



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE PETRÓLEOS**

TEMA:

**“EVALUACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO
REALIZADO EN EL CAMPO EDÉN YUTURI EN EL PERÍODO 2015-
2024”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

KAREN ANTONELLA PESANTEZ CONTRERAS

TUTOR:

ING. GUTIÉRREZ HINESTROZA MARLLELIS, Ph.D

LA LIBERTAD, ECUADOR

2025

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE PETRÓLEOS**

TEMA:

**“EVALUACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO
REALIZADO EN EL CAMPO EDÉN YUTURI EN EL
PERÍODO 2015-2024”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

KAREN ANTONELLA PESANTEZ CONTRERAS

TUTOR:

ING. GUTIÉRREZ HINESTROZA MARLLELIS, Ph.D


LA LIBERTAD – ECUADOR

2025

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Ing. Carlos Portilla Lazo, MSc.
DELEGADO DE LA DIRECCIÓN DE
CARRERA



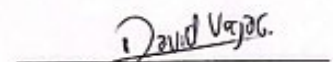
Ing. Marllelis Gutiérrez H, PhD.
DOCENTE TUTOR



Ing. Sadi Iturralde Kure, MSc.
DOCENTE ESPECIALISTA



Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc.
DOCENTE UIC



Ing. David Vega González
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

Dedico este trabajo, en primer lugar, a Dios, por guiarme en cada paso de este camino. A mis queridos padres, por brindarme todas las herramientas para seguir adelante y por su amor incondicional que nunca deja de sostenerme. A mi adorada hermana Samantha, mi mayor pilar, gracias por siempre escucharme, darme fuerza y estar a mi lado; te amo con todo mi corazón. Y con especial cariño, a mi abuelita Celina, quien, aunque la vida no permitió que estuvieras aquí para presenciar este momento, sé que desde el cielo me miras con orgullo. Vives eternamente en mi corazón.

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema elaborado “EVALUACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO REALIZADO EN EL CAMPO EDÉN YUTURI EN EL PERÍODO 2015-2024” por la estudiante Karen Antonella Pesantez Contreras, egresada de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio COMPILATIO, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 6% de la valoración permitida.

**CERTIFICADO DE ANÁLISIS**
magister

K PESANTEZ

6%
Textos sospechosos

8% Similitudes
2% similitudes entre comillas (ignorado)
0% entre las fuentes mencionadas

9% Idiomas no reconocidos (ignorado)

14% Textos potencialmente generados por IA (ignorado)

Nombre del documento: KPESANTEZ.docx ID del documento: 96893eb3b3c5eee681dc6f1183a3a141f3e37578 Tamaño del documento original: 347,78 kB	Depositante: MARLLELIS DEL VALLE GUTIERREZ HINESTROZA Fecha de depósito: 10/6/2025 Tipo de carga: interface fecha de fin de análisis: 10/6/2025	Número de palabras: 1943 Número de caracteres: 14.056
--	--	--



Firmado electrónicamente por:
**MARLLELIS DEL VALLE
GUTIERREZ HINESTROZA**

Ing. Marllelis Del Valle Gutiérrez Hinestroza, Ph.D.

C.I.: 096102768-7

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Lcda. Betty Ruth Gómez Suárez, Mgtr.
Celular: 0962183538
Correo: bettyruthgomez@educacion.gob.ec

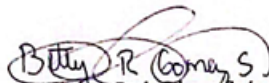
CERTIFICACIÓN GRAMATICAL Y ORTOGRÁFICA

Yo, **BETTY RUTH GÓMEZ SUÁREZ**, en mi calidad de **LICENCIADA EN CIENCIAS DE LA EDUCACIÓN Y MAGÍSTER EN DISEÑO Y EVALUACIÓN DE MODELOS EDUCATIVOS**, por medio de la presente tengo a bien indicar que he leído y corregido el Trabajo de Integración Curricular previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleo, denominado **"EVALUACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO REALIZADO EN EL CAMPO EDÉN YUTURI EN EL PERÍODO 2015-2024"**, de la estudiante: **PESANTEZ CONTRERAS KAREN ANTONELLA**.

