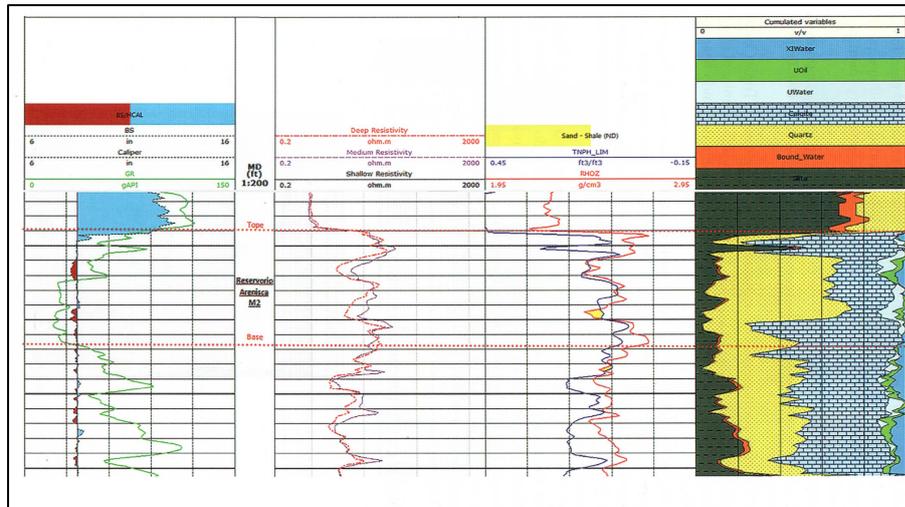


Figura 7. Registros eléctricos del yacimiento M-2. Tomado de (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014, pág. 306).

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 OBJETIVO GENERAL

Evaluar al fracturamiento hidráulico como una técnica efectiva para el desarrollo y optimización de la producción de petróleo en areniscas de mediana permeabilidad como M-2 en el campo Edén Yuturi.

1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Explicar sobre el fracturamiento hidráulico y su aplicación para mejorar la producción en yacimientos convencionales de petróleo de areniscas.
- Revisar el desarrollo y producción del campo Edén Yuturi.
- Evaluar la arenisca M-2 con información geológica obtenida durante la perforación de pozos, registros eléctricos a hueco abierto y entubado, mapas, datos de presiones e históricos de los pozos productores.
- Comparar el histórico de producción de la arenisca M-2 antes y después de la aplicación del fracturamiento hidráulico.

METODOLOGÍA

2. METODOLOGÍA

En la presente investigación, en una primera etapa se revisó fuentes secundarias publicadas, artículos científicos y webs que tratan sobre el tema del fracturamiento hidráulico y su aplicación para mejorar la producción de petróleo en los yacimientos a fin de obtener un panorama general del estado actual de la técnica. Así también, se analizó la bibliografía existente sobre el campo Edén Yuturi y la arenisca M-2 para obtener las razones por las cuales este yacimiento no ha sido desarrollado en todo su potencial hidrocarburífero y necesita de la aplicación del fracturamiento hidráulico como una técnica efectiva para el desarrollo y optimización de la producción.

En una segunda etapa, se analizaron datos de geología desde estudios anteriores del campo Edén Yuturi, información de producción de las bases de datos de Petroamazonas EP, presiones desde registros o interpretaciones de pruebas de restauración de presión, mapas realizados por el Departamento de Geología, propiedades petrofísicas a partir de registros eléctricos e informes de Geología, datos de análisis de Presión, Volumen y Temperatura (PVT), con lo cual se identificó los pozos productores de este yacimiento más representativos ya que contaban con historia de producción antes y después de la realización de trabajos de fracturamiento hidráulico, información que aportó para el análisis comparativo de las ventajas de aplicación de esta técnica.

De acuerdo con lo mencionado anteriormente, y siempre desde lo general a lo específico; este trabajo puede ser dividido en cuatro partes como se observa en la figura 8 que fueron la aplicación del Fracturamiento Hidráulico en términos generales, revisión del desarrollo y producción del campo Edén Yuturi, evaluación de la arenisca M-2 del campo Edén Yuturi, análisis de la aplicación del fracturamiento hidráulico en pozos productores de la arenisca M-2 del campo Edén Yuturi.



Figura 8. Fases realizadas durante la investigación. Elaboración propia.

La metodología utilizada en cada una de estas partes anteriormente mencionadas se detalla a continuación.

2.1 APLICACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Para explicar sobre el fracturamiento hidráulico y su aplicación para mejorar la producción en yacimientos convencionales de petróleo de areniscas como es el caso de M-2 del campo Edén Yuturi, se revisó en fuentes bibliográficas sobre los procesos de fracturamiento hidráulico, sus aplicaciones y diseño, para posteriormente llevar esta teoría a la práctica, a través de un ejemplo del trabajo realizado.

El ejemplo utilizado pertenece al trabajo de fracturamiento hidráulico realizado en el pozo Edén Yuturi – J81, en la arenisca M-2 del campo Edén Yuturi.

2.2 REVISIÓN DEL DESARROLLO Y PRODUCCIÓN DEL CAMPO EDÉN YUTURI

En este punto, se revisó la ubicación del campo; el estado de desarrollo del campo Edén Yuturi principalmente con información de los barriles acumulados producidos de petróleo, que conjuntamente con los valores de Petróleo Original In Situ (POES) se utiliza para el cálculo del factor de recobro que indica la proporción de petróleo extraído con datos obtenidos desde el Informe Anual del Potencial Hidrocarburífero del Ecuador de 2017 publicado en 2018 de los diferentes yacimientos del campo; volúmenes de agua y fluido, gráficos

históricos de caudal contra tiempo producidos de los diferentes yacimientos del campo Edén Yuturi con información lo más actualizada posible hasta el mes de julio de 2019 y con la ayuda del software OFM (Oil Field Manager) de la compañía Schlumberger con información desde las bases de datos de Petroamazonas EP. A fin de obtener un panorama general del campo petrolero.

2.3 EVALUACIÓN DE LA ARENISCA M-2 DEL CAMPO EDÉN YUTURI

La evaluación de la arenisca M-2 del campo Edén Yuturi, se realizó con base a estudios anteriores, como la descripción geológica del yacimiento durante la perforación de los pozos, registros eléctricos corridos, mapas, análisis PVT del fluido, registros de presión. Para determinar el tipo de porosidad de esta arenisca se utilizó el promedio de porosidad calculado para los informes de reservas entregados al Ministerio de Hidrocarburos en comparación con los valores utilizados por convención general descritos en la tabla 1.

Tabla 1. Criterio de clasificación de la porosidad efectiva de los yacimientos productores de petróleo.

Criterio	Porcentaje (%)
Despreciable	0 – 5
Pobre	5 – 10
Baja	10 – 15
Buena	15 – 20
Muy Buena	> 20

Nota. Tomado de (North, 1985, pág. 115)

Para la permeabilidad (k) medida en mili Darcies, mD se compararon los datos del Departamento de Geología de Petroamazonas EP de este yacimiento con los valores utilizados por convención general de la tabla 2.

Tabla 2. Criterio de clasificación de la permeabilidad de los yacimientos productores de petróleo.

Criterio	Valor de K (mD)
Baja	< 1 – 15
Moderada	15 – 50
Buena	50 – 250
Muy Buena	250 – 1000
Excelente	> 1000

Nota. Tomado de (North, 1985, pág. 124)

También se recopilaron datos dinámicos de producción, factor de recobro actual y final sobre la base de datos de Petroamazonas EP con la utilización

del software Oil Field Manager (OFM) e información de la Secretaría de Hidrocarburos (actual Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables).

Para la clasificación de la gravedad API, por convención general se utilizaron los siguientes criterios:

Tabla 3. Criterio de clasificación de la gravedad API de los crudos.

Criterio	Valor de °API
Ligero	> 30.0
Mediano	22.0 – 30.0
Pesado	22.0 – 12.0
Extra pesado	< 12.0

Nota. Tomado de (Boué, 1995, pág. 90)

2.4 ANÁLISIS DE LA APLICACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN POZOS PRODUCTORES DE LA ARENISCA M-2 DEL CAMPO EDÉN YUTURI

Debido a la necesidad de contar con información del yacimiento para este estudio, se realizó una selección de los pozos productores, donde se tenían registros especiales, análisis PVT, análisis de núcleos o coronas, historial de reacondicionamientos, además de informes finales del fracturamiento hidráulico, pero principalmente se tomaron en consideración aquellos pozos donde existían pruebas de producción pre-fractura y post fractura, que eran los pozos EDYJ-071, EDYJ-072, EDYJ-081 y EDYG-170 productores de la arenisca M-2, los que cumplían con estos requerimientos de acuerdo a la siguiente tabla 4.

Tabla 4. Información disponible de los pozos pertenecientes al campo Edén Yuturi, utilizados para este estudio.

Pozo	Información Disponible
EDYJ-081M2	Reporte final de Geología, análisis PVT, historial de reacondicionamientos, registro de saturación, interpretación petrofísica, pruebas de producción pre-fractura y post-fractura, reporte final del fracturamiento hidráulico.
EDYJ-072M2	Reporte final de Geología, interpretación petrofísica, historial de reacondicionamientos, registro de saturación, pruebas de producción pre-fractura y post-fractura, reporte final del fracturamiento hidráulico, prueba de restauración de presión post-fractura.
EDYJ-071M2	Reporte final de Geología, interpretación petrofísica, historial de reacondicionamientos, registro de saturación, pruebas de producción pre-fractura y post-fractura, reporte final del fracturamiento hidráulico, prueba de restauración de presión post-fractura.
EDYG-170M2	Registro de presión, interpretación petrofísica, historial de reacondicionamientos, pruebas de producción pre-fractura y post-fractura, reporte final del fracturamiento hidráulico, prueba de restauración de presión pre-fractura.

Nota. Elaboración propia, basado en (Petroamazonas EP, 2019), (Petroamazonas EP)

Para las pruebas de restauración de presión se utilizó el software Saphir a través del análisis de curvas de presión contra tiempo a fin de determinar parámetros fundamentales del reservorio como daño, la obtención de propiedades del yacimiento como permeabilidad, presión. (Lopera Castro, 2009, pág. 21)

También se revisaron los historiales de trabajos mecánicos realizados en los pozos desde su perforación o historial de reacondicionamientos cargados en Open Wells, procedimientos aplicados e informes sobre los fracturamientos hidráulicos presentados a Petroamazonas EP por parte de las contratistas que llevaron a cabo los procesos (Schlumberger, 2013, pág. 1), se verificó las pruebas de producción con la utilización del software OFM, y se realizó el cálculo del índice de productividad (IP o J) que es la relación entre el caudal de producción dividido para la presión diferencial o caída de presión y es un parámetro que equivale a la capacidad de producir de un pozo (Craft & Hawkins, pág. 365).

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

De acuerdo con el trabajo de fracturamiento hidráulico realizado en el pozo Edén Yuturi – J81, se pudo observar que es una técnica, en la cual se inyecta fluidos a alta presión y a diferentes caudales a fin de realizar un rompimiento de la roca que es apuntalado con la inyección de arena dentro de la formación a fin de evitar su cierre. Esta arena es mantenida en su lugar por la presencia de una microfibras que se comporta como una telaraña que evita el regreso del apuntalante al pozo.

3.1.1 Aplicaciones del fracturamiento

Durante el trabajo de fracturamiento hidráulico realizado en el pozo EDYJ-081, se pudo observar que esta técnica permite:

- Crear una zona conductiva, en la cual se tiene una mejor permeabilidad, que permite el flujo de petróleo de alta viscosidad desde el yacimiento hacia el pozo, y por tanto mejorar la producción.
- Con el bombeo del denominado preflujo o *'prepad'* que en este caso fue realizado con one step, se puede estabilizar las arcillas y evitar la migración de finos del yacimiento productor, pues la arenisca M-2 del campo Edén Yuturi tiene en sus poros la presencia de arcillas.

3.1.2 Diseño del fracturamiento hidráulico

Para el diseño del fracturamiento hidráulico, se tomó en cuenta parámetros fundamentales del yacimiento M-2 como son las características geológicas ya que como preflujo se escogió un fluido denominado one step que permite controlar la migración de finos (caolinita), estabilizar las arcillas presentes.

En las siguientes etapas de esta técnica, donde se inyecta el fluido de fractura, se tuvo en cuenta la temperatura del yacimiento de aproximadamente de 205°F, compatibilidad de este con el de la formación, además de tener un efecto de activación retardada hasta que el fluido se encuentre aproximadamente a 3/4 de distancia dentro de la tubería, para reducir la presión de fricción a fin de mejorar el bombeo a altos caudales y lograr mayor presión neta dentro de la formación.

Para la selección del apuntalante de la fractura, se consideraron principalmente los esfuerzos de cierre sobre el apuntalante, y un gradiente fractura de 0.55 psi/pie y por último para evitar el reflujos de esta arena de sostén se utilizó una fibra que se bombea en conjunto con el apuntalante y forma una malla estrecha.

Adicionalmente, se tomaron en cuenta datos como la permeabilidad promedio del yacimiento de 122 mD, espesor neto de 14 pies, presión de reservorio de 2 695 psi, viscosidad del petróleo en fondo de 35 cP, y que en los registros eléctricos se puede observar que la arenisca M-2 muestra alta resistividad, sin contacto agua petróleo cercano, la presencia de sellos de lutita que contendrán la fractura.

Todos estos últimos datos del yacimiento y a través de un software permiten estimar el programa de bombeo a fin de lograr cierta geometría de fractura como la observada en la figura 9, que en este caso era de una longitud media apuntalada de 180.4 pies, con una altura de 69 pies y un ancho de aproximadamente 0.149 pulgadas.

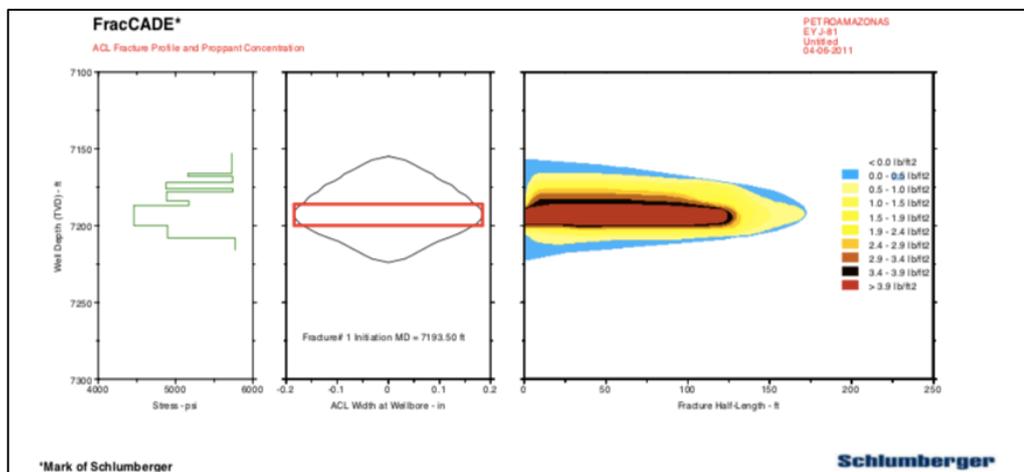


Figura 9. Geometría de la fractura diseñada para el pozo EDYJ-081 y concentración del apuntalante en lbs/pie². Tomado de (Schlumberger, 2010).

Durante el trabajo de fracturamiento hidráulico, se realiza un rediseño de la a través una calibración de la geometría de la fractura con base al empate de la presión que se obtuvo durante la inyección del 'pad' y la presión simulada en el software y del esquema de bombeo. En el caso de este pozo se obtuvo, que la fractura sería de una longitud media apuntalada de 146.7 pies, con una altura de 53.6 pies y un ancho de fractura de aproximadamente 0.101 pulgadas (ver figura 10).

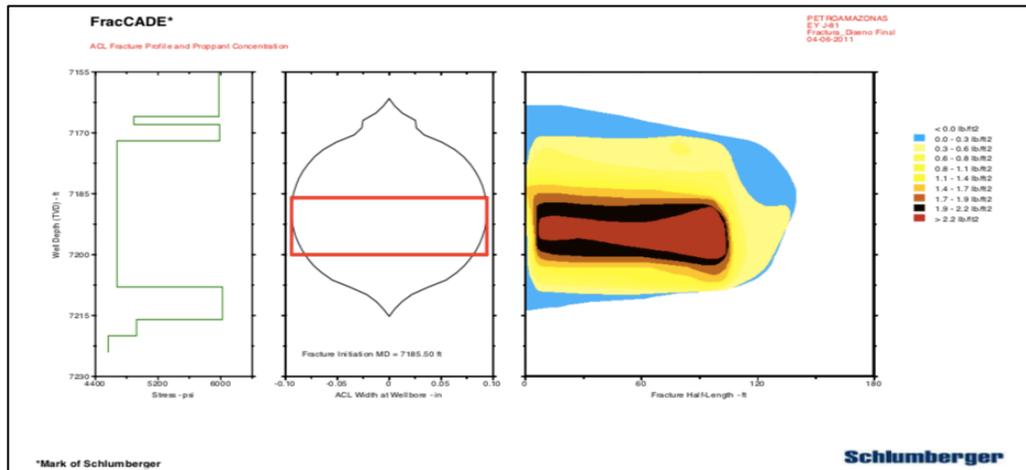


Figura 10. Geometría de la fractura estimada con la calibración durante el trabajo de fracturamiento hidráulico en el pozo EDYJ-081 y concentración del apuntalante en lbs/pie². Tomado de (Schlumberger, 2010).

Luego de realizado el trabajo de fracturamiento hidráulico en el pozo EDYJ-081, se vuelve a realizar una nueva simulación en el software a fin de encontrar la geometría de la fractura que se tendría en el pozo de acuerdo a las presiones obtenidas, caudales y cantidades de fluido bombeadas. En este pozo, se obtuvo que la fractura sería de una longitud media apuntalada de 184.9 pies, con una altura de 53.3 pies y un ancho de fractura de aproximadamente 0.089 pulgadas como se observa en la figura 11.

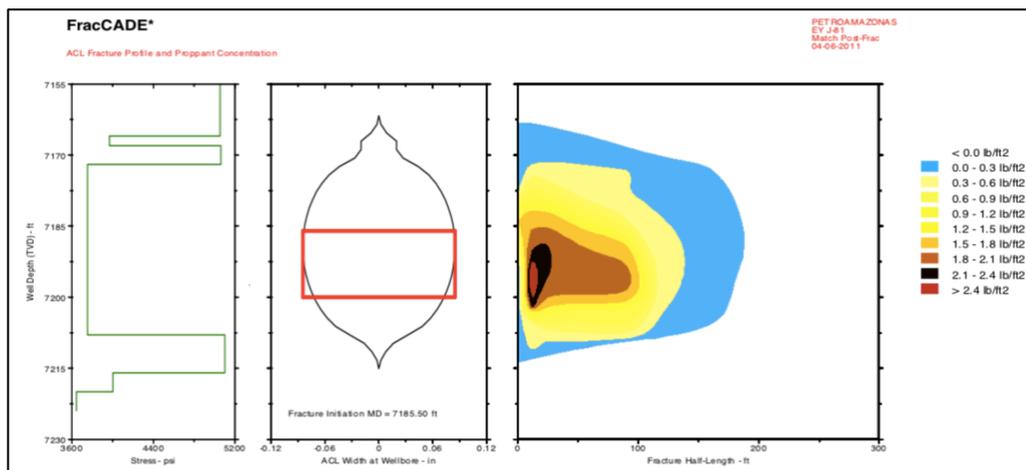


Figura 11. Geometría de la fractura luego del trabajo de fracturamiento hidráulico en el pozo EDYJ-081 y concentración del apuntalante en lbs/pie². Tomado de (Schlumberger, 2010).

3.1.3 Etapas del Fracturamiento Hidráulico

Durante el trabajo de reacondicionamiento No. 3, se realizó el trabajo de fracturamiento hidráulico en el pozo EDYJ-081, a continuación, se describe el procedimiento seguido:

1. Realiza control del pozo, desarma cabezal y arma equipo preventor de reventones (BOP).
2. Saca y desarma el equipo electrosumergible bajado en el anterior trabajo de reacondicionamiento.
3. Baja y recupera la completación de fondo.
4. Arma y baja BHA de limpieza con *scraper* hasta collar flotador a 7 770 pies.
5. Baja y reciproca en la arenisca M-2 y donde van asentados los packers.
6. Realiza limpieza a la tubería con HCL 10 %, agua fresca, inhibidor de corrosión y ácido hidro clorhídrico y surfactante que desplaza con fluido de control preparado.
7. Circula en reversa para cambio de fluido al pozo, con 50 bls de píldora viscosa y desplaza con salmuera de 8.4 ppg hasta obtener retornos limpios en superficie.
8. Saca y desarma BHA de limpieza.
9. Arma GR-CCL y 7" CIBP (EZ DRILL), baja, correlaciona y asienta este último a 7 666 pies.
10. Arma GR-CCL y 7" CIBP, baja, correlaciona y asienta este último 7 250 pies, para aislar las areniscas por debajo de M-2.
11. Realiza trabajo de fracturamiento hidráulico:
 - a. Arma BHA de fracturamiento hidráulico compuesto por un tubo de 2-7/8" EUE, un NO-GO 2-7/8" EUE con standing valve de 1.81" y un Positrieve packer de 7" x 2-7/8" EUE y drill pipe de 3 1/2" hasta superficie, baja en paradas, llena y chequea con 3 500 psi cada 2 000 pies hasta 6 925 pies la base.
 - b. Baja pulling tool con unidad de slick line y recupera el standing valve de 1.81" desde el NO-GO niple a 6893 pies de profundidad.
 - c. Realiza maniobras de asentamiento de PosiTriev packer a 6 890 pies y presuriza por el espacio anular para probar asentamiento. OK.
 - d. Arma sistema de bombeo en superficie compuesto de bombas, tanque, conexiones y prueba con 9 500 psi por 10 min (prueba correcta), libera presión y presuriza el anular con 850 psi con la bomba del taladro.
 - e. Bombea 50 bbl de fluido one-step (ver figura 12) y desplaza con 62 bbl de fluido WF130. Calcula la **Presión de cierre 5 288 psi**.



Figura 12. Imagen del Fluido One Step bombeado en el pozo EDYJ-081. Tomado de (Schlumberger, 2010).

- f. Deja dos horas en remojo para que actúe el one-step.
- g. Bombea 23.8 bbl de fluido de calibración 'pad' YF130.1 HTD. De la figura 13.
- h. Bombea 37.2 bbl de fluido de calibración YF130.1 HTD con 531 lbs de apuntalante carbolite 16/20, con una concentración de 0.5 PPA (libras de apuntalante agregadas por galón de fluido de transporte) para DataFrac, bombea 3 bbl de fluido de calibración sin apuntalante como espaciador y 61.4 bbl de fluido WF-130 para desplazar.
- i. Realiza análisis de DataFrac.
- j. Bombea 71.4 bbl de fluido de fractura YF130.1 HTD.



Figura 13. Imagen del fluido denominado 'pad' bombeado en el pozo EDYJ-081. Tomado de (Schlumberger, 2010).

- k. Bombea 34.7 bbl de fluido de fractura YF130.1 HTD con 867 lbs de apuntalante carbolite 16/20, con una concentración de 1.0 PPA.
- l. Bombea 23.3 bbl de fluido de fractura con 1 950 lbs de apuntalante con PropNET (usado para evitar el reflujo del apuntalante), con una concentración de 2.0 PPA.
- m. Bombea 21.5 bbl de fluido de fractura con 2 439 lbs de apuntalante con PropNET, con una concentración de 3.0 PPA.
- n. Bombea 19.6 bbl de fluido de fractura con 2 620 lbs de apuntalante con PropNET, con una concentración de 4.0 PPA.

- o. Bombea 20.9 bbl de fluido de fractura con 4 119 lbs de apuntalante con PropNET, con una concentración de 6.0 PPA como el indicado en la figura 14.

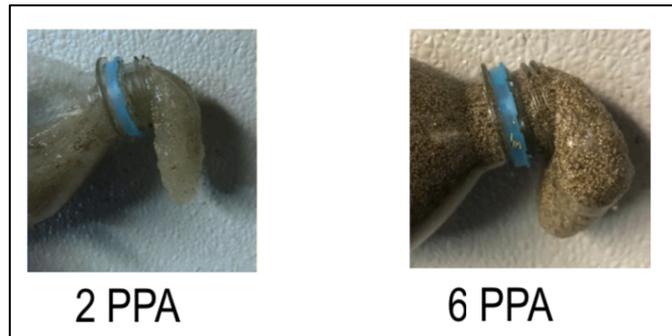


Figura 14. Imágenes del fluido denominado 'slurry' bombeado en el pozo EDYJ-081. Tomado de (Schlumberger, 2010).

- p. Bombea 59.3 bbl de fluido 'displacement' WF-130 con 104 lbs de apuntalante.
 - q. Mantiene presión en el anular con 800 psi con la bomba del taladro y espera declinación de presión.
 - r. Desarma líneas de Fracturamiento Hidráulico y equipos en superficie
 - s. Desasienta 7" x 2-7/8" positrieve packer.
 - t. Saca y desarma BHA de Fracturamiento.
12. Arma y baja BHA de molienda en 3-1/2" drill pipe en paradas hasta tope del Apuntalante a 7 182 pies medida con *tally*. Instala *kelly* y reversa arena desde 7 182 pies hasta tope de EZ DRILL a 7 244 pies (63 pies de arena), hasta obtener retornos limpios en superficie.
13. Muele 7" EZ DRILL desde 7 244 pies hasta 7 246 pies.
14. Baja BHA moedor en 3-1/2" drill pipe hasta tope de EZ-DRILL a 7 658 pies medida con *tally*, 8 pies de diferencia con *wire line*. Saca y desarma BHA moedor.
15. Baja BHA de limpieza en 3-1/2" d/p en paradas hasta tope de EZ-DRILL a 7 658 pies medida con *tally*. Baja y reciproca en las areniscas M-2 y T desde 7 170 pies hasta el tope del EZ-DILL a 7 658 pies e incluye la sección donde serán asentados los *packers* de la completación de fondo.
16. Arma y baja la completación de fondo para producir de T y M-2.
17. Arma y baja el equipo BES con y-tool.
18. Desarma BOP, arma cabezal de producción.
19. Arranca pozo.

En el procedimiento realizado para el trabajo de fracturamiento hidráulico se observó lo estudiado en la teoría con ciertos cambios, en primer lugar, se

identifica el bombeo de 50 bbl de one step para el control la migración de finos y estabilización de arcillas que desplaza con 62 bbl de otro fluido. Lo cual se podría denominar preflujo o 'prepad'.

Luego de lo cual se observa el bombeo del denominado flujo o 'pad' que serían los 37.2 bbl de fluido de calibración YF130.1 HTD con 531 lbs de apuntalante, 3 bbl de fluido espaciador y 61.4 bbl de fluido para desplazar, a fin de realizar el DataFrac, mediante el cual se refinan y ajustan los parámetros como bombeo, cantidad de fluido, presiones de bombeo a fin de lograr la fractura planificada con un nuevo diseño de fractura y esquema de bombeo. Además del bombeo de 71.4 bbl de fluido de fractura YF130.1 HTD, sin apuntalante.

Para continuar con el denominado 'slurry' que es la mezcla del fluido de fractura en varias etapas, en las cuales incrementa paulatinamente la cantidad de apuntalante por galón de fluido de fractura desde 1.0 PPA hasta 6.0 PPA. Por último, se encuentra el fluido 'displacement' que correspondería a los 59.3 bbl de WF-130.

En la figura 15 se realiza se indica cada una de las etapas del trabajo de fracturamiento hidráulico realizado en el pozo EDYJ-081 de acuerdo a lo explicado anteriormente.

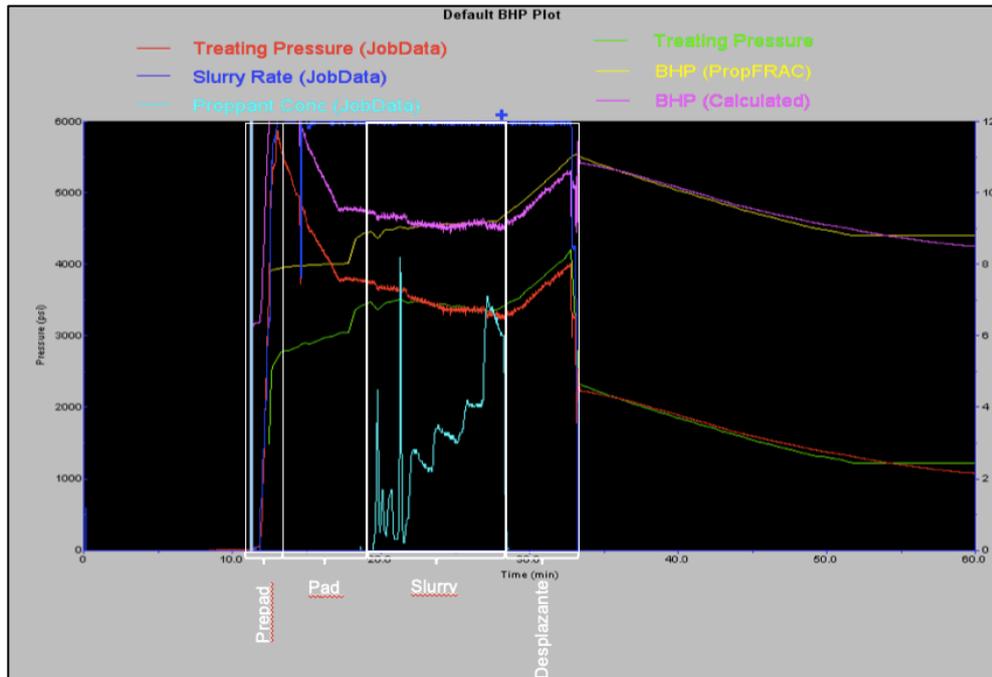


Figura 15. Gráfico con las etapas del Fracturamiento Hidráulico. Adaptado de (Schlumberger, 2010)

3.1.4 Materiales del fracturamiento hidráulico

Para el fracturamiento hidráulico en el pozo EDYJ-081, al igual que en otros trabajos se utilizaron principalmente el fluido de fractura y apuntalante. De acuerdo a cada una de las etapas se utilizaron los siguientes químicos:

- **‘Prepad’**: One Step que incluye principalmente agua fresca, inhibidores de corrosión, ácidos, agentes quelantes, surfactante, estabilizadores y preventores de emulsión. Además, del fluido WF 130 (gel lineal) utilizado para desplazar.
- **‘Pad’**: YF130.1 HTD considerado como fluido de calibración y de fractura, que incluye principalmente agua, cloruro de potasio, preventores de emulsión, geles, surfactantes, rompedores con el apuntalante Carbolite 16/20, espaciador y fluido WF 130 (gel lineal) utilizado para desplazar.
- **‘Slurry’**: Fluido de fractura YF130.1 HTD con diferentes cantidades de apuntalante Carbolite 16/20 con PropNET que corresponde a una fibra que se bombea con el apuntalante y forma una especie de telarañas que evita el reflujo de apuntalante durante la producción.
- **‘displacement’**: Fluido WF 130 (gel lineal) utilizado para desplazar.

3.1.5 Equipos utilizados en el fracturamiento hidráulico

Para realizar el fracturamiento hidráulico, se utiliza equipo pesado, como camiones con bombas montadas, mezcladores, tanques de fluido y tanques con apuntalante (soportante), entre otros como los de la figura 16.

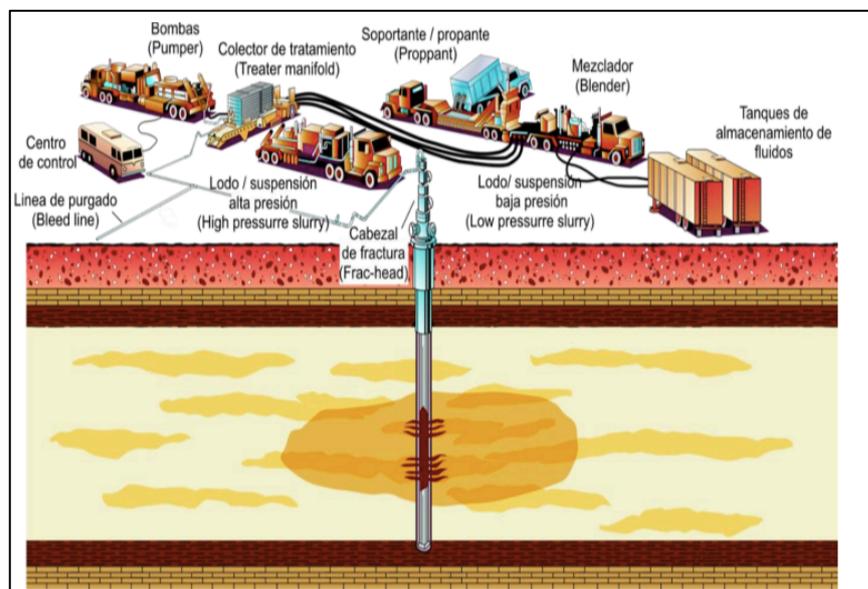


Figura 16. Equipos Utilizados para el Fracturamiento Hidráulico. Tomado de (Cedeño, 2013, pág. 9).

3.2 DESARROLLO Y PRODUCCIÓN DEL CAMPO EDÉN YUTURI

3.2.1 Ubicación

El campo Edén Yuturi, se encuentra ubicado al nor-este de la Cuenca Oriente, a 75 km en línea recta al sureste del campo Shushufindi, y a 30 km al sur del campo Pañacocha (UAOT, 2006, pág. 4), en el denominado Dominio Oriental o Corredor Capirón – Tiputini (ver figura 17). Estructuralmente, los reservorios de la formación Napo en Edén Yuturi forman un suave anticlinal con un buzamiento en promedio de 1 grado con una dirección noreste-suroeste truncado al este por una falla inversa en la misma dirección con un salto de 300 a 400 pies que actúa como un sello para los reservorios, y atrapa al petróleo (Gonzalez, y otros, 2015, págs. 2,3).

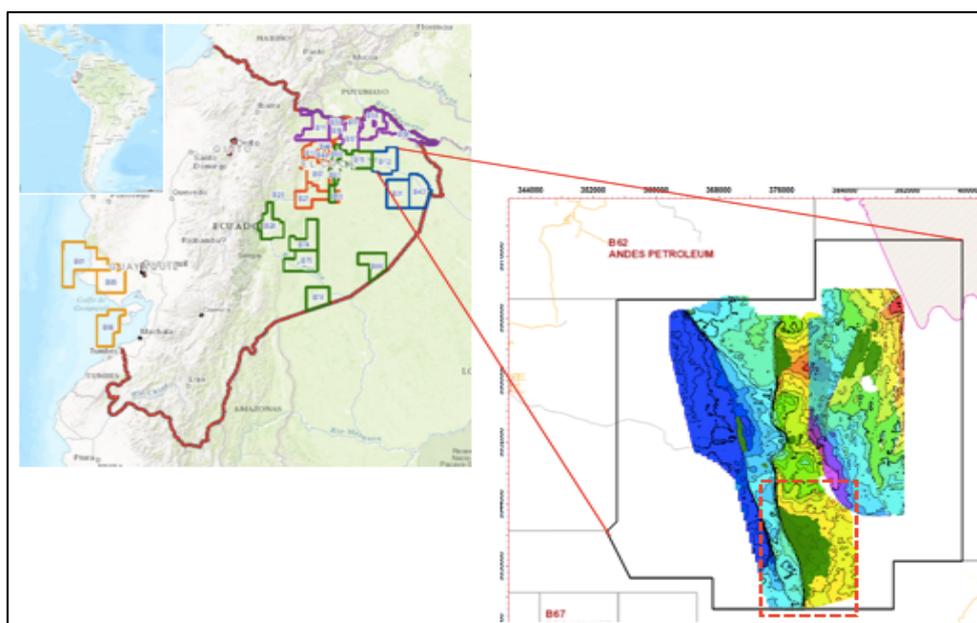


Figura 17. Ubicación del Campo Edén Yuturi. Tomado de (Petroamazonas EP, 2019)

3.2.2 Geología

Geológicamente, el campo Edén Yuturi se encuentra al este de la Cuenca Oriente en el denominado Dominio Oriental o Corredor Capirón – Tiputini (Gonzalez, y otros, 2015, pág. 2), interpretado como una cuenca extensiva, actualmente invertida y estructuralmente formada por fallas lítricas controladas por una organización host y graven. (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014, pág. 32).

Estructuralmente, los reservorios de la formación Napo en Edén Yuturi forman un suave anticlinal asimétrico con un buzamiento en promedio de 1 grado con una dirección noreste-suroeste truncado al este por una falla inversa en la

misma dirección con un salto de 300 a 400 pies que actúa como un sello para los reservorios, y atrapa al petróleo (Gonzalez, y otros, 2015, págs. 2,3). Los reservorios productores de petróleo (ver figura 18) son los siguientes:

- Arenisca M1
- Arenisca M-2
- Arenisca U Superior
- Arenisca U Inferior
- Arenisca T

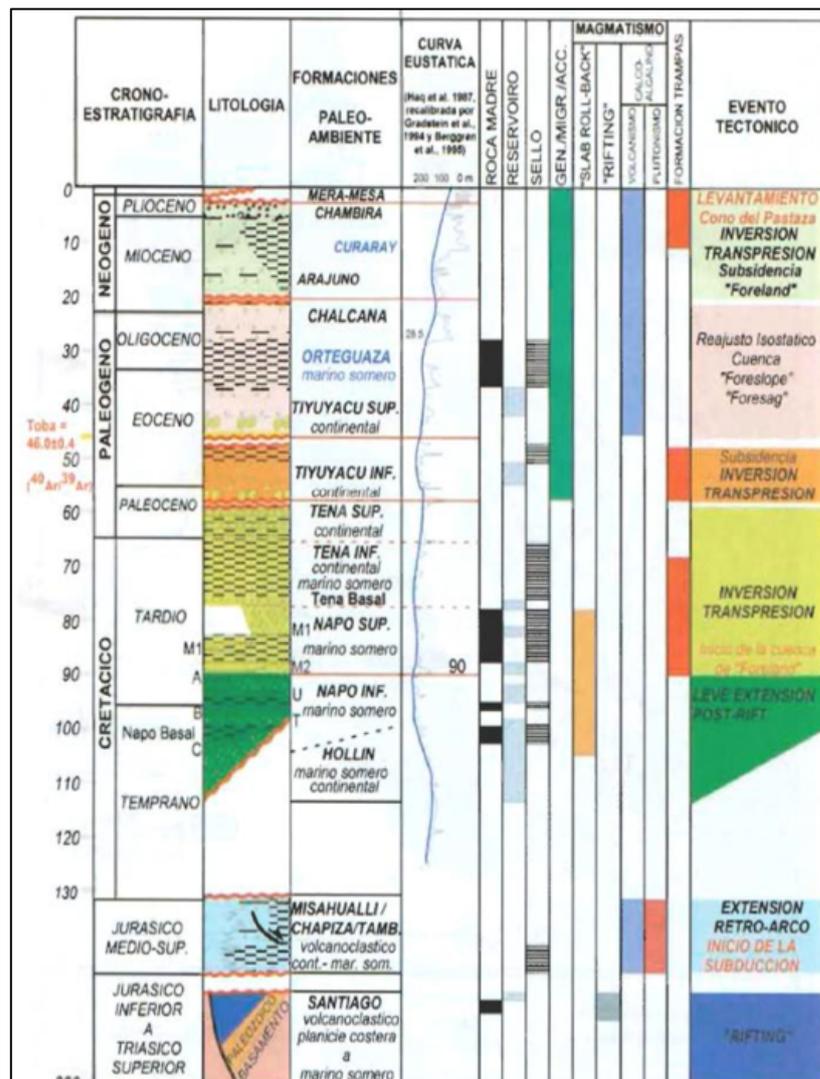


Figura 18. Columna estratigráfica de la Cuenca Oriente. Tomado de (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014).

A continuación se describen cada uno de los yacimientos productores de petróleo del campo Edén Yuturi.