Certifico que está redactado con el correcto manejo del lenguaje, claridad en las expresiones, coherencia en los conceptos e interpretaciones, adecuado empleo en la sinonimia. Además de haber sido escrito de acuerdo a las normas de ortografía y sintaxis vigentes.

En cuanto puedo decir en honor a la verdad y autorizo a la interesada hacer uso del presente como estime conveniente.

Santa Elena, 10 de Junio del 2025



Lcda. Betty Ruth Gómez Suárez, Mgtr.
CI: 0915036529

LICENCIADO EN CIENCIAS DE LA EDUCACIÓN
MAGÍSTER EN DISEÑO Y EVALUACIÓN DE MODELOS EDUCATIVOS
N° DE REGISTRO DE SENECYT 1050-2014-86052892

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Karen Antonella Pesantez Contreras, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“EVALUACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO REALIZADO EN EL CAMPO EDÉN YUTURI EN EL PERÍODO 2015-2024”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de mi autoría.

Por medio de la presente declaración cedo los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,



KAREN ANTONELLA PESANTEZ CONTRERAS

Autor de Tesis

C.I. 0924482524

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Marllelis Del Valle Gutiérrez Hinstroza, Ph.D.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **“EVALUACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO REALIZADO EN EL CAMPO EDÉN YUTURI EN EL PERÍODO 2015-2024”** previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por la señorita Karen Antonella Pesantez Contreras, egresada de la carrera de Ingeniería en Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.



Firmado electrónicamente por:
MARLLELIS DEL VALLE
GUTIERREZ HINESTROZA

Ing. Marllelis Del Valle Gutiérrez Hinstroza, Ph.D.

TUTOR

AGRADECIMIENTOS

Con profundo agradecimiento, dedico este trabajo, en primer lugar, a Dios, por guiarme en cada paso y permitirme alcanzar este nuevo logro.

A mis amados padres, Martha y Carlos, gracias por su apoyo incondicional, por creer en mí incluso en los momentos de duda, y por brindarme las herramientas para forjar mi camino profesional. Su amor infinito es un regalo que nunca podré retribuir, pero les dedico este logro con todo mi corazón. Los amo profundamente.

A mi querida hermana Samantha, mi confidente y mi mayor pilar, gracias por escucharme siempre, por levantarme cuando flaqueaba y por tus sabios consejos. Eres mi persona favorita en el mundo, Masandra, y este triunfo también es tuyo.

Expreso mi más sincero agradecimiento a mi tutora, la Dra. Marllelis Gutiérrez, por su paciencia, dedicación y guía ejemplar. Su compromiso y excelencia han sido una inspiración, y me siento honrada de haber contado con usted en este proceso.

Agradezco de manera especial al Ing. Wilson Padilla, por su confianza en mis capacidades y su invaluable aporte, que resultó clave para el desarrollo de este trabajo. Su apoyo marcó una diferencia significativa en este capítulo de mi vida.

Mi gratitud también se extiende a la Ing. María Fernanda Pozo, por su disposición y valioso respaldo durante este proceso, y al Ing. Carlos Malavé, por su empatía y por brindarme soluciones en los momentos más críticos. Ustedes han sido pilares fundamentales en esta etapa.

A mis amigos, quienes han estado conmigo en los momentos de alegría, en los desafíos y en las pruebas más difíciles, gracias por su presencia constante. Aunque no los mencione uno por uno, sepan que cada uno ocupa un lugar especial en mi corazón.

Finalmente, agradezco profundamente a EP Petroecuador por darme la oportunidad de ser su tesista y permitirme crecer tanto personal como profesionalmente. A mi querida alma mater, la Universidad Estatal Península de Santa Elena, gracias por brindarme el espacio y las herramientas para convertirme en la profesional que siempre soñé ser.

Este paso es tan mío como de cada uno de ustedes. ¡Gracias de todo corazón!