Arenisca M-1, corresponde a una transgresión marina con una lutita impermeable de continuidad regional al tope, este yacimiento fue depositado durante episodios de progradación de la línea de costa, en un ambiente deltaico dominado por marea y corrientes, tiene un entrapamiento estratigráfico, se compone principalmente de la Arena M1 Principal y Arena M1 Superior. M1 Principal, se muestra como un cuerpo irregular de arena en dirección noroeste-sureste con un engrosamiento hacia el noreste y M1 Superior, tiene mayores espesores hacia el noreste con un acuñamiento irregular hacia el suroeste del campo. (Halliburton, 2013)

En Edén Yuturi, la porosidad promedio se presenta en el orden del 22.7 % con una permeabilidad calculada de 2 500 mD a 5 000 mD.

Arenisca M-2, de acuerdo a lo expresado por Halliburton (Halliburton, 2013), son cuerpos discontinuos e irregulares, aunque con una ligera tendencia a engrosarse hacia el oeste del campo. En los análisis realizados al núcleo, observaron principalmente que el ciclo denominado M-2a está formado por intercalaciones de areniscas de *shoreface* superior e inferior, con muy baja porosidad debido a la glauconita (>20 %), que al tope del intervalo cambia a areniscas más limpias de *shoreface* superior, con impregnación de petróleo, el ciclo M-2b está separado de M-2a por un paquete de arenas depositadas en el *shoreface* inferior, desde donde existe una isomerización que deposita areniscas de *shoreface* con porosidad, posiblemente depositadas sobre abundantes fragmentos de caliza retrabajados y parcialmente disueltos.

En Edén Yuturi, la porosidad promedio se presenta en el orden del 14.8 % con una permeabilidad calculada de 100 mD a 400 mD.

Arenisca U Superior, de acuerdo a la descripción del núcleo, es una arena de grano grueso a fino con abundantes capas de lodo milimétricas, laminación y estratificación cruzada planar. El tope está marcado por una superficie de inundación en la que sedimentos de *shoreface* con glauconita se depositan directamente sobre facies de estuario dominado por mareas, que indica una profundización del ambiente de depósito. Los cuerpos de arena reservorio se encuentran orientados en dirección noreste-suroeste en un sistema que se profundizaba hacia el suroeste del campo, presenta mayores espesores al sur con una tendencia al adelgazamiento hacia el norte. Tiene buena continuidad lateral (Halliburton, 2013).

En Edén Yuturi, la porosidad promedio se presenta en el orden del 19.7 % con una permeabilidad promedio de entre 800 mD y 1 800 mD.

Arenisca U Inferior, Las arenas que se ubican entre la base de U Inferior y el tope de T Superior se encuentran mejor desarrolladas en la parte media del

campo. Este yacimiento de acuerdo a la descripción de los núcleos, presenta areniscas de grano medio a fino con un sorteo bueno a moderado y buena saturación de petróleo, con cuerpos de arena orientados en dirección noreste suroeste y en un sistema que se profundiza al suroeste con una disminución de espesores. Dentro de este yacimiento también se consideran las areniscas U media ya que no se presentan en todo el campo como productoras de petróleo y tienen un ambiente transicional entre estuario y plataforma marina somera, con cuerpos discontinuos de arenas limpias con un fuerte control estratigráfico (Halliburton, 2013).

En Edén Yuturi, la porosidad promedio se presenta en el orden del 18.2 % con una permeabilidad calculada de entre 900 mD y 2 000 mD.

Arenisca T, esta puede ser dividida en la arenisca **T Inferior** que a la base del intervalo presenta areniscas de grano medio, al tope disminuye la cantidad de arcilla en la matriz y se ven areniscas de grano medio a grueso saturadas de petróleo con capas de lodo que son indicativo de influencia mareal, con cuerpos amalgamados de arena, con buena conectividad lateral y un entrapamiento de petróleo controlado estructuralmente con cuerpos de arena reservorio en dirección NE-SO y la arenisca **T Superior** que puede ser subdividida en a y b con distribuciones de arena limpia de mejora calidad bastante discontinuas, de extensión limitada (Halliburton, 2013).

En Edén Yuturi, la porosidad promedio se presenta en el orden del 18.5 % con una permeabilidad calculada entre 250 mD y 1 400 mD.

A continuación, se presenta los parámetros petrofísicos principales de los diferentes yacimientos productores de petróleo del campo Edén Yuturi, donde se observa que en la arenisca M-2, se tienen las propiedades más bajas en comparación con los otros yacimientos.

Tabla 5. Porosidad, permeabilidad y API por yacimiento productor de petróleo del campo Edén Yuturi.

Yacimiento	Porosidad (%)	Tipo	Permeabilidad (mD)	Tipo	API °API	Tipo
M1	22.66	Muy buena	2 500 – 5 000	Excelente	17.0 – 19.0	Pesado
M-2	14.82	Baja	100 – 400	Buena	14.0 – 19.5	Pesado
U Superior	19.70	Buena	800 – 1 800	Muy Buena	18.0 – 20.0	Pesado
U Inferior	18.21	Buena	900 – 2 000	Muy Buena	20.0 – 21.0	Mediano
T	18.53	Buena	250 – 1 400	Muy Buena	17.0 – 21.0	Mediano

Nota. Elaboración propia, basado en (Petroamazonas EP, 2019), (Petroamazonas EP), (North, 1985, pág. 124)

Luego de observar la tabla 5 resumen de los parámetros petrofísicos de los diferentes yacimientos del campo Edén Yuturi, se ve claramente que la

arenisca M-2 tiene las más bajas propiedades en cuanto a porosidad, permeabilidad y °API, por cuanto es más difícil la extracción de hidrocarburos y es una de las causas para que no haya sido puesta en producción desde el inicio del desarrollo del campo, pues los otros yacimientos no presentaban mayores inconvenientes al tener petróleo de mejor calidad, movilidad en rocas más porosas y permeables

3.2.3 Producción

El desarrollo del campo Edén Yuturi inició en el año 2002, con pozos productores en la arenisca U Inferior, para posteriormente continuar con la producción de U Superior, T, y M-1 en orden secuencial, para llegar a su pico más alto en agosto de 2004 con una producción diaria de petróleo de 83,000 bppd, para posteriormente iniciar con su declinación como se observa en la figura 19. Esta declinación se intentó evitar con la apertura del único yacimiento que no había sido puesto en producción, la arenisca M-2, que había sido considerada como un ‘yacimiento secundario’ ya que como se indicó anteriormente mostraba mayores desafíos al tener baja permeabilidad, baja porosidad en comparación a los otros yacimientos, además de una falta de continuidad en la depositación y que al abrirla presentó bajo aporte, bajo corte de agua, crudo de alta densidad.



Figura 19. Historial de Producción Total del Campo Edén Yuturi. Elaboración propia, basado en (Petroamazonas EP)

El primer yacimiento puesto en producción que no presentaba problemas fue la arenisca U Inferior desde octubre de 2002. A julio de 2019, la producción

se encuentra en declinación con un caudal mayor a 6 000 bppd, un acumulado total de 60 057 508 BIs de petróleo y un factor de recobro actual cercano al 36 %. En la figura 20 se observa el historial de producción de este yacimiento.

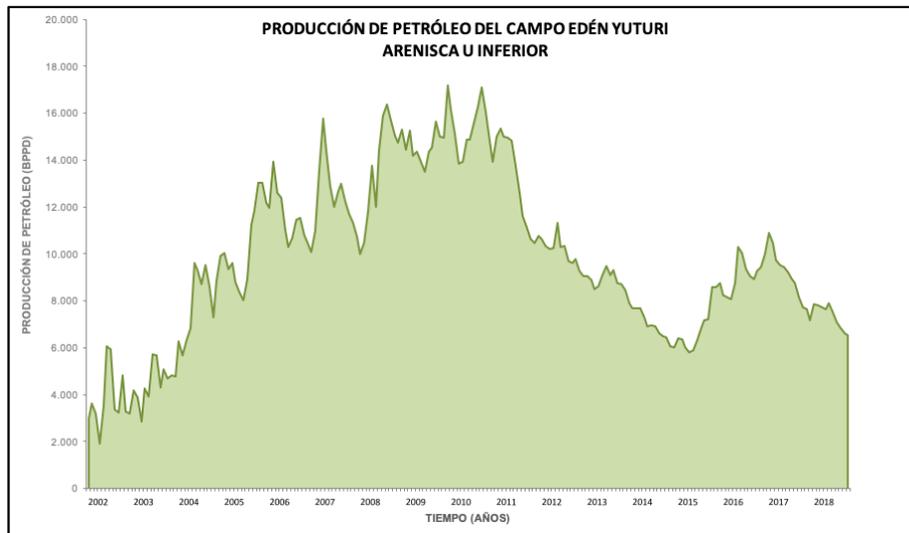


Figura 20. Historial de Producción del Campo Edén Yuturi en la Arenisca U Inferior. Elaboración propia, basado en (Petroamazonas EP).

Otro de los yacimientos desarrollado es la arenisca U Superior que, hasta julio de 2019, ha acumulado una producción de 104 139 299 BIs de petróleo con un factor de recobro actual de aproximadamente 38 %. Se encuentra en declinación con una producción de 6 200 bppd (ver figura 21).

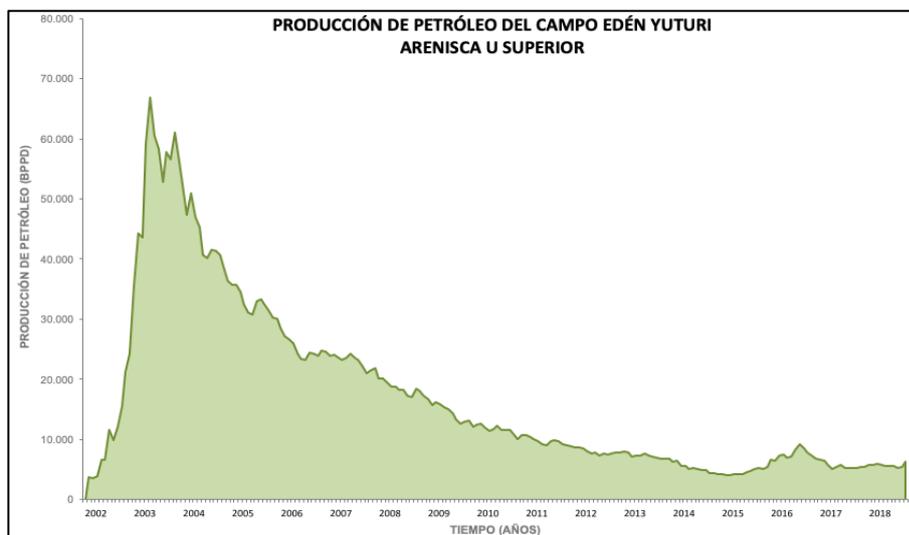


Figura 21. Historial de Producción del Campo Edén Yuturi en la Arenisca U Superior. Elaboración propia, basado en (Petroamazonas EP).

Otro yacimiento desarrollado, es la arenisca T que inicio su producción en diciembre 2002 con 2 150 bppd. A julio de 2019, esta arenisca ha acumulado 50 270 438 BIs con un factor de recobro actual de 18 %, activos y un caudal

promedio de petróleo de aproximadamente 5 000 bppd como se observa en la figura 22.

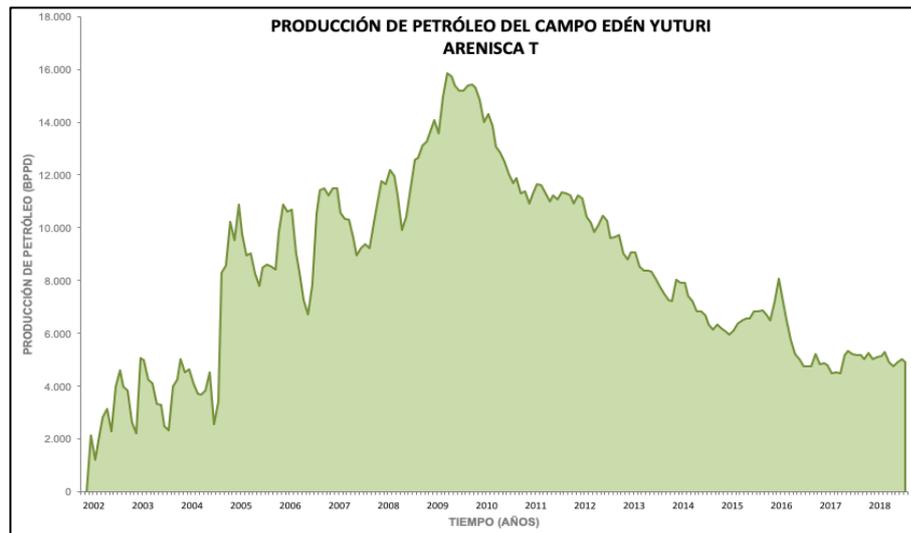


Figura 22. Historial de Producción del Campo Edén Yuturi en la Arenisca T. Elaboración propia, basado en (Petroamazonas EP)

La arenisca M-1 del campo Edén Yuturi, inició su producción en febrero de 2003, con un caudal promedio de petróleo para el primer año de 3 500 bppd y llega a su punto más alto en febrero de 2006 con 25 000 bppd. Actualmente, como se puede observar en la figura 23, la producción de petróleo es de 4 000 bppd con 14 pozos activos, un acumulado de 52 929 780 Bls y un factor de recobro actual de 23 %. Además, por la caída de presión, se ha implementado un proyecto de recuperación secundaria.

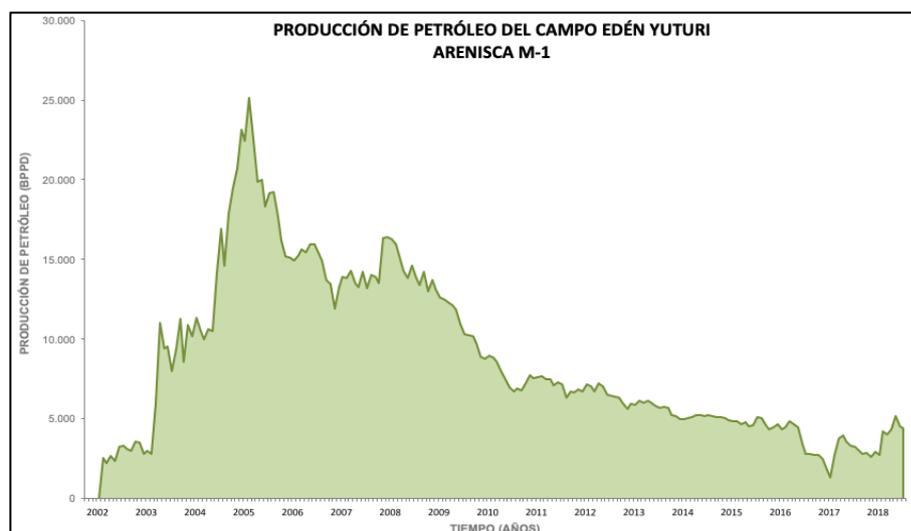


Figura 23. Historial de Producción del Campo Edén Yuturi en la Arenisca M-1. Elaboración propia, basado en (Petroamazonas EP).

El último yacimiento puesto en producción en el campo Edén Yuturi es la arenisca M-2 en septiembre de 2004, con una producción promedio de 280 bppd en un primer intervalo de tiempo hasta marzo de 2007 por los problemas

operativos que presentaba. El segundo periodo de producción de este yacimiento inicia en 2010, y alcanza su pico más alto con un caudal de petróleo de 3 600 bppd en septiembre de 2015 luego de varios trabajos de fracturamiento hidráulico realizados tanto por Petroamazonas EP como la compañía Kamana Services S.A. que presta sus servicios desde este año bajo un contrato firmado entre los dos en 2014. En la actualidad a julio de 2019, 14 pozos activos del campo producen un caudal promedio de 3,000 bppd con un acumulado de 6 167 690 y un factor de recobro actual de aproximadamente 6 %. En la figura 24, se puede observar el histórico de producción del campo Edén Yuturi en este yacimiento.

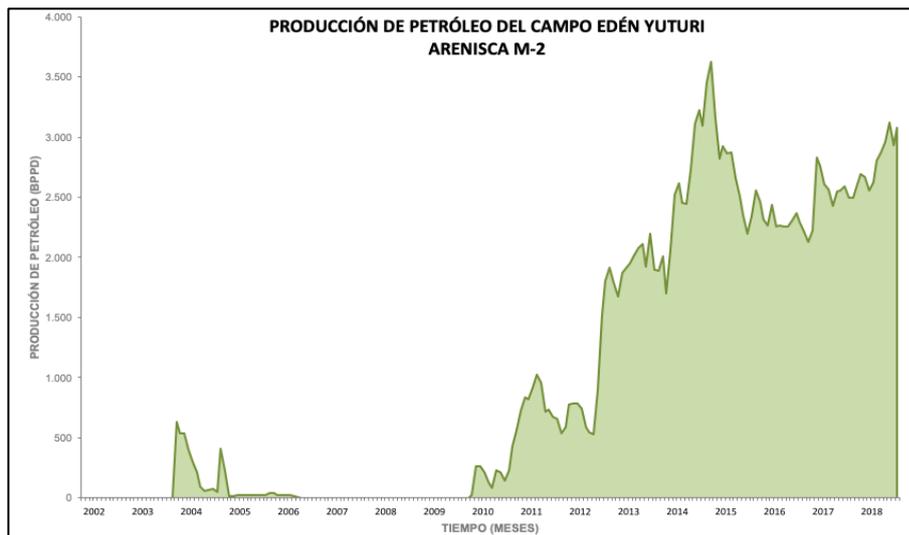


Figura 24. Producción del Campo Edén Yuturi en la Arenisca M-2. Elaboración propia, basado en (Petroamazonas EP).

A continuación, en la figura 25, se realiza una comparación entre los diferentes yacimientos productores del campo Edén Yuturi, observándose que la arenisca M-2, tiene un menor desarrollo ya que mostraba mayores desafíos al tener baja permeabilidad, baja porosidad, bajo aporte, bajo corte de agua, crudo de alta densidad y falta de continuidad en la depositación, pero con un gran potencial hidrocarburífero.

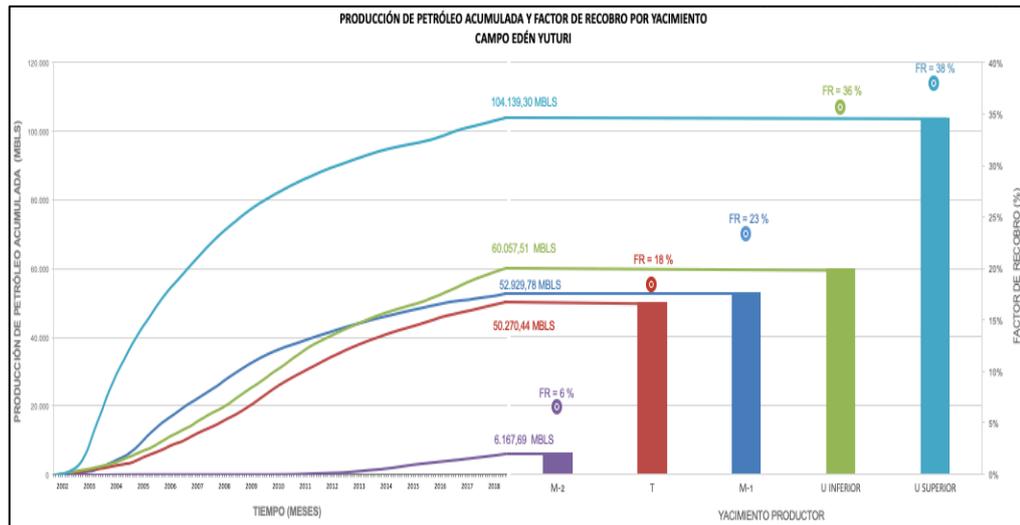


Figura 25. Gráfico comparativo de la producción acumulada y factor de recobro de los yacimientos productores del campo Edén Yuturi. Elaboración propia, basado en (Petroamazonas EP).

3.3 LA ARENISCA M-2 DEL CAMPO EDÉN YUTURI

3.3.1 Geología

La arenisca M-2, es una secuencia arenosa glauconítica y en partes de la cuenca cuarzosa a subarcósica con mica, pirita y un cemento compuesto por siderita, barita, calcita y escasa caolinita (Petrocanadá, 1987 en (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014, pág. 307)), perteneciente al Turoniano Superior (92Ma) del ciclo sedimentario IV.

El ciclo IV va de Turoniano a Campaniano temprano e incluye la arenisca M-2 al este de la cuenca y la caliza M-2 al oeste de la cuenca; además de la caliza M-1 y la lutita M-1 Shale o Napo Upper Shale, cuyos espesores incrementan hacia la zona subandina en la parte oeste desde el centro de la cuenca, la secuencia presenta propiedades marinas con un ambiente deposicional en el área oeste de plataforma de carbonato marino. Además, este ciclo muestra una diferencia con respecto a los otros, ya que la secuencia se condensa en la parte oeste de la cuenca, pues las arenas M-2 y M-1 desaparecen por completo cerca de la Zona Subandina como se observa en la figura 26. Por lo tanto, en este Ciclo IV, los mejores campos petrolíferos para la arenisca M-2 se encuentran al este de la cuenca. (Palacios Serrano, 2014, pág. 14)

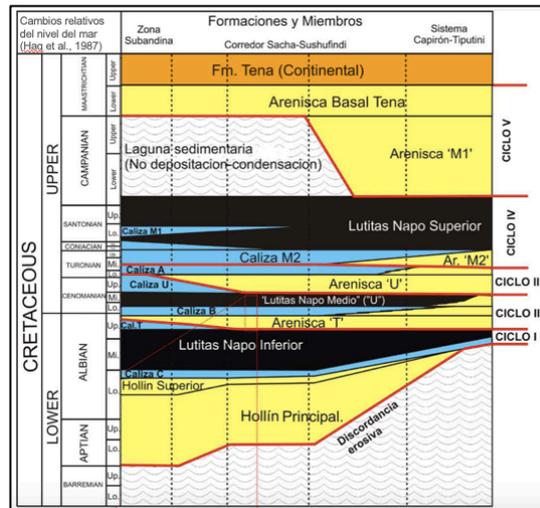


Figura 26. Formaciones, miembros y ciclos sedimentarios del Cretácico de la Cuenca Oriente modificado. Tomado de (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014, pág. 59).

Al este de la Cuenca donde se encuentra limitada, la arenisca M-2, estratigráficamente se encuentra por debajo de la caliza M-2 y se superpone a la caliza A con un depocentro que abarca las áreas de Vinita, Mariann, Pañacocha, Edén Yuturi, Apaika Nenke y Záparo con espesores netos de arena de más de 25 pies en el centro. (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014, pág. 307); fue depositada en un Sistema de *Shoreface* Superior a Inferior y de plataforma calcárea, posiblemente *karstificada*; encontrándose glauconita en la arenisca M-2 como mineral indicativo del ambiente de depositación, fluvio - estuarino depositada durante una caída del nivel del mar, restringida a la parte este de la cuenca.

En el campo Edén Yuturi, las areniscas M-2 son cuerpos discontinuos e irregulares laminados con un espesor neto de reservorio de ~ 65 – 80 pies y un espesor neto de arena de ~ 8 – 20 pies, con una tendencia general de depositación de SE a NO, perdiéndose la calidad arena y esporádicamente la conectividad entre pozos. El análisis de registros eléctricos y el conocimiento regional de la arenisca M-2, indica 4 ciclos M-2a, M-2b, M-2c y M-2d, definidos en base al estilo de apilamiento presente en los registros. En los análisis realizados al núcleo de uno de los pozos de Edén Yuturi, observaron que el intervalo M-2a está formado por intercalaciones de areniscas de *shoreface* superior y *shoreface* inferior, con muy baja porosidad debido a la glauconita (>20 %), que al tope del intervalo cambia a areniscas más limpias de *shoreface* superior, con impregnación de petróleo, M-2b está separado de M-2a por un paquete de arenas depositadas en el *shoreface* inferior, desde donde existe una isomerización que deposita areniscas de *shoreface* con porosidad, posiblemente depositadas sobre calizas *karstificadas* (abundantes fragmentos de caliza retrabajados y parcialmente disueltos).

La distribución de arena, así como la estructura de la arenisca M-2 en el campo Edén Yuturi, se indican en las figuras 27 y 28.

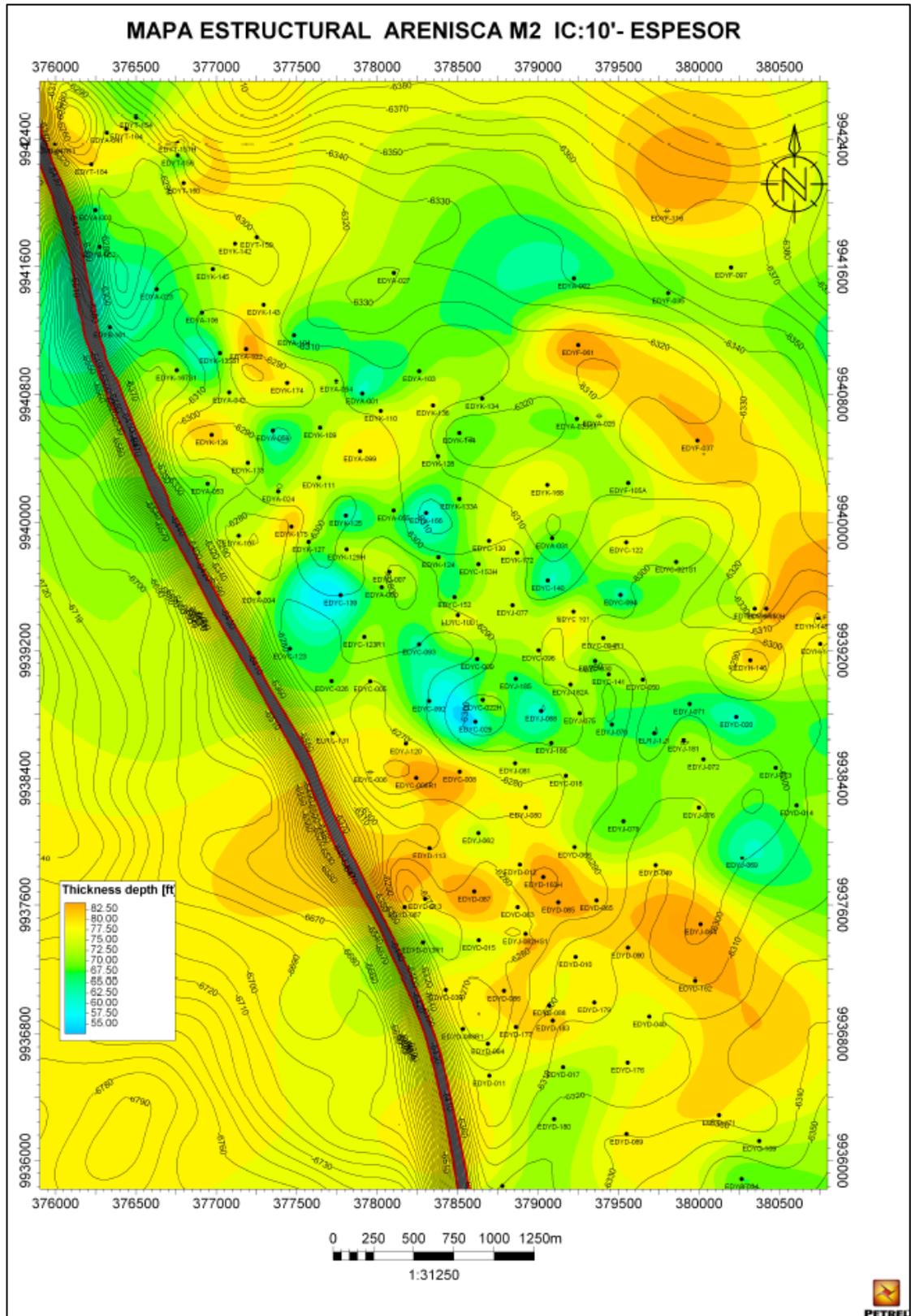


Figura 27. Mapa de espesores para la arenisca M-2 en el campo Edén Yuturi. Tomado de (Petroamazonas EP, 2019).

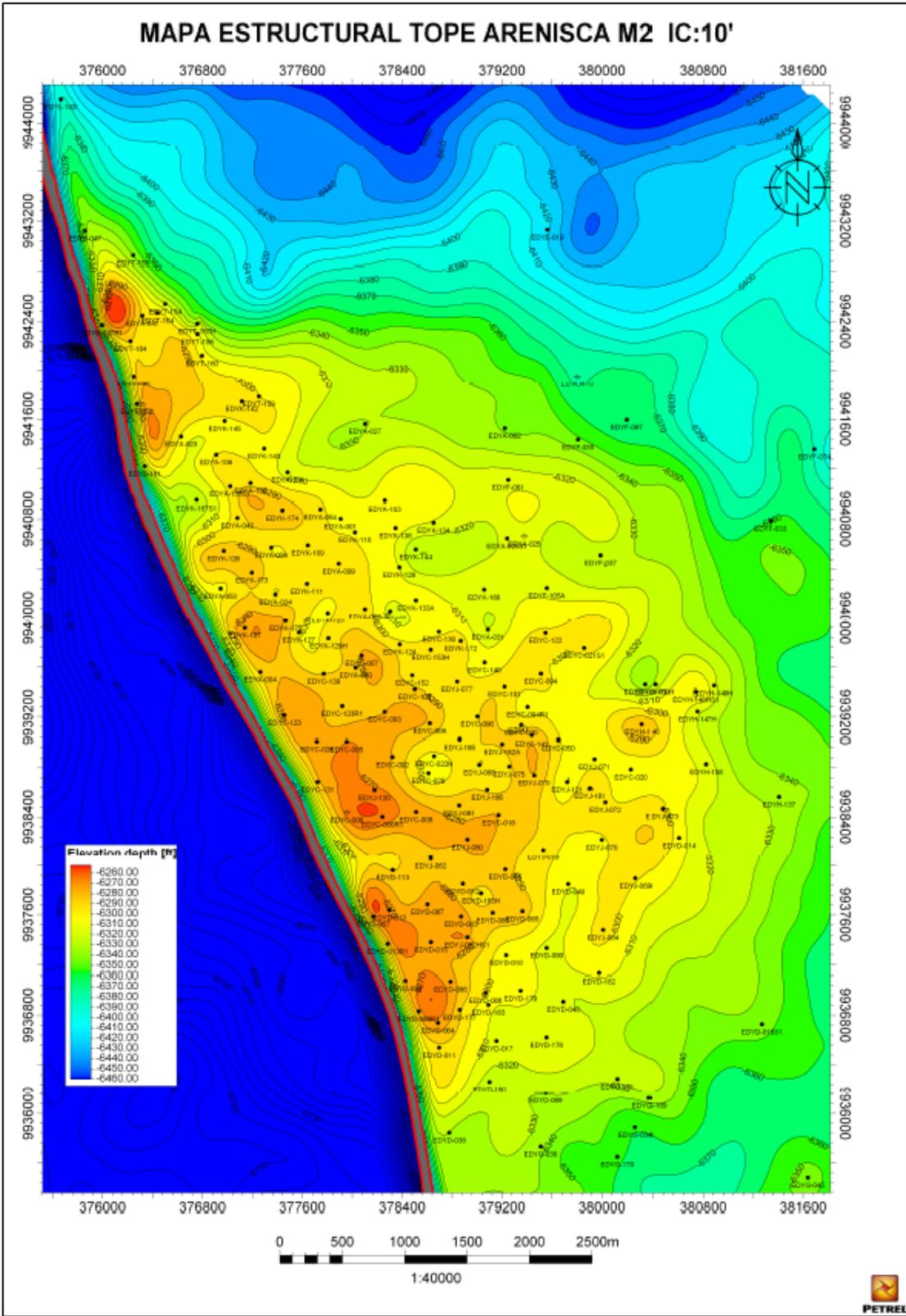


Figura 28. Mapa estructural al Tope de la arenisca M-2 en el campo Edén Yuturi. Tomado de (Petroamazonas EP, 2019).

A continuación en la figura 29, se ilustran los cambios de facies y calidad de la arenisca M-2, con una correlación norte sur a través del campo Edén Yuturi.

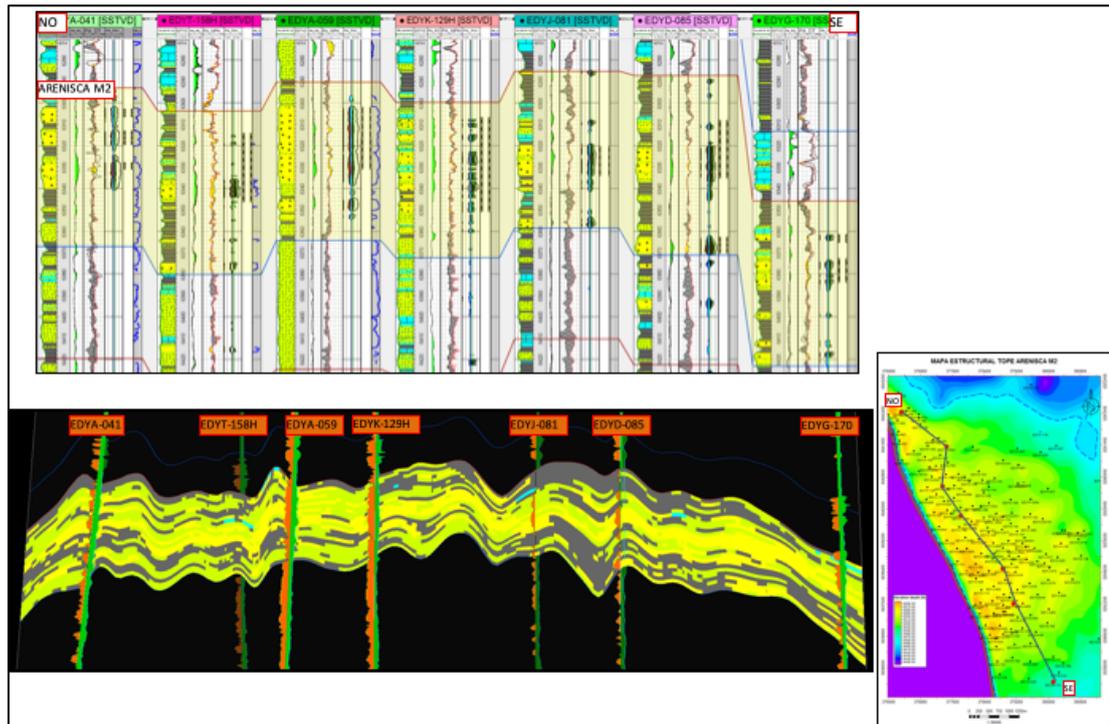


Figura 29. Correlación estructural norte - sur con pozos completados en la arenisca M-2 en el campo Eden Yuturi. Tomado de (Petroamazonas EP, 2019).

Cabe mencionar, que al tomar en cuenta todos los pozos del campo Edén Yuturi, donde se encuentra la arenisca M-2, se obtuvo una porosidad promedio del orden del 14.8 % con una permeabilidad calculada indirectamente desde los registros eléctricos de 100 mD a 400 mD, lo cual correspondería a una arenisca de baja porosidad y buena permeabilidad, sin embargo se debe mencionar que existe un amplio rango de permeabilidades en pequeños rangos de porosidad (ver figura 30), lo cual confirma una laminación a través del yacimiento con zonas de buenas características petrofísicas intercaladas con zonas de baja porosidad y permeabilidad con una gran heterogeneidad vertical, razón por lo cual se necesita de conectividad de las buenas zonas en los pozos para lograr su producción, observándose que la aplicación del fracturamiento hidráulico es la mejor opción. (Vasconez, y otros, 2017)

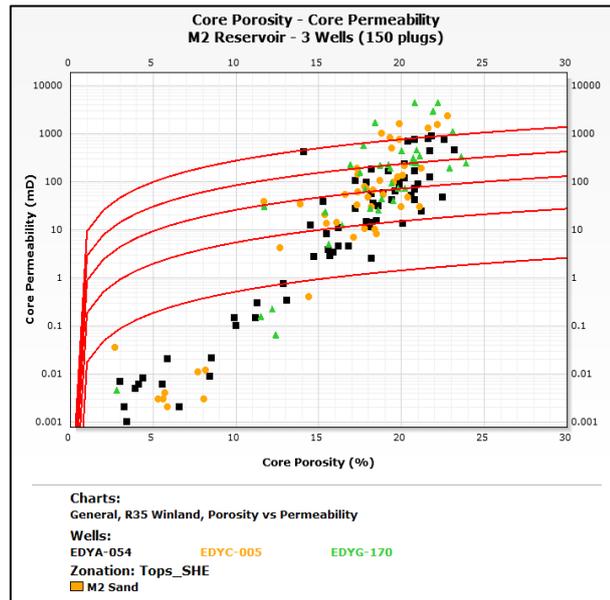


Figura 30. Gráfico de Porosidad contra permeabilidad en los cores de la arenisca M-2 en el campo Edén Yuturi. Tomado de (Vasconez, y otros, 2017).

3.3.2 Producción

La arenisca M-2 en el campo Edén Yuturi, fue probada por primera vez durante las pruebas iniciales del pozo exploratorio Yuturi – 1, perforado en 1972 por la compañía Minas y Petróleos del Ecuador S.A. Sin embargo, debido principalmente a los problemas operativos que presentaba y a que los otros yacimientos productores del campo tenían mejores potenciales, no fue puesta en producción hasta septiembre de 2004 cuando se punza en el pozo EDYD-038, y se obtiene una producción promedio de 280 bppd, mantenida hasta marzo de 2007. No vuelve a producir hasta 2010.

El segundo periodo de producción de este yacimiento inicia en 2010, y alcanza su pico más alto con un caudal de petróleo de 3 600 bppd en septiembre de 2015 luego de varios trabajos de fracturamiento hidráulico realizados tanto por Petroamazonas EP en años anteriores como por la compañía Kamana Services S.A. que presta sus servicios desde este año bajo un contrato firmado en 2014. A julio de 2019, 14 pozos activos del campo producen de este yacimiento petrolero, con un caudal promedio de 3 000 bppd, un acumulado de 6 167 690 y un factor de recobro de aproximadamente 6 %.

Además, M-2 al ser un reservorio no tan explotado y estratigráficamente complejo presenta un movimiento de fluido no uniforme; distinguiéndose zonas de bajo corte de agua.

3.3.3 Tipo de Fluido

De acuerdo con los datos tomados de las últimas pruebas de producción de los diferentes pozos productores de la arenisca M-2 en el campo Edén Yuturi, la salinidad del agua de formación varía entre los 10 000 ppm y los 51 000 ppm con un grado API del crudo de entre 14 y 19.5 (ver figura 31), con lo cual se puede decir que es un crudo pesado con un ambiente depositacional más marino que otros yacimientos productores del campo Edén Yuturi.

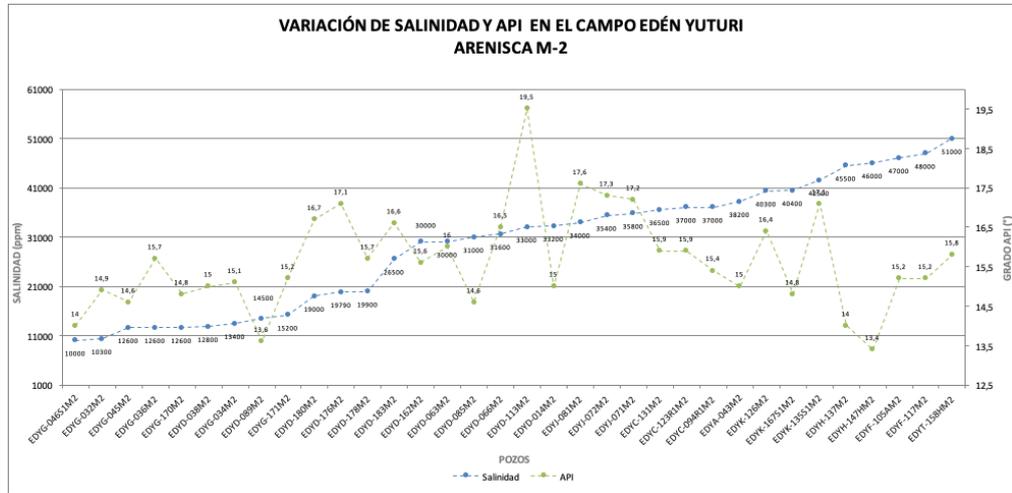


Figura 31. Gráfico de variación de salinidad y API en los pozos del Campo Edén Yuturi, productores del yacimiento M-2. Elaboración propia, basado en (Petroamazonas EP).