CONTENIDO

	Pág
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	ii
DEDICATORIA	iii
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	iv
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA	v
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	vi
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR	vii
AGRADECIMIENTOS	viii
LISTA DE FIGURAS	xiv
LISTA DE TABLAS	xvi
LISTA DE ANEXOS	xvii
RESUMEN	xix
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	1
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	1
1.2 ANTEDECENTES	3
1.3 HIPÓTESIS	5
1.3.1 Objetivo general	5
1.3.2 Objetivos específicos.....	5
1.4 VARIABLES	7
1.4.1 Variables dependientes.....	7

1.4.2	Variables independientes.....	7
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO		8
2.1	GENERALIDADES DEL CAMPO EDÉN YUTURI	8
2.1.1	Reseña histórica.....	8
2.1.2	Mecanismos de producción del campo Edén Yuturi.....	9
2.1.3	Ubicación geográfica del campo Edén Yuturi.....	12
2.1.4	Geología	13
2.1.5	Columna sedimentaria	14
2.1.6	Litología	17
2.2	REGISTROS DE POZOS.....	18
2.3	CONCEPTOS FUNDAMENTALES.....	20
2.3.1	Mecánica de rocas	20
2.3.2	Constantes elásticas	23
2.3.3	Presiones de formación.....	25
2.3.4	Propiedades petrofísicas	26
2.4	FUNDAMENTOS BÁSICOS DE LOS FLUIDOS.....	29
2.4.1	Propiedades de los fluidos	29
2.5	DEFINICIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	31
2.6	HISTORIA Y EVOLUCIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	33
.		
2.6.1	Orígenes del fracturamiento hidráulico	33
2.6.2	Evolución y avances tecnológicos.....	33

2.6.3	Legislación y regulaciones	37
2.6.4	Comparación internacional y contexto global.....	38
2.6.5	Dinámica de la presión durante el proceso de fracturamiento hidráulico	39
2.6.6	Etapas del fracturamiento hidráulico.....	40
2.6.7	Razones para el uso del fracturamiento hidráulico en la estimulación de pozos	42
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA		45
3.1	TIPO DE METODOLOGÍA	45
3.2	UNIVERSO Y MUESTRA	45
3.3	MÉTODO Y TÉCNICAS DE RECOPIACIÓN DE DATOS.....	46
3.4	PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DE INFORMACIÓN	46
3.5.	FLUJO DE TRABAJO	47
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....		53
4.1.	RECOPIACIÓN DE DATOS	53
4.1.1	Esquema del pozo o sección de datos del pozo.....	53
4.1.2	Perfil direccional del pozo - survey.....	54
4.1.3	Master log.....	55
4.1.4	Registros eléctricos.....	56
4.1.5	Registro de cemento	57
4.2	BOMBEO DE PREFLUJOS ORGÁNICOS Y MINIFRAC.....	59
4.3	BOMBEO DE SISTEMA DE FRACTURAMIENTO HIDRAÚLICO ..	65
4.4	FRACTURA HIDRAÚLICA	68

4.5	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN	70
4.6	DISCUSIÓN DE RESULTADOS	72
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		73
5.1	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	73
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		75
ANEXOS		78

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación geográfica del Campo Edén Yuturi	3
Figura 2. Vista satelital de la ubicación del Campo Edén Yuturi.	13
Figura 3. Columna tectóno-estratigráfica y eventos geodinámicos que controlaron el desarrollo de la Cuenca Oriente y de sus sistemas petrolíferos.....	16
Figura 4. Esfuerzos locales y propagación de las fracturas hidráulicas.	32
Figura 5. Presiones de fracturamiento	39
Figura 6. Motivos clave para el uso del fracturamiento hidráulico.....	44
Figura 7. Flujo de trabajo	52
Figura 8. Diagrama del Pozo EDYA-059.....	53
Figura 9. Perfil Direccional del Pozo EDYA-059.....	54
Figura 10. MasterLog del Pozo EDYA-059.....	55
Figura 11. Registros eléctricos del Pozo EDYA-059.....	56
Figura 12. Registro de Calidad de Cemento del Pozo EDYA-059	58
Figura 13. Correlación Estructural del Pozo EDYA-059	59
Figura 14. Parámetros de Bombeo del Preflujo Orgánico en el Pozo EDYA-059.....	60
Figura 15. Parámetros de Bombeo del Minifrac en el Pozo EDYA-059	64