De los análisis PVT (presión, volumen y temperatura), realizados en el laboratorio se pudieron obtener otros parámetros de los fluidos del yacimiento M-2 como es el caso de la presión de burbuja, viscosidad.

En la zona sur del campo Edén Yuturi, a una profundidad de 7 242 pies (MD) con una presión de reservorio estimada de 2 622 psi, en un pozo se tomó una muestra del fluido de la arenisca M-2, del cual se obtuvo crudo para realizar el análisis SARA (caracterización de hidrocarburos pesados por fraccionamiento de acuerdo a la solubilidad de sus componentes o fracciones que en este caso son hidrocarburos saturados, aromáticos, resinas y asfaltos), observándose que en su mayor parte se encuentra compuesto por hidrocarburos saturados (parafínicos) con un 39.5 % en peso, aromáticos en un 31.8 %, y con menores porcentajes de resinas y asfaltos con un API de 16.5°. También se realizó un análisis PVT obteniéndose que, a una temperatura de 60 °F, el GOR es de 86.6 SCF/STB, y el factor volumétrico es de 1.128 a presión de burbuja, y a la temperatura de reservorio de 198 °F, la presión de burbuja es de 661 psi. (Schlumberger Reservoir Laboratories, 2014)

En el año 2004, en el pozo Edén Yuturi – G32, también se realizaron análisis PVT al crudo de la arenisca M-2 de una muestra obtenida a una profundidad de 10 046 pies (MD), con una presión de reservorio de 2 965 psi. De acuerdo, a estos análisis, la presión de burbuja sería de 297 psi a una temperatura de 205.6 °F (temperatura de reservorio), a condiciones estándar el API es de 14.2°, a una temperatura de 60°F y 297 psi, el GOR es de 39.3 SCF/STB, una viscosidad de 44.01 cP y un factor volumétrico de 1.086 (Schlumberger, 2005, pág. 6).

Hacia el centro del campo Edén Yuturi, se encuentra el pozo Edén Yuturi – J81, del cual también se obtuvo una muestra de crudo al cual se le realizó análisis de laboratorio obteniéndose una presión de burbuja de 637 psi a una temperatura de reservorio de 198°F con un GOR de 88 SCF/STB, viscosidad de 17.95 cP y un factor volumétrico de 1.1, un API de 17.7° a condiciones estándar, un factor volumétrico de 1.08 a presión y temperatura de reservorio. La presión estimada de reservorio es de 2 700 psi (Schlumberger, 2011). A continuación, en la tabla 6, se encuentra un resumen de los principales parámetros petrofísicos y del Reservorio de la arenisca M-2 en el campo Edén Yuturi.

Tabla 6. Resumen de parámetros petrofísicos y de reservorio de la arenisca M-2 en el campo Edén Yuturi.

Parámetros Petrofísicos y de Reservorio Arenisca M-2		
Parámetro	Valores	Unidades
Presión Inicial	2 500-3 000	psi
Punto de Burbuja	297-661	psi
Porosidad	9-17	%
Permeabilidad	100-400	mD
Viscosidad (Pb)	17.95	cP
API	14 – 19.5	°API
Salinidad	12 000-37 000	ppm

Nota. Elaboración propia, basado en (Petroamazonas EP), (Petroamazonas EP, 2019), (Petroamazonas EP, 2019)

3.3.4 Presiones

De acuerdo a los denominados registros de presión corridos durante la perforación de los pozos en la arenisca M-2 del campo Edén Yuturi, se tiene una presión inicial de reservorio de entre 2 500 y 3 000 psi como se observa en la figura 32. Para 2015, en el último registro se observa una presión de aproximadamente 2 000 psi que podría interpretarse como la actual, sin

Así también de acuerdo a la interpretación petrofísica mostrada en la figura 33, se observa una arenisca con zonas permeables y porosas con presencia de hidrocarburos (de acuerdo al registro de resistividad) que no se encuentran conectadas entre sí debido a las intercalaciones de lutitas impermeables. En el tope y base de la zona productora marcada por los disparos realizados se observa la presencia de sellos de lutita.

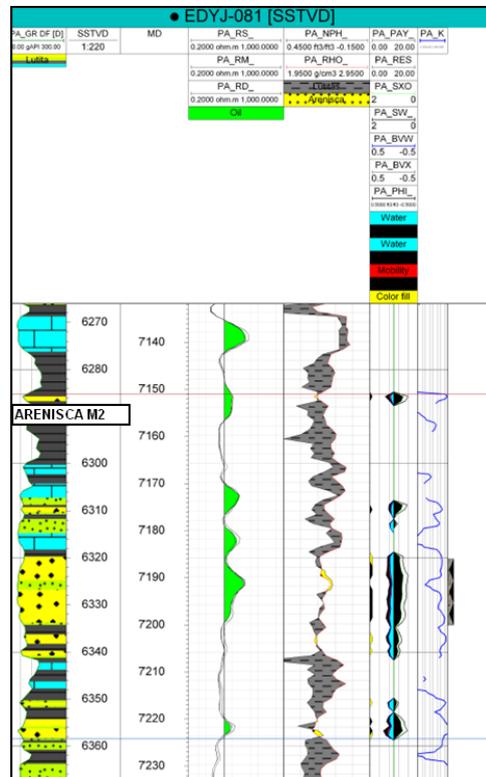


Figura 33. Interpretación petrofísica e intervalo disparado en la Arenisca M-2 del pozo Edén Yuturi – J81. Tomado de (Petroamazonas EP, 2019).

La presencia de hidrocarburos observada en el registro de resistividad del análisis petrofísico, es corroborada por el registro de saturación corrido a hueco entubado en este pozo que se puede observar en la figura 34 en los intervalos de 7 150 pies – 7 156 pies (MD), 7 174 pies – 7 179 pies (MD), 7 186 pies – 7 204 pies (MD) y de 7 218 pies – 7 226 pies.

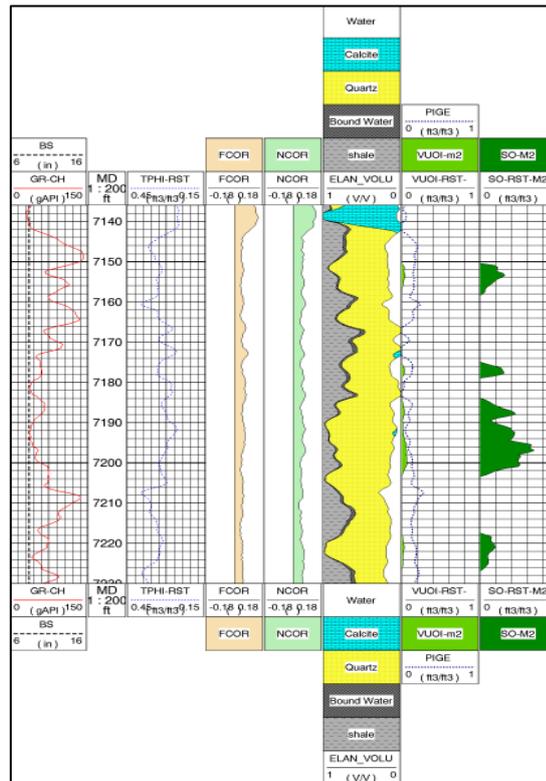


Figura 34. Interpretación del registro de saturación corrido en el pozo EDYJ-081, arenisca M-2. Tomado de (Schlumberger, 2010).

Para lograr la interconexión de estas zonas con hidrocarburo, obtener una mejor producción de petróleo y atravesar el daño de formación por el lodo de perforación, se hace necesario la aplicación del fracturamiento hidráulico, cuya fractura puede ser controlada ya que en el caso de la arenisca M-2, en el tope y base de la zona productora se observan sellos de lutitas, además de que al no observarse un contacto agua petróleo no se contactaría zonas productoras de agua.

Para la aplicación del fracturamiento hidráulico en este pozo como se observa en la figura 35, en primer lugar, se bombeó un fluido que se mantuvo en remojo por dos horas a fin de que permita estabilizar arcillas, controlar la migración de finos (caolinita), remover el lodo de perforación, además de realizar la calibración del tratamiento a inyectar. Luego del preflujo, se bombea el 'pad' o fluido, después del 'pad' se bombea el fluido de fractura además del agente de sostén o apuntalante para mantener abierta la fractura ya que la tensión ejercida por las capas que se encuentran sobre el yacimiento productor es una tensión de cierre. A continuación, en la tabla 7 se indican el volumen de cada uno de los fluidos utilizados para realizar la fractura en este pozo.

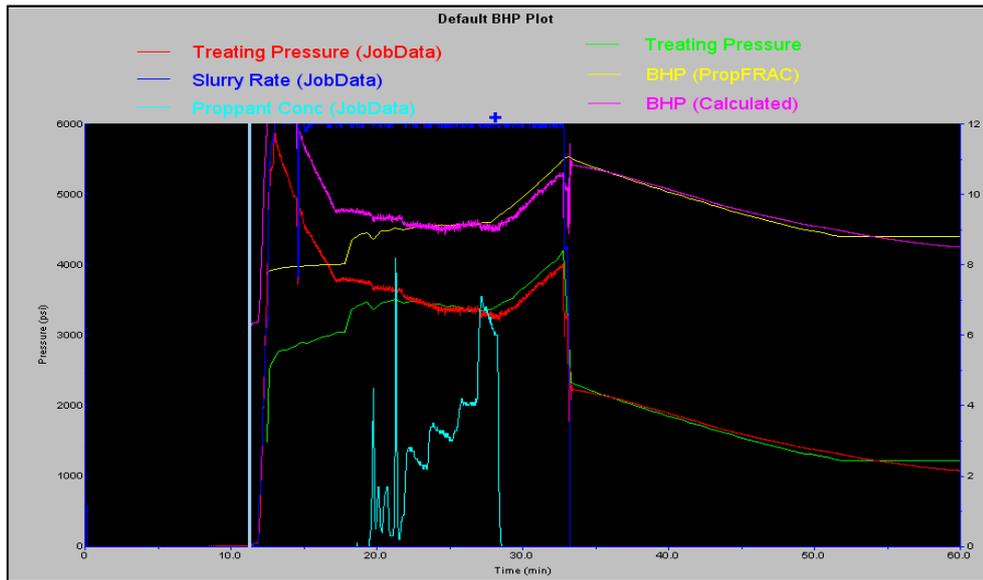


Figura 35. Ejecución del fracturamiento hidráulico en el pozo EDYJ-081, arenisca M-2. Tomado de (Schlumberger, 2010).

Tabla 7. Parámetros del fracturamiento hidráulico realizado en el pozo EDYJ-081, arenisca M-2.

Intervalo punzado	Volumen Preflujo ('prepad')	Volumen Flujo ('pad')	Volumen fluido de fractura ('slurry')	Cantidad apuntalante inyectado	Volumen fluido desplazante ('displacement')
Pies	Bls	Bls	Bls	Lbs	Bls
7 186 – 7 200	50	62	189	10 930	59.3

Máxima presión del tratamiento	Apuntalante desplazado dentro de la formación	Presión de cierre	Gradiente de fractura
psi	lbs	psi	psi/pie
5 866	10 930	5 288	0.55

Nota. Elaboración propia, basado en (Schlumberger, 2010).

Con este tratamiento aplicado en el pozo EDYJ-081, se obtuvo una fractura de una longitud de 184.9 pies, con una altura en la cercanía al pozo productor de 53.3 pies y un ancho de 0.089 pies (ver tabla 8) que puede ser observada en la figura 36.

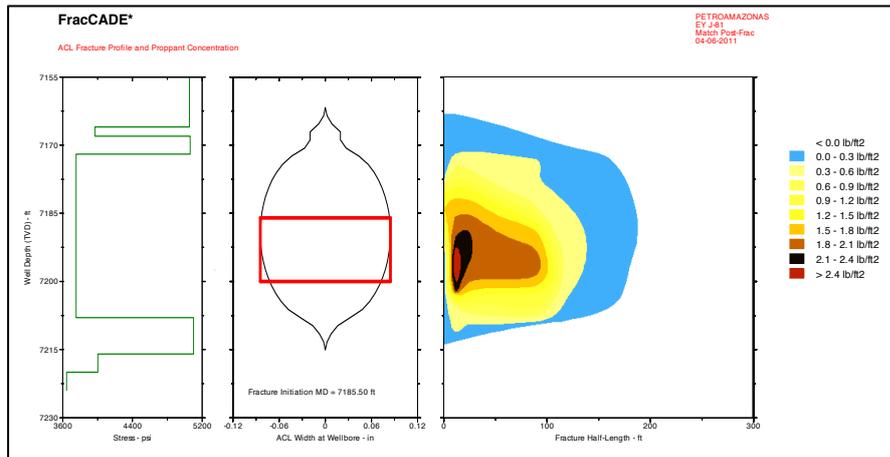


Figura 36. Perfil de la fractura hidráulica realizada en el pozo EDYJ-081, arenisca M-2. Tomado de (Schlumberger, 2010)

Tabla 8. Dimensiones de la fractura hidráulica realizada en el pozo EDYJ-081, arenisca M-2.

Longitud media de la fractura	Altura de la fractura	Ancho promedio de la fractura	Presión del tratamiento
Pies	Pies	Pies	psi
184.9	53.3	0.089	3 732

Nota. Elaboración propia, basado en (Schlumberger, 2010).

Luego del fracturamiento hidráulico en el trabajo de reacondicionamiento número tres, no se realizó una prueba de restauración de presión, sin embargo, se puede afirmar que se removió el daño de formación y se mejoró la permeabilidad del yacimiento ya que el caudal de producción de petróleo del pozo incremento en un 92 % (120 bppd) desde 130 bppd a una producción estabilizada de 250 bppd (ver figura 37).

En el gráfico de producción contra tiempo, cuando arranca el pozo luego de la fractura, se observa un corte de agua alto debido principalmente al flow back por la limpieza en el pozo, lo cual disminuye hasta sacar todo el fluido en el pozo y obtener un caudal de petróleo y corte de agua estabilizados.

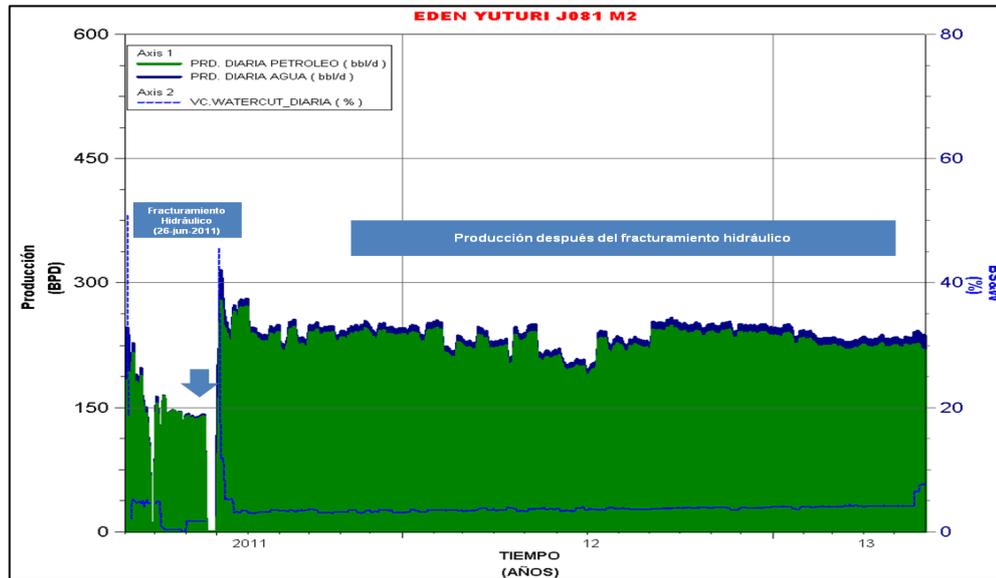


Figura 37. Historial de producción del pozo EDYJ-081 productor de M-2, antes y después del trabajo de fracturamiento hidráulico. Elaboración propia, basado en (Petroamazonas EP).

3.4.2 Edén Yuturi – J71

Durante la perforación del pozo Edén Yuturi – J71, en los retornos o rípios, al pasar por la arenisca M-2, los geólogos observaron que en este yacimiento, la arenisca era blanca, hialina, de transparente a translúcida, de friable a suelta, de grano fino a medio, cuarzosa, de subredondeada a subangular con moderada selección, matriz kaolinítica, cemento calcáreo, pobre porosidad, con inclusiones de glauconita con manifestación de hidrocarburo del 10 % al 20 % de la muestra, con manchas de hidrocarburo uniformes de color café claro y la lutita era de color gris oscuro, gris, de suave a moderadamente dura, laminar, planar, astillosa, de cerosa a terrosa, sin reacción calcárea. Existió presencia de gas con un máximo pico a 8 243 pies MD.

Así también de acuerdo a la interpretación petrofísica mostrada en la figura 38, se observa una arenisca con zonas permeables y porosas con presencia de hidrocarburos (de acuerdo al registro de resistividad) que no se encuentran conectadas entre sí debido a las intercalaciones de lutitas impermeables. En el tope y base de la zona productora marcada por los disparos realizados se observa la presencia de sellos de lutita.

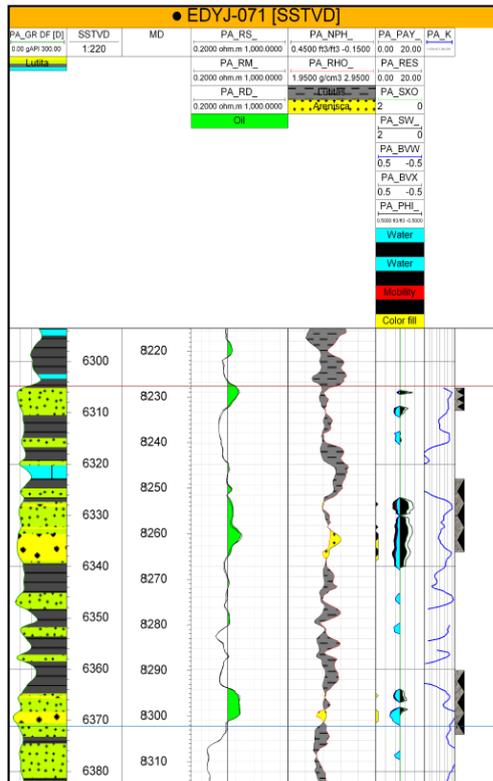


Figura 38. Interpretación petrofísica e intervalo disparado en la Arenisca M-2 del pozo Edén Yuturi – J71. Tomado de (Petroamazonas EP, 2019).

La presencia de hidrocarburos observada en el registro de resistividad del análisis petrofísico, es corroborada por el registro de saturación corrido a hueco entubado en este pozo que se puede observar en la figura 39, principalmente en los intervalos de 8 252 pies – 8 265 pies (MD), y de 8 294 pies – 8 302 pies (MD).

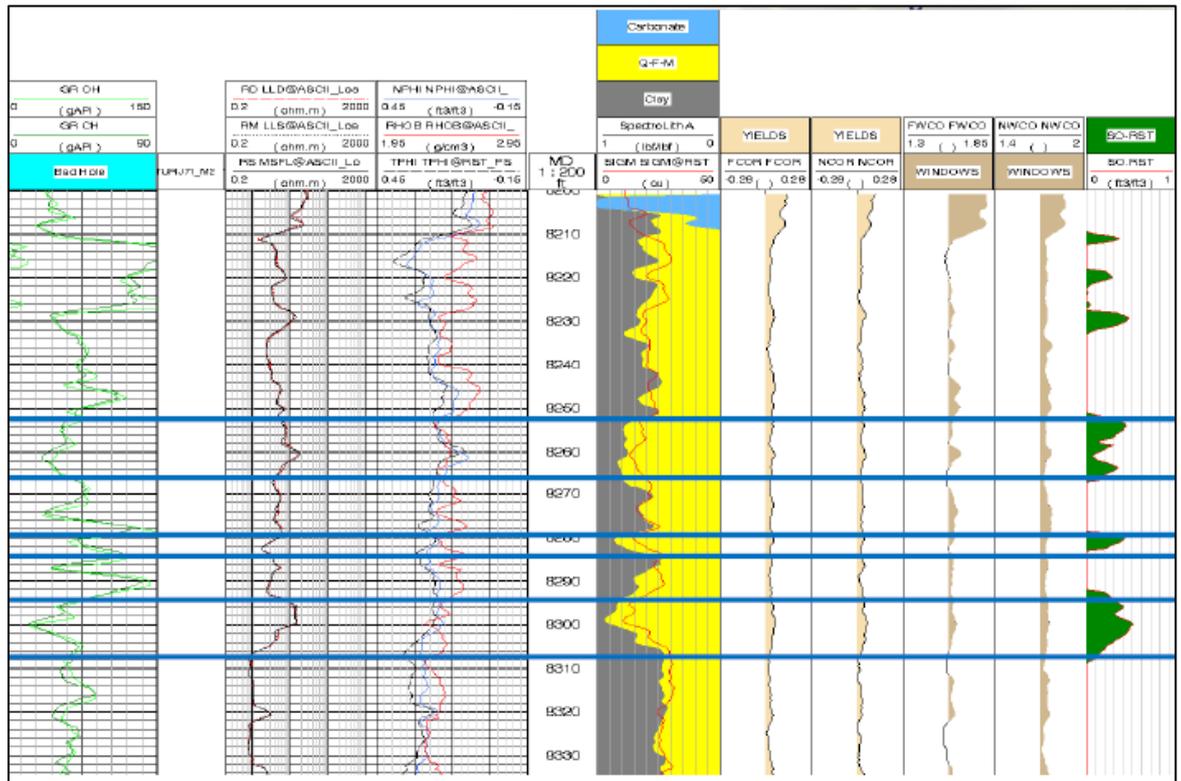


Figura 39. Interpretación del registro de saturación corrido en el pozo EDYJ-071, arenisca M-2. Tomado de (Schlumberger, 2011).

Para lograr la interconexión de estas zonas con hidrocarburo, obtener una mejor producción de petróleo y atravesar el daño de formación por el lodo de perforación, se hace necesario la aplicación del fracturamiento hidráulico, cuya fractura puede ser controlada ya que en el caso de la arenisca M-2, en el tope y base de la zona productora se observan sellos de lutitas.

Para la aplicación del fracturamiento hidráulico en este pozo al igual que en el pozo EDYJ-071, en un primer lugar se bombeó un fluido que se mantuvo en remojo por dos horas, remover el lodo de perforación, además de realizar la calibración del tratamiento a inyectar. Luego del preflujó, se bombea el 'pad' o fluido, después de este se bombea el fluido de fractura además del agente de sostén o apuntalante para mantener abierta la fractura ya que la tensión ejercida por las capas que se encuentran sobre el yacimiento productora es una tensión de cierre. A continuación, en la tabla 9 se indican el volumen de cada uno de los fluidos utilizados para realizar la fractura en este pozo.

Tabla 9. Parámetros del fracturamiento hidráulico realizado en el pozo EDYJ-071, arenisca M-2.

Intervalo punzado	Volumen de Preflujo ('prepad')	Volumen de Flujo ('pad')	Volumen del fluido de fractura ('slurry')	Cantidad de apuntalante inyectado	Volumen de fluido desplazante ('displacement')
Pies	Bls	Bls	Bls	Lbs	Bls
8 228 – 8 233	50	80	180	14 700	70
8 248 – 8 264					

Maxima presión del tratamiento	Propante desplazado dentro de la formación	Presión de cierre	Gradiente de fractura
psi	lbs	psi	psi/pie
3 281	14 700	3 988	0.59

Nota. Elaboración propia, basado en (Schlumberger, 2013).

Con este tratamiento aplicado en el pozo EDYJ-071, se obtuvo una fractura de una longitud de 92.3 pies, con una altura en la cercanía al pozo productor de 55 pies y un ancho de 0.18 pies (ver tabla 10) que puede ser observada en la figura 40.

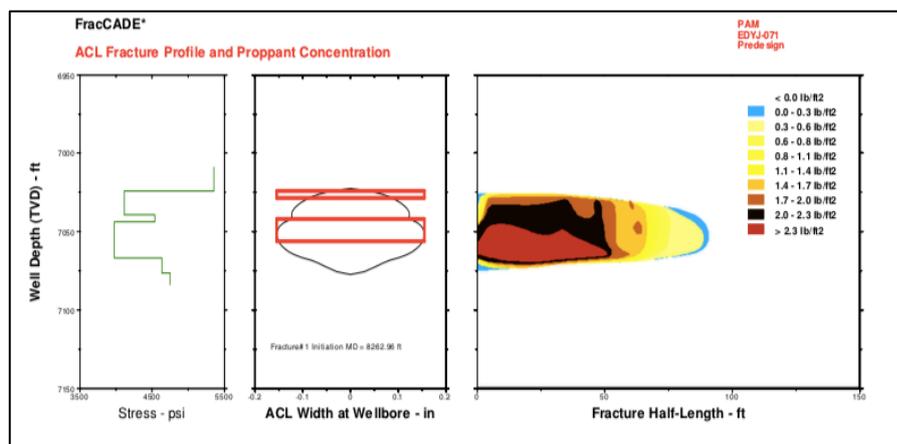


Figura 40. Perfil de la fractura hidráulica propuesta en el pozo EDYJ-071, arenisca M-2. Tomado de (Schlumberger, 2013).

Tabla 10. Dimensiones de la fractura hidráulica propuesta en el pozo EDYJ-071, arenisca M-2.

Longitud media de la fractura	Altura de la fractura	Ancho promedio de la fractura	Presión del tratamiento
Pies	Pies	Pies	psi
92.3	55	0.18	1 605

Nota. Elaboración propia, basado en (Schlumberger, 2013).

Luego del fracturamiento hidráulico realizado durante el trabajo de reacondicionamiento número seis, se realizó una prueba de restauración de

presión con el cierre completo del pozo completamente como se observa en la figura 41, obteniéndose un daño de cero y una presión de aproximadamente 2 000 psi.

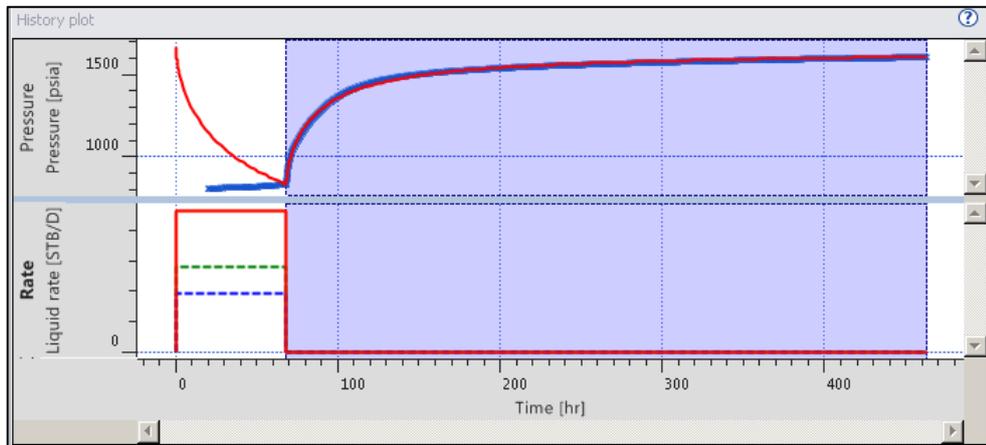


Figura 41. Datos de presión contra tiempo de la prueba de restauración de presión realizada en el pozo EDYJ-071, arenisca M-2. Elaboración propia, basado en (Petroamazonas EP, 2019).

Esta remoción del daño de formación, observado en los resultados de la prueba de restauración de presión, es confirmada por el incremento de la producción de 180 bppd a 260 bppd.

El gráfico de producción contra tiempo de la figura 42 perteneciente a la arenisca M-2 del pozo EDYJ-071, refleja un incremento de producción de petróleo de un 44 % antes y después del fracturamiento hidráulico, con un incremento del corte de agua al arranque del pozo debido principalmente al flow back por la limpieza en el pozo, para posteriormente estabilizarse en un corte de agua 40 %, lo que correspondería a que con la fractura hidráulica se contactó una zona de agua que posiblemente existía en la base del yacimiento.

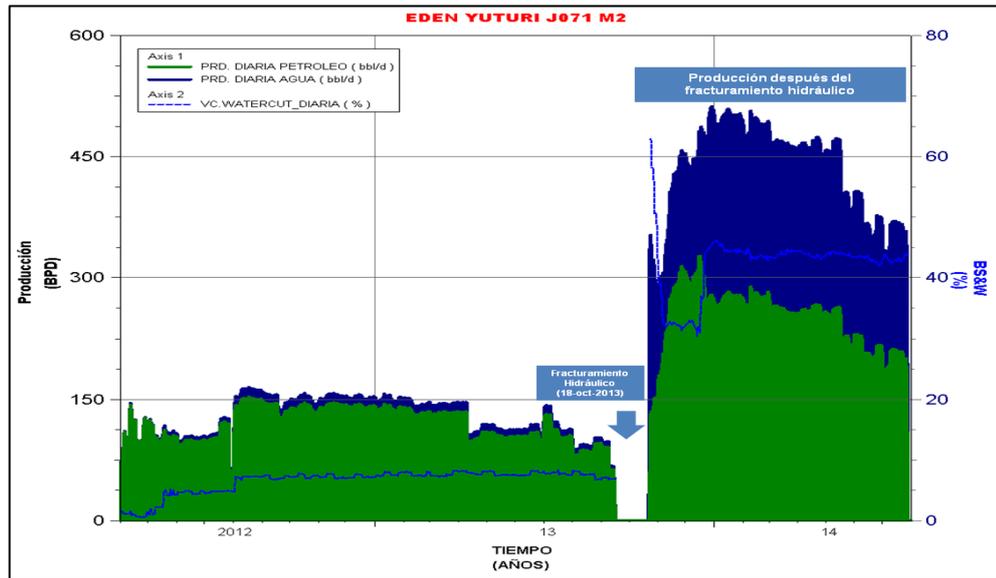


Figura 42. Historial de producción del pozo EDYJ-071 productor de M-2, antes y después del trabajo de fracturamiento hidráulico. Elaboración propia, basado en (Petroamazonas EP).

3.4.3 Edén Yuturi – J72

Durante la perforación del pozo Edén Yuturi – J72, en los retornos o rípios, al pasar por la arenisca M-2, los geólogos observaron que en este yacimiento, la arenisca se presenta de un color blanco, hialina, de transparente a translúcida, suelta, en parte friable, de grano fino a medio, ocasionalmente grano grueso, cuarzosa, de subredondeada a redondeada, pobre selección, en parte matriz kaolinítica, cemento calcáreo, pobre porosidad, con inclusiones de glauconita con manifestación de hidrocarburo del 10 % al 20 % de la muestra, con manchas de hidrocarburo puntuales y en parches de color café oscuro. La lutita es de color gris oscuro, gris, de suave a moderadamente dura, laminar, cerosa, ocasionalmente terrosa, ligeramente calcárea. Se tuvo presencia de gas con un máximo pico a 8 198 pies (MD).

Así también de acuerdo a la interpretación petrofísica mostrada en la figura 43, se observa una arenisca con zonas permeables y porosas con presencia de hidrocarburos (de acuerdo al registro de resistividad) que no se encuentran conectadas entre sí debido a las intercalaciones de lutitas impermeables. En el tope y base de la zona productora marcada por los disparos realizados se observa la presencia de sellos de lutita.

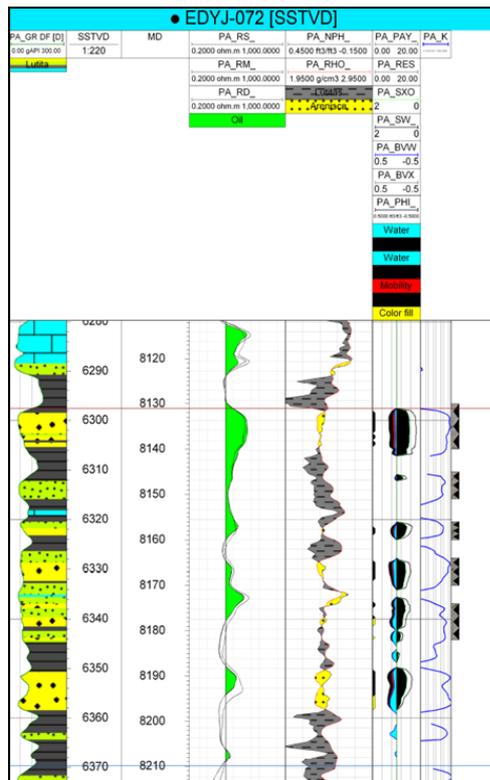


Figura 43. Interpretación petrofísica e intervalo disparado en la Arenisca M-2 del pozo Edén Yuturi – J72. Tomado de (Petroamazonas EP, 2019).

La presencia de hidrocarburos observada tanto durante la perforación del pozo como en el registro de resistividad del análisis petrofísico, es corroborada por el registro de saturación corrido a hueco entubado en este pozo que se puede observar en la figura 44, principalmente en los intervalos de 8 132 pies – 8 139 pies (MD), 8 164 pies – 8 168 pies (MD), 8 189 pies – 8 197 pies (MD).

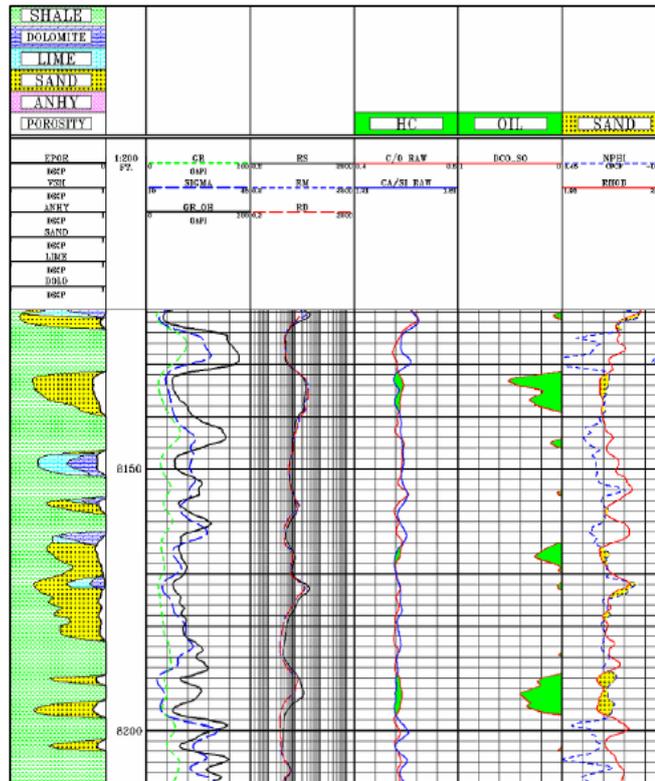


Figura 44. Interpretación del registro de saturación corrido en el pozo EDYJ-072, arenisca M-2. Tomado de (Halliburton, 2011).

Para lograr la interconexión de estas zonas con hidrocarburo, obtener una mejor producción de petróleo y atravesar el daño de formación por el lodo de perforación, se hace necesario la aplicación del fracturamiento hidráulico, cuya fractura puede ser controlada ya que en el caso de la arenisca M-2, en el tope y base de la zona productora se observan sellos de lutitas.

Para la aplicación del fracturamiento hidráulico en este pozo al igual que otros pozos, en un primer lugar se bombeó un fluido que se mantuvo en remojo por dos horas a fin de que permita estabilizar arcillas como la caolinita o glauconita, controlar la migración de finos (caolinita), remover el lodo de perforación, además de realizar la calibración del tratamiento a inyectar. Luego del preflujo, se bombea el 'pad' o fluido, después del 'pad' se bombea el fluido de fractura además del agente de sostén o apuntalante para mantener abierta la fractura ya que la tensión ejercida por las capas que se encuentran sobre el yacimiento productora ejerce una tensión de cierre. A continuación, en la tabla 11 se indican el volumen de cada uno de los fluidos utilizados para realizar la fractura en este pozo.

Tabla 11. Parámetros del fracturamiento hidráulico realizado en el pozo EDYJ-072, arenisca M-2.

Intervalo punzado	Volumen de Preflujo ('prepad')	Volumen de Flujo ('pad')	Volumen del fluido de fractura ('slurry')	Cantidad de apuntalante inyectado	Volumen de fluido desplazante ('displacement')
Pies	Bls	Bls	Bls	Lbs	Bls
8 130 – 8 140	50	80	143	4 812	47

Maxima presión del tratamiento	Propante desplazado dentro de la formación	Presión de cierre	Gradiente de fractura
psi	lbs	psi	psi/pie
8 305	2 871	5 194	0.74

Nota. Elaboración propia, basado en (Schlumberger, 2013).

Con este tratamiento aplicado en el pozo EDYJ-072, se obtuvo una fractura de una longitud de 78.1 pies, con una altura en la cercanía al pozo productor de 12.1 pies y un ancho de 0.114 pies (ver tabla 12) que puede ser observada en la figura 45.

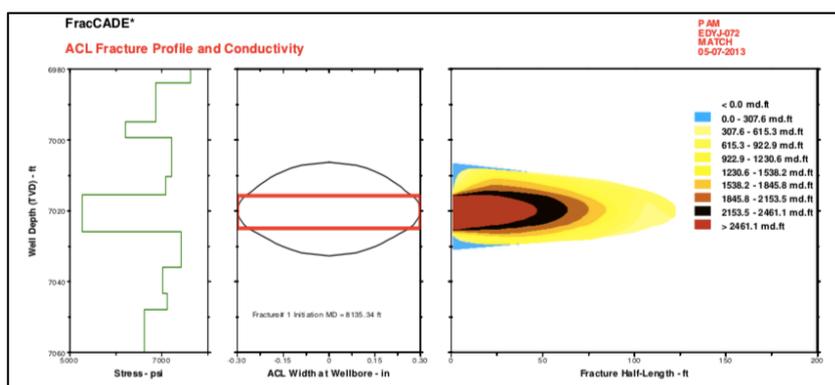


Figura 45. Perfil de la fractura hidráulica realizada en el pozo EDYJ-072, arenisca M-2. Tomado de (Schlumberger, 2013).

Tabla 12. Dimensiones de la fractura hidráulica propuesta en el pozo EDYJ-072, arenisca M-2.

Longitud media de la fractura	Altura de la fractura	Ancho promedio de la fractura	Presión del tratamiento
Pies	Pies	Pies	psi
78.1	12.1	0.114	6,631

Nota. Elaboración propia, basado en (Schlumberger, 2013).

Luego del fracturamiento hidráulico realizado durante el trabajo de reacondicionamiento número seis, se cerró el pozo completamente y realizó una prueba de restauración de presión como se observa en la figura 46, obteniéndose un daño de -5 (pozo esitmulado) y una presión de aproximadamente 2,000 psi.

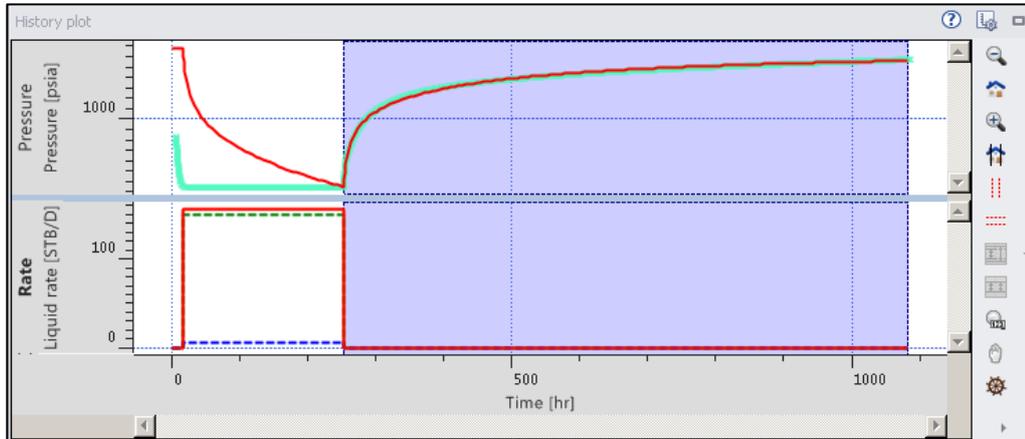


Figura 46. Datos de presión contra tiempo de la prueba de restauración de presión realizada en el pozo EDYJ-072, arenisca M-2. Elaboración propia, basado en (Petroamazonas EP, 2019).