Figura 16. Parámetros de Bombeo de la Fractura Hidráulica en el Pozo EDYA-059 .. 68

Figura 17. Historial de Producción..... 71

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Mecanismos de producción Edén – Yuturi	10
Tabla 2. Tipos de esfuerzo.....	21
Tabla 3. Principales propiedades de los fluidos	30
Tabla 4. Reglamento ambiental para las operaciones hidrocarburíferas en el Ecuador	38
Tabla 5. Tipos de apuntalantes	41
Tabla 6. Intervalos de la arenisca M-2 perforados	54
Tabla 7. Registros eléctricos.....	56
Tabla 8 . Bombeo de preflujos orgánicos y minifrac	59
Tabla 9. Bombeo preflujo orgánico	60
Tabla 10. Bombeo de sistema minifrac	63
Tabla 11 . Bombeo de Sistema Fracturamiento Hidráulico.....	67
Tabla 12 . Geometría de fractura	70
Tabla 13. Conclusiones y recomendaciones.....	73

LISTA DE ANEXOS

Anexo 1. Ubicación del campo EDYA-059.....	78
Anexo 2. Ubicación del campo EDYA-111.....	78
Anexo 3. Ubicación del campo EDYA-125.....	79
Anexo 4. Esquema del pozo EDYA-059	79
Anexo 5. Esquema del pozo EDYD-067	80
Anexo 6. Esquema del pozo EDYK-111	81
Anexo 7. Esquema del pozo EDYK-125	82
Anexo 8. Esquema del pozo EDYK-144	83
Anexo 9. Registros eléctricos del pozo EDYA-059.....	84
Anexo 10. Registros eléctricos del pozo EDYD-067.....	84
Anexo 11. Registros eléctricos del pozo EDYK-111.....	85
Anexo 12. Registros eléctricos del pozo EDYK-125.....	85
Anexo 13. Registros eléctricos del pozo EDYK-144.....	86
Anexo 14. Simulaciones Fractura hidráulica del pozo EDYA-059	86
Anexo 15. Perfil de fractura hidráulica del pozo EDYA-059	87
Anexo 16. Productividad Post Fractura del pozo EDYA-059.....	88

Anexo 17. Simulaciones Fractura hidráulica del pozo EDYD-067	88
Anexo 18. Perfil de fractura hidráulica del pozo EDYD-067	89
Anexo 19. Productividad Post Fractura del pozo EDYD-067.....	90
Anexo 20. Simulaciones Fractura hidráulica del pozo EDYK-111	90
Anexo 21. Perfil de fractura hidráulica del pozo EDYK-111	91
Anexo 22. Productividad Post Fractura del pozo EDYK-111.....	92
Anexo 23. Simulaciones Fractura hidráulica del pozo EDYK-125	92
Anexo 24. Perfil de fractura hidráulica del pozo EDYK-125	93
Anexo 25. Productividad Post Fractura del pozo EDYK-125.....	94
Anexo 26. Simulaciones Fractura hidráulica del pozo EDYK-144	95
Anexo 27. Perfil de fractura hidráulica del pozo EDYK-144	95
Anexo 28. Productividad Post Fractura del pozo EDYK-144.....	96

“EVALUACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO
REALIZADO EN EL CAMPO EDÉN YUTURI EN EL PERÍODO 2015-
2024”

Autor: Pesantez Contreras Karen

Tutor: Gutiérrez Hinestroza Marllelis

RESUMEN

El objetivo principal del presente trabajo es evaluar el impacto que el fracturamiento hidráulico tuvo sobre la producción de hidrocarburos de la arenisca M-2 del campo Edén Yuturi, en el periodo comprendido entre 2015 y 2024.

Se analizó 32 pozos perforados en la unidad M-2, de los cuales siete fueron tratados con la técnica de fracturas tipo pilares. Para llevar a cabo esta investigación, nos apoyamos en registros petrofísicos, el modelado de fracturas (utilizando Fracpro y Gohfer) y crucialmente en datos operacionales de producción realizados tanto antes como después de las intervenciones.