Esta remoción del daño de formación, observado en los resultados de la prueba de restauración de presión, es confirmada por el incremento de la producción de 100 bppd a 255 bppd.

El gráfico de producción contra tiempo de la figura 47 perteneciente a la arenisca M-2 del pozo EDYJ-072, refleja un incremento de producción de petróleo en un 155 % antes y después del fracturamiento hidráulico, con un incremento del corte de agua al arranque del pozo debido principalmente al flow back por la limpieza en el pozo, para posteriormente estabilizarse.

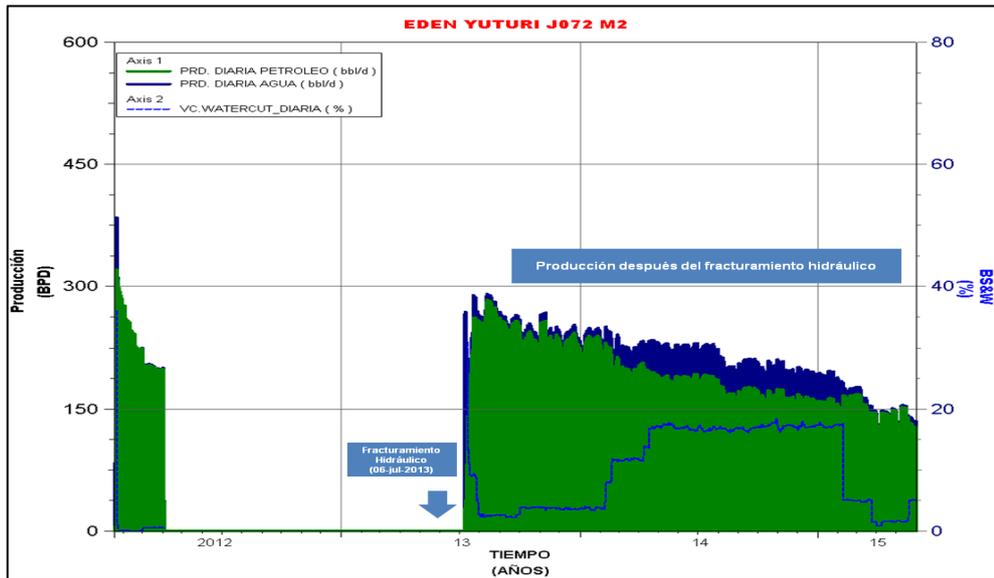


Figura 47. Historial de producción del pozo EDYJ-072 productor de M-2, antes y después del trabajo de fracturamiento hidráulico. Elaboración propia, basado en (Petroamazonas EP).

3.4.4 Edén Yuturi – G170

De acuerdo con la interpretación petrofísica realizada en el pozo EDYG-170, arenisca M-2, mostrada en la figura 48, se observa una arenisca con zonas permeables y porosas con presencia de hidrocarburos (de acuerdo con el registro de resistividad) que no se encuentran conectadas entre sí debido a las intercalaciones de lutitas impermeables. En el tope y base de la zona productora marcada por los disparos realizados se observa la presencia de sellos de lutita.

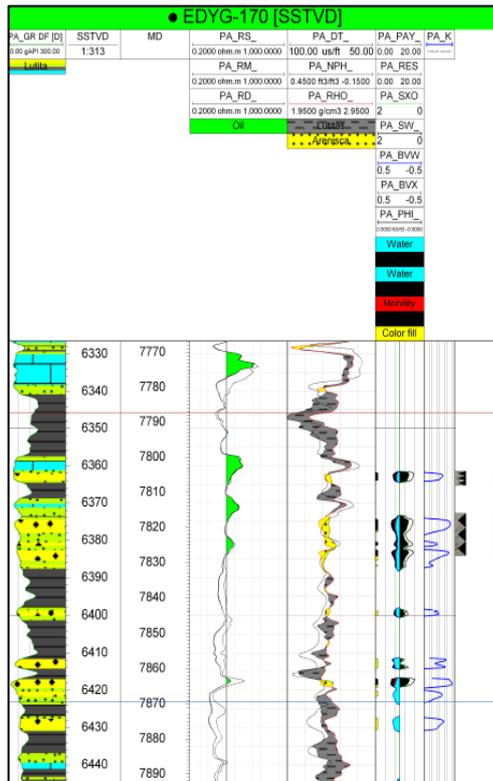


Figura 48. Interpretación petrofísica e intervalo disparado en la Arenisca M-2 del pozo Edén Yuturi – G170. Tomado de (Petroamazonas EP, 2019).

La prueba de restauración de presión (figura 49) realizada en el pozo fue antes del trabajo de fracturamiento hidráulico y reflejó que se tenía un daño de mayor a 2, posiblemente debido al fluido de perforación con una presión de cerca de 2 700 psi.

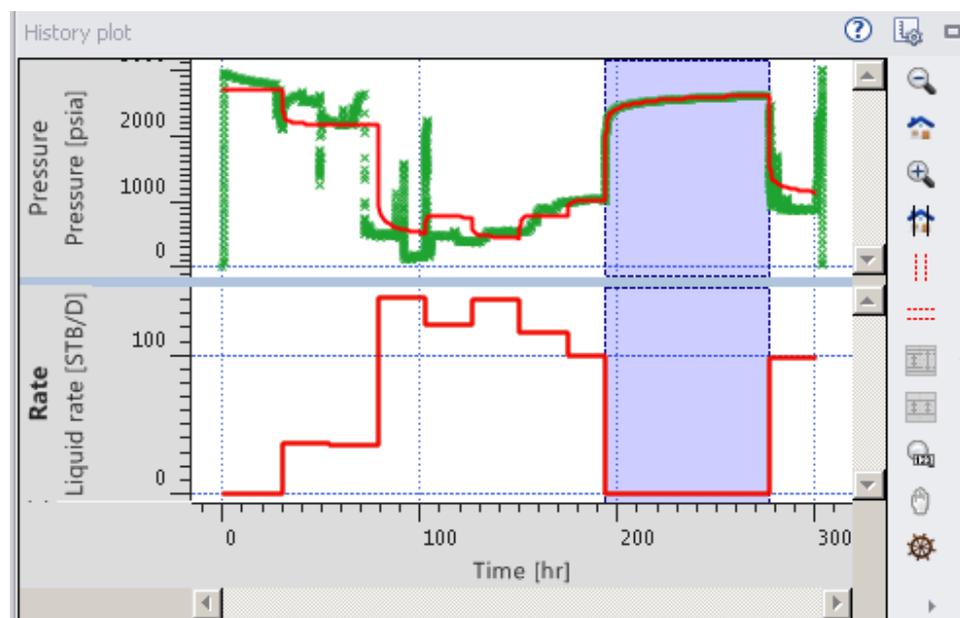


Figura 49. Datos de presión contra tiempo de la prueba de restauración de presión realizada en el pozo EDYG-170, arenisca M-2. Elaboración propia, basado en (Petroamazonas EP, 2019).

Para lograr la interconexión de estas zonas con hidrocarburo, obtener una mejor producción de petróleo y atravesar el daño de formación por el lodo de perforación, se hace necesario la aplicación del fracturamiento hidráulico, cuya fractura puede ser controlada ya que en el caso de la arenisca M-2, en el tope y base de la zona productora se observan sellos de lutitas.

Para la aplicación del fracturamiento hidráulico en este pozo al igual que otros pozos, en un primer lugar se bombeó un fluido que se mantuvo en remojo por dos horas a fin de que permita estabilizar arcillas como la caolinita o glauconita, controlar la migración de finos (caolinita), remover el lodo de perforación, además de realizar la calibración del tratamiento a inyectar. Luego del preflujo, se bombea el 'pad' o fluido, después de este se bombea el fluido de fractura además del agente de sostén o apuntalante para mantener abierta la fractura ya que la tensión ejercida por las capas que se encuentran sobre el yacimiento productor ejerce una tensión de cierre. A continuación, en la tabla 13 se indican el volumen de cada uno de los fluidos utilizados para realizar la fractura en este pozo.

Tabla 13. Parámetros del fracturamiento hidráulico realizado en el pozo EDYG-170, arenisca M-2.

Intervalo punzado	Volumen de Preflujo ('prepad')	Volumen de Flujo ('pad')	Volumen del fluido de fractura ('slurry')	Cantidad de apuntalante inyectado	Volumen de fluido desplazante ('displacement')
Pies	Bls	Bls	Bls	Lbs	Bls
7 804 – 7 828	50	80	60	11 717	121.2

Maxima presión del tratamiento	Propante desplazado dentro de la formación	Presión de cierre	Gradiente de fractura
psi	lbs	psi	psi/pie
2 858	10 722	4 851	0.685

Nota. Elaboración propia, basado en (Schlumberger, 2014).

Con este tratamiento aplicado en el pozo EDYG-170, se obtuvo una fractura de una longitud de 98.2 pies, con una altura en la cercanía al pozo productor de 54.1 pies y un ancho de 0.14 pies (ver tabla 14) que puede ser observada en la figura 50.

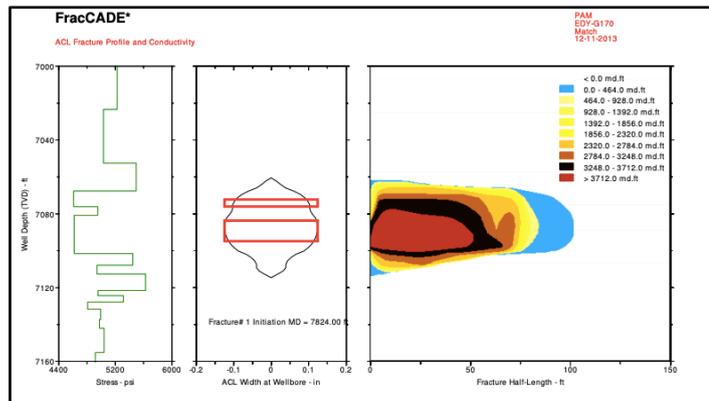


Figura 50. Perfil de la fractura hidráulica realizada en el pozo EDYG-170, arenisca M-2. Tomado de (Schlumberger, 2014).

Tabla 14. Dimensiones de la fractura hidráulica propuesta en el pozo EDYG-170, arenisca M-2.

Longitud media de la fractura	Altura de la fractura	Ancho promedio de la fractura	Presión del tratamiento
Pies	Pies	Pies	psi
98.2	54.1	0.14	2 455

Nota. Elaboración propia, basado en (Schlumberger, 2014).

Luego del fracturamiento hidráulico realizado durante el trabajo de reacondicionamiento número dos, no se realizó una prueba de restauración de presión, sin embargo, se puede afirmar que se removió el daño de formación y se mejoró la permeabilidad del yacimiento ya que el caudal de producción de petróleo del pozo incremento en un 135 % (135 bppd) desde 100 bppd a una producción estabilizada de 235 bppd (ver figura 51).

En el gráfico de producción contra tiempo, cuando arranca el pozo luego de la fractura, se observa un corte de agua alto debido principalmente al *flow back* por la limpieza en el pozo, lo cual disminuye hasta sacar todo el fluido en el pozo y obtener un caudal de petróleo y corte de agua estabilizados.

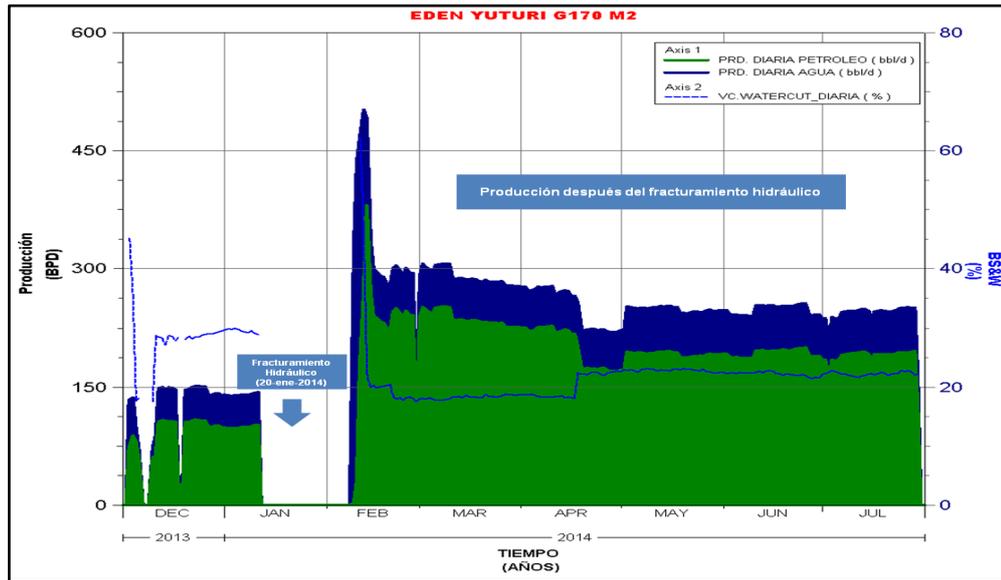


Figura 51. Historial de producción del pozo EDYG-170 productor de M-2, antes y después del trabajo de fracturamiento hidráulico. Elaboración propia, basado en (Petroamazonas EP).

3.4.5 Producción e Historia de los pozos

En los pozos de edén Yuturi, utilizados para este estudio también se observa al inicio de la producción post fractura un corte de agua de 100 % que equivale al denominado '*flow back*' del fluido de fractura utilizado para el fracturamiento hidráulico. Luego de lo cual se observa una reducción del caudal de agua y por lo tanto del corte de agua, así como una estabilización del caudal de petróleo.

En la tabla 15 se puede observar las pruebas de producción antes y después de la realización de los trabajos de fracturamiento hidráulico en los pozos EDYJ-081, EDYJ-071, EDYJ-072 y EDYG-170, donde se indica un incremento del caudal de petróleo, de 490 bppd desde 510 bppd a 1,00 bppd que corresponde a un 96% entre los cuatro pozos. Los incrementos van desde el 44% al 155%.

Tabla 15. Comparación de la producción antes y después de los trabajos de fracturamiento hidráulico en los pozos del campo Edén Yuturi, Arenisca M-2.

Pozo	Fecha del trabajo	Producción de Petróleo (bppd)		Incremento	
		Antes	Después	bppd	%
EDYJ-081M-2	26-jun-2011	130	250	120	92%
EDYJ-072M-2	06-jul-2013	180	260	80	44%
EDYJ-071M-2	18-oct-2013	100	255	155	155%
EDYG-170M-2	20-ene-2014	100	235	135	135%
Total		510	1 000	490	96%

Nota. Elaboración propia, basado en (Petroamazonas EP).

Así también al analizar la producción de petróleo antes y después del trabajo de fracturamiento hidráulico, (ver figura 52), se puede observar claramente los incrementos de producción en cada uno de los pozos, siendo el mayor incremento en el pozo EDYJ-071, seguido por EDYG-170.

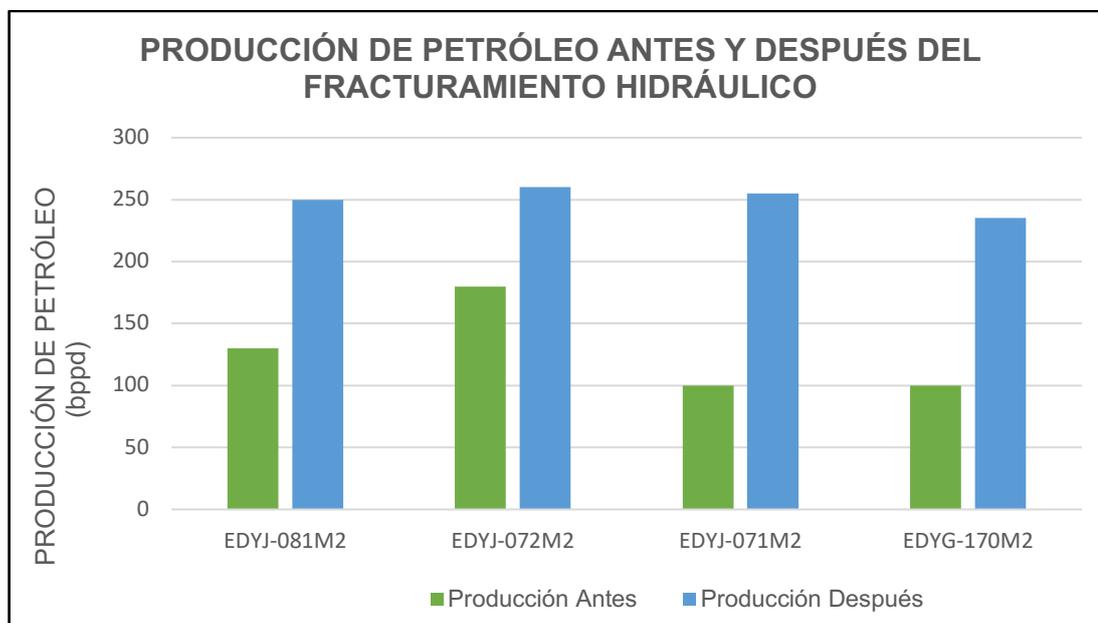


Figura 52. Comparación de la producción antes y después de los trabajos de fracturamiento hidráulico en los pozos del campo Edén Yuturi, Arenisca M-2. Elaboración propia, basado en (Petroamazonas EP)

En la tabla 16, se puede observar una comparación entre las dimensiones de las fracturas hidráulicas creadas en cada uno de los pozos EDYJ-081, EDYJ-071, EDYJ-072 y EDYG-170, donde se observa que, con los datos obtenidos, la fractura con menor altura es la del pozo EDYJ-072, cuyo incremento de producción es de 44 % y es el más bajo en comparación con los otros pozos y el pozo EDYJ-071 con la mayor altura, tienen un incremento de producción del 155%. Es decir, mientras mayor es la altura de la fractura y por tanto el contacto del yacimiento con el pozo, mayor es el incremento de producción.

Tabla 16. Dimensiones de las fracturas hidráulicas realizadas en los pozos del campo Edén Yuturi, Arenisca M-2.

Pozo	Longitud media de la fractura Pies	Altura de la fractura Pies	Ancho promedio de la fractura Pies	Presión del tratamiento psi
EDYJ-081	184.9	53.3	0.09	3 732
EDYJ-072	78.1	12.1	0.11	6 631
EDYJ-071	92.3	55.0	0.18	1 605
EDYG-170	98.2	54.1	0.14	2 455

Nota. Elaboración propia, basado en (Schlumberger, 2010), (Schlumberger, 2013), (Schlumberger, 2013), (Schlumberger, 2014).

3.4.6 Costos de Aplicación

Para la realización de un trabajo de fracturamiento hidráulico, según datos de la compañía operadora para otro campo, se requiere una inversión aproximada de 126,674.27 de acuerdo a una propuesta de 2013 realizada por una compañía de servicios petroleros a la operadora, donde se incluye mano de obra, renta de equipos, químicos, entre otros de acuerdo al detalle de la tabla 17.

Tabla 17. Costos estimados para realizar un trabajo de fracturamiento hidráulico en un pozo petrolero.