Los resultados obtenidos fueron bastante favorables, demostrando que los pozos intervenidos mostraron un incremento promedio de 2,337 barriles por día.

Los valores destacados fueron porosidad del 14%, permeabilidad de 230 mD y la presión de yacimiento que oscilaba entre 2,600 y 2,700 psi. Además, fue claro que la propagación de las fracturas y cómo interactúan con las características propias del reservorio son factores decisivos para optimizar el proceso.

La recomendación es reforzar los análisis geomecánicos y de simulación, los cuales son factores clave para una selección más precisa de pozos candidatos, lo que derivará en una mayor eficiencia en las futuras intervenciones.

PALABRAS CLAVE: FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO/ ARENISCA M-2/
OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN/ ANÁLISIS GEOMECÁNICO/ MODELADO
DE FRACTURA.

“EVALUATION OF HYDRAULIC FRACTURING IN THE EDÉN YUTURI FIELD DURING THE PERIOD 2015-2024”

Autor: Pesantez Contreras Karen

Tutor: Gutiérrez Hinestroza Marllelis

ABSTRACT

The main objective of this study is to evaluate the impact that hydraulic fracturing had on hydrocarbon production from the M-2 sandstone in the Edén Yuturi field during the period from 2015 to 2024.

A total of 32 wells drilled in the M-2 unit were analyzed, seven of which were treated using the pillar-type fracturing technique. To carry out this research, we relied on petrophysical logs, fracture modeling (using Fracpro and Gohfer), and, crucially, operational production data recorded both before and after the interventions. The results obtained were quite favorable, showing that the treated wells experienced an average increase of 2,337 barrels per day.

Notable values included a porosity of 14%, permeability of 230 mD, and reservoir pressure ranging between 2,600 and 2,700 psi. Furthermore, it became clear that fracture propagation and its interaction with the reservoir’s intrinsic characteristics are decisive factors in optimizing the process.

It is recommended to strengthen geomechanical and simulation analyses, as these are key factors for more accurate candidate well selection, which will lead to greater efficiency in future interventions.

KEYWORDS: HYDRAULIC FRACTURING / M-2 SANDSTONE / PRODUCTION OPTIMIZATION / GEOMECHANICAL ANALYSIS / FRACTURE MODELING

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

El fracturamiento hidráulico se erige como una técnica de estimulación indispensable en la industria petrolera contemporánea, desempeñando un papel fundamental en la maximización de la extracción de hidrocarburos en formaciones caracterizadas por su baja permeabilidad. Este procedimiento, de carácter altamente técnico, consiste en la inyección de volúmenes sustanciales de fluidos –constituidos por una mezcla precisa de agua, arena y aditivos químicos– a presiones elevadas, con el propósito de inducir fracturas controladas en la matriz rocosa. Dichas fracturas, diseñadas con meticulosa precisión, generan canales de flujo que facilitan el desplazamiento de los hidrocarburos hacia la superficie, transformando pozos que, en ausencia de esta intervención, resultarían marginalmente productivos o económicamente inviables, en activos de notable rentabilidad.

En el marco de esta investigación, el Campo Edén Yuturi se posiciona como un yacimiento de trascendencia estratégica, localizado en la región oriental de la Amazonía ecuatoriana, específicamente dentro del Bloque 12. Operado bajo la égida de la empresa estatal EP Petroecuador, este campo ostenta una trayectoria operativa distinguida por hitos de relevancia, incluyendo transiciones en su gestión y la adopción de tecnologías de punta. Las propiedades geológicas que lo caracterizan, particularmente la presencia de la arenisca M-2 con niveles de porosidad y permeabilidad bien definidos, constituyen un escenario que plantea desafíos técnicos significativos y, al mismo tiempo, ofrece oportunidades únicas para la optimización de las técnicas de fracturamiento hidráulico.

El propósito central del presente estudio radica en la evaluación exhaustiva de la efectividad de los trabajos de fracturamiento hidráulico implementados en el campo durante el período comprendido entre 2015 y 2024. Esta evaluación se fundamenta en la identificación y análisis riguroso de los factores críticos que determinan la conectividad del yacimiento y la productividad de los pozos. Con este fin, se procederá