Descripción	Unidad	Cantidad	Precio unitario	Precio Total
Movilización de los equipos	Km	70	11.36	795.20
Equipo de Bombeo		2 000	9.96	19 920
Tanques	Día	3	199.28	597.84
Almacenamiento de arena		1	1 370.03	1 370.03
Laboratorio para pruebas	Día	1	1 370.03	1 370.03
Monitoreo y evaluación		1	8 469.26	8 469.26
Personal Supervisor	Hora	5	105.29	526.45
Personal Técnico	Hora	5	84.23	421.15
Grúa	Día	3	1 370.03	4 110.09
Mezcladora		1	1 868.22	1 868.22
Apuntalante	lb	15 100	1.45	21 895.00
Tratamiento	lb	11 000	0.84	9 240.00
Químico preflujo	gl	2 100	23.53	49 413.00
Químico flujo	gl	11 130	0.60	6 678.00
Total:				126 674.27*

Nota. Elaboración propia, basado en (Schlumberger, 2013).

*Estos valores son referenciales y son tomados de una propuesta de 2013.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

En el trabajo de fracturamiento hidráulico realizado en el pozo Edén Yuturi-J81, se pudo observar la creación de una zona conductiva con una mejor permeabilidad debido principalmente a que se incrementó el flujo de petróleo desde el yacimiento al pozo.

Con el bombeo del preflujo hacia la formación se pudo estabilizar las arcillas y evitar la migración de finos en el yacimiento productor, debido a que la arenisca M-2 tiene caolinita y glauconita.

Para escoger los fluidos a inyectar, así como el apuntalante se debió tomar en cuenta características del yacimiento como la temperatura, compatibilidad con el fluido de la formación, los esfuerzos aplicados sobre la roca reservorio, contacto de agua-petróleo y la presencia de sellos de lutita que contendrá la fractura.

A través de la utilización de un software y con los datos del yacimiento productor M-2 del pozo EDYJ-081, se obtuvo que la fractura a ser obtenida sería de una longitud media apuntalada de 180.4 pies, con una altura de 69 pies y un ancho de aproximadamente 0.149 pulgadas; lo cual fue corregido durante el trabajo, a una longitud media apuntalada de 146.7 pies, con una altura de 53.6 pies y un ancho de fractura de aproximadamente 0.101 pulgadas. Al final del trabajo la fractura creada fue de una longitud media apuntalada de 184.9 pies, con una altura de 53.3 pies y un ancho de fractura de aproximadamente 0.089 pulgadas. Lo cual corresponde a una aproximación bastante cercana entre el software y la fractura creada.

Todos los trabajos de fracturamiento hidráulico como en el pozo Edén Yuturi-J81, inician con la inyección de un preflujo que en este caso fue un fluido denominado one-step para evitar la migración de finos y el control de las arcillas, seguido de un 'pad' que en este caso fue el fluido de fractura YF130.1 HTD sin apuntalante y luego un pequeño volumen apuntalante en suspensión en el fluido YF130.1 HTD, con el cual se realizó el Datafrac para calibrar los parámetros de la fractura con datos reales de campo y obtener un nuevo esquema de bombeo. Luego se bombea el 'slurry' que corresponde al fluido de fractura en diferentes etapas con varias concentraciones de apuntalante y de la fibra que evita el reflujo de apuntalante, de acuerdo con el programa calibrado con el DataFrac. Por último, se bombea fluido 'displacement' a fin de que la mezcla de fluido de fractura y apuntalante ingrese a la formación.

El campo Edén Yuturi, produce petróleo de cinco yacimientos pertenecientes a la formación Napo que son las areniscas M-1, M-2, U Superior, U Inferior y T; cuyas características petrofísicas en cuanto a porosidad y permeabilidad son de muy buenas a excelentes a excepción del yacimiento M-2 que tiene valores de porosidad baja y de permeabilidad buena que son los más bajos.

En el campo Edén Yuturi, a julio de 2019, la arenisca M-2 es la menor desarrollada debido a que tiene un acumulado de apenas 6 millones de barriles de petróleo con un factor de recobro de 6 %, en comparación con los otros yacimiento que tienen factores de recobro y acumulados mayores como son la arenisca U Superior con aproximadamente 104 millones de barriles de petróleo, y un factor de recobro del 38 %, U Inferior con un acumulado de más de 60 millones de barriles de petróleo y un factor de recobro de 23 %, M-1 con una producción cerca de 53 millones de barriles con un factor de recobro de 23 % y T con un acumulado de 50 millones de barriles y factor de recobro del 18 %.

La arenisca M-2, se encuentra limitada al este de la Cuenca Oriente, en las áreas de Vinita, Mariann, Pañacocha, Edén Yuturi, Apaika Nenke y Záparo con espesores de más de 25 pies en su depocentro. Es una secuencia arenosa glauconítica con propiedades marinas y espesores que disminuyen hacia la zona subandina hasta desaparecer por completo al oeste de la Cuenca, donde aparece la caliza M-2 e incrementan los espesores de la lutita M-1 que se encuentra depositada por encima. Pertenece al ciclo sedimentario IV que va desde el Turoniano al Campaniano Temprano.

En el campo Edén Yuturi, la arenisca M-2 se presenta en cuerpos discontinuos lateralmente, con un espesor neto de arena variable de entre 8 pies y 20 pies con una tendencia a incrementar de sureste a noreste, tiene intercalaciones de lutitas y las areniscas son laminadas de baja porosidad por la presencia glauconita. La porosidad promedio de este yacimiento es de 14.8 % con una permeabilidad inferida desde los registros eléctricos de porosidad de 100 mD a 400 mD, correspondiente a una arenisca de baja porosidad y buena permeabilidad con una gran heterogeneidad vertical. Por lo cual, para una mejor producción de petróleo se debe tener una buena conexión entre las zonas de buenas características petrofísicas que es lograda con la aplicación del fracturamiento hidráulico.

Las últimas pruebas de producción de los pozos del campo Edén Yuturi en la arenisca M-2, reflejan que se trata de un crudo pesado compuesto en su mayoría por hidrocarburos saturados con un ambiente depositacional marino debido a que la salinidad del agua de formación varía entre los 10 000 y 51 000 ppm con un crudo de 14° a 19.5°. La presión de burbuja se encuentra por debajo de los 661 psi y la presión del yacimiento varía entre 2 500 psi y 3 000 psi.

La base fundamental para la realización de este estudio, fue la información de producción obtenida antes y después de aplicada la técnica del fracturamiento hidráulico en los pozos Edén Yuturi-J81, Edén Yuturi-J72, Edén Yuturi-J71, y Edén Yuturi-G170 donde se tiene esta información, que es directamente medida y permite observar los resultados obtenidos en la Arenisca M-2 del campo Edén Yuturi.

En el pozo Edén Yuturi – J81, durante su perforación, se observó que M-2 se presentaba como una arenisca intercalada por lutita con un grano fino a medio con un matriz de caolinita cemento calcáreo, pobre porosidad con inclusiones de glauconita y presencia de hidrocarburos del 10 % al 20 %, que es confirmada con los registros eléctricos de resistividad y más tarde, con el registro de saturación a hoyo entubado, pero en zonas laminadas sin una continuidad vertical, las mismas que con el fracturamiento hidráulico son interconectadas para mejorar la producción de petróleo, además de que al existir capas impermeables en el tope y base de la formación se tiene un control del crecimiento de la fractura hidráulica. Con el fracturamiento hidráulico en este pozo se incrementó la producción de petróleo en un 92 % desde 130 bppd a 250 bppd.

Durante la perforación del pozo Edén Yuturi – J71, en el control geológico, observaron que M-2 se trataba de una arenisca de grano fino a medio, cuarzosa con matriz kaolínica, cemento calcáreo, pobre porosidad con inclusiones de glauconítica y presencia de hidrocarburos del 10 % al 20 % en las muestras además de la presencia de gas. La interpretación petrofísica del pozo indica también que existe hidrocarburos en ciertas zonas porosas y permeables, pero con intercalaciones de lutitas impermeables que separan estas zonas de petróleo; esto es corroborado con el registro de saturación corrido tiempo después a hueco entubado. Por tanto, al igual que en el pozo Edén Yuturi – J81 se hizo necesario aplicar el fracturamiento hidráulico, además de que se tiene un control del crecimiento de la fractura por las lutitas del tope y base de la formación. El incremento de producción fue de 180 bppd a 260 bppd con un daño de formación de cero.

En el pozo Edén Yuturi – J72, la arenisca M-2 en las muestras durante el control geológico, se presentó de manera similar que en los pozos Edén Yuturi – J81 y Edén Yuturi – J71; y con la aplicación del fracturamiento hidráulico se obtuvo un incremento de producción de 100 bppd a 255 bppd, además de que el daño de formación luego del tratamiento fue de -5 lo cual indica que el pozo se encuentra estimulado.

En el pozo Edén Yuturi – G170, en la interpretación petrofísica, se observó que el yacimiento M-2, es una arenisca con zonas porosas y permeables con presencia de hidrocarburos no conectadas por intercalaciones de lutitas impermeables al igual que en los otros pozos analizados. Al aplicar el fracturamiento hidráulico se mejoró la producción que se encontraba en 100 bppd a 235 bppd.

Las propiedades petrofísicas de la arenisca M-2 de moderada a bajas, su naturaleza laminada y al existir capas impermeables de lutitas tanto en la base como en el tope que permiten un control del crecimiento de la fractura hidráulica; hacen de este reservorio un buen objetivo para desarrollar el fracturamiento hidráulico y mejorar la producción de hidrocarburos.

De acuerdo a los resultados de producción obtenidos después de la fractura hidráulica en los cuatro pozos analizados EDYJ-081, EDYJ-071, EDYJ-072 y EDYG-170, se observa un incremento de producción de petróleo, desde el 92 % hasta el 155 %. Lo cual indica buenos resultados con la aplicación del fracturamiento hidráulico para la producción de la arenisca M-2.

La fractura con menor altura es la del pozo EDYJ-072, cuyo incremento de producción es de 44 % y es el más bajo y el pozo EDYJ-071 con la mayor altura, tiene el mayor incremento de producción del 155%. Por lo tanto, mientras mayor es la altura de la fractura, mayor es el incremento de producción en el caso de los cuatro pozos EDYJ-081, EDYJ-071, EDYJ-072 y EDYG-170, analizados de la arenisca M-2 del campo Edén Yuturi.

El costo de aplicación para un trabajo de fracturamiento hidráulico que incluye la mano de obra, renta de equipos, químicos es de aproximadamente 126,674.27 dólares de acuerdo a datos de la operadora.

4.2 RECOMENDACIONES

El fracturamiento hidráulico es una técnica que permite mejorar la permeabilidad del yacimiento productor a través de la creación de caminos altamente conductivos como son las fracturas, lo cual permite un mejoramiento de la producción de petróleo en areniscas como M-2 que presenta bajas propiedades petrofísicas en promedio del campo o en ciertos pozos buenas características petrofísicas intercaladas con zonas de baja porosidad y permeabilidad con una gran heterogeneidad vertical, razón por lo cual se necesita de conectividad de las buenas zonas en los pozos para lograr su producción. Por lo tanto, se debe continuar con la aplicación de esta técnica para mejorar la producción de esta arenisca que se encuentra limitada a ciertos campos al este de la Cuenca Oriente cuyo desarrollo a sido reciente.

Se debería además realizar pruebas de restauración de presión luego del fracturamiento hidráulico para observar de mejor manera los resultados y beneficios de la aplicación de esta técnica.

BIBLIOGRAFÍA

BIBLIOGRAFÍA

- Anderson, C., & Tam, J. (20 de Enero de 2014). *Thomasnet*. Recuperado el 29 de Junio de 2019, de Fracking Valves and Controls 101: <https://www.thomasnet.com/insights/fluid-gas-flow/2014/01/20/fracking-valves-and-controls-101/>
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2014). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo* (3ª edición ed.). Quito, Pichincha, Ecuador: IFEA Instituto Francés de Estudios Andinos.
- Beckwith, R. (Diciembre de 2010). Hydraulic Fracturing. The Fuss, The Facts, The Future. *JPT (Journal of Petroleum Technology)*.
- Boué, J. (1995). *La Industria Petrolera en México y Venezuela: Situación Actual y Perspectivas para el Fin De Siglo*.
- Boyd, N., Cardenas, M., & Galarraga, M. (2010). New Exploration Leads in the M1 Sandstone, Eden Yuturi Field, Ecuador . Houston , Estados Unidos: AAPG Annual Convention and Exhibition.
- Boyun, G., Xinghui, L., & Xuehao, T. (2017). *Petroleum Production Engineering* (2ª edición ed.). (K. Hammon, Ed.) Oxford, Inglaterra: Gulf Professional Publishing.
- Cedeño, J. B. (2013). Máster en Geología Ambiental y Recursos Geológicos, Especialidad en Cuencas Sedimentarias. *Aplicación de la Fractura Hidráulica en la Cuenca Oriente Ecuatoriana*. Madrid, España.
- Cerón, B., & Imbaquingo, V. (Enero de 2017). Estudio para el incremento de producción en el campo BC implementando fracturamiento hidráulico en la arena de baja permeabilidad del pozo BC 2. (E. P. Nacional, Ed.) *Revista Politécnica*, 38(2).
- Chang, Y., Lu, H., Chen, B., Qi, Y., Wang, C., Liu, X., . . . Denney, D. (Marzo de 2013). Optimizing Fracture Stimulations in Low-Permeability Oil Reservoirs in the Ordos Basin. *JPT (Journal of Petroleum Technology)*.
- Condor Tarco, J., Pinto Arteaga, G., & Achig Merino, S. (Noviembre de 2015). Identification of Enhanced Oil Recovery Potential in Ecuador. (S. o. Engineers, Ed.) Quito, Ecuador: Society of Petroleum Engineers.
- Craft, B., & Hawkins, M. (s.f.). *Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos*. (H. V. Silva, Trad.) Madrid, España: Tecnos.

- D'Huteau, E., Gillard, M., Miller, M., Alejandro, P., Johnson, J., Mark, T., . . . Willberg, D. (Marzo de 2012). Fracturamiento con canales de flujo abiertos: Una vía rápida para la producción. (Schlumberger, Ed.) *Oilfield Review*, 23(3), 4.
- Daneshy, A. (2010). Hydraulic Fracturing To Improve Production. *THEWAYAHEAD*, 6(3).
- Gonzalez, G., Bemeo, D., Alvarez, I., Lafournère, J., Henson, R., Fonseca, C., . . . Proaño, G. (18 de Noviembre de 2015). Improving Recovery from a Mature Reservoir by Understanding the Stratigraphy, Eden-Yuturi Field, Oriente Basin, Ecuador. *Presentación*. Quito, Ecuador: Society of Petroleum Engineers.
- Hafiz , M. (Diciembre de 2015). Hydraulic Fracturing Design: Best Practices for a Field Development Plan. Lisboa, Portugal: Técnico Lisboa.
- Halliburton Energy Services. (2001). *Recopilación Técnica: Ingeniería de Yacimientos*. (H. E. Services, Ed.) Venezuela: Halliburton .
- Halliburton. (2011). *Análisis de Saturación a pozo Entubado Mediante el Registro de Neutrones Pulsantes RMT Pozo: EDYJ-72*.
- Halliburton. (2013). *PROYECTO SEDIMENTOLOGICO Y ESTRATIGRAFICO PARA LOS MIEMBROS M1, M2, U SUPERIOR; U INFERIOR, T SUPERIOR Y T INFERIOR DE LA FORMACION NAPO EN LOS CAMPOS EDEN YUTURI, PAÑACOCHA, TUMALI, DUMBIQUE; CAMPO YANAHURCO, SAN ROQUE Y TANGAY*. Quito: Halliburton.
- Izurieta, A., Cuenca , D., Pozo, L., Padilla, W., & Bustos, J. (Junio de 2018). Economical Mature Field Revitalization in Low Oil Prices Environment: A Ten Thousand Incremental Oil Production Case Story in the Drago Complex Fiel, Ecuador. (S. o. Engineers, Ed.) Puerto de España, Trinidad y Tobago.
- Lopera Castro, S. (2009). *Análisis Petrofísicos Básicos y Especiales*. Medellín, Colombia: Universidad Nacional de Colombia.
- Marulanda, M., Corzo, R., Calvete, F., Calderón, Z., & Saavedra , N. (Diciembre de 2010). Refracturamiento Hidráulico: "Una Exitosa Técnica de Estimulación de Pozos". *Revista Fuentes: El Reventón Energético*, 8(2).
- Montgomery, C., & Smith, M. (Diciembre de 2010). Hydraulic Fracturing. History of an Enduring Technology. *JPT (Journal of Petroleum Technology)*.
- North, F. (1985). *Petroleum Geology*. Boston, Estados Unidos: Allen & Unwin.

- Palacios Serrano, D. (Diciembre de 2014). *Facies and Porosity Distribution by the Integration of Rockphysics Analysis and Seismic Inversion in Siliciclastic Reservoirs*. Texas, Estados Unidos: Texas A&M University.
- Perfetto, R. (2013). *Hydraulic Fracturing as a Development Strategy-Successful Case Histories from Congo Basin*. Society of Petroleum Engineers. Nigeria: Society of Petroleum Engineers.
- Petroamazonas EP. (2019). *Base de Datos de Geología*. Geología.
- Petroamazonas EP. (2019). *Base de Datos de Presiones*. Yacimientos.
- Petroamazonas EP. (s.f.). *Pruebas de Producción de los Pozos de Edén Yuturi*.
- Salazar, F., Rachid, R., Jimenez, J., Milne, A., & Syed, A. (junio de 2013). *Hydraulic Fracturing with Water-Based Fluids in Water-Sensitive Formation*. Noordwijk.
- Schlumberger Reservoir Laboratories. (2014). *Fluid Analysis Report Black Oil for Petroamazonas EP*. Schlumberger, Río de Janeiro.
- Schlumberger. (2005). *Fluid Analysis on Bottom Hole Sample Final Report Well: EY G-32*. Anaco.
- Schlumberger. (2010). *Registro Eléctrico RST & Sigma Arena M-2*.
- Schlumberger. (2010). *Reporte de Fin de Pozo Fracturamiento Hidráulico EDYJ-081 Formación M-2*. Quito.
- Schlumberger. (2011). *Case Hole Resistivity Tool & Reservoir Saturation Tool (CHFR)*.
- Schlumberger. (2011). *Fluid Analysis on Bottomhole Samples Black Oil PVT Study Report*. Houston.
- Schlumberger. (2013). *Fracturamiento Hidráulico EDYJ-071 WS-WPS. Versión #1*.
- Schlumberger. (2013). *Informe Final Fracturamiento Hidráulico WS-WPS*.
- Schlumberger. (2013). *Reporte de Fin de Pozo Fractura Hidráulica EDYJ-072 WS-WPS. Versión #1*.
- Schlumberger. (2014). *Reporte de Fin de Pozo Fractura Hidráulica EY-G170 WS-WPS. Versión #1*.

- Secretaría de Hidrocarburos. (2018). *Revista Informe Anual del Potencial Hidrocarburífero del Ecuador 2017*. Quito, Ecuador: Secretaría de Hidrocarburos.
- Sivila, F. (2015). *Petrofísica de Reservorios y Fluidos de Reservorios* (Actualización ed.).
- Smith, M., & Montgomery, C. (2015). *Hydraulic Fracturing*. Boca Raton, Florida, Estados Unidos: Taylor & Francis Group.
- Speight, J. (2016). *Handbook of Hydraulic Fracturing*. Laramy, Wyoming, Estados Unidos: Wiley.
- UAOT. (2006). *Reforma al Plan de Desarrollo del Campo Edén Yuturi*. Unidad de Administración y Operación Temporal del Bloque 15. Quito: Unidad de Administración y Operación Temporal del Bloque 15 (UAOT).
- United Nations. (2003). *Foreign Investment in Latin America and The Caribbean*. United Nations, ECLAC Unit on Investment and Corporate Strategies. New York: United Nations Publications.
- Vasconez, N., Bravo, L., Grijalva, R., Baez, R., Valdez, A., Alba, E., . . . Castillo, M. (17 de Mayo de 2017). Unlocking Reserves from a Secondary Reservoir in a Mature Field Through Integration and Engineering. *Approach: A Case Study from Oriente Basin, M-2 Reservoir, Eden-Yuturi Oilfield, Ecuador*, 1. (A. L. Region, Ed.) Bogota, Colombia: AAPG Latin America Region.
- Veatch, R., King, G., & Holditch, S. (2017). *Essentials of Hydraulic Fracturing. Vertical and Horizontal Wellbores*. Tulsa, Oklahoma, Estados Unidos: PennWell Corporation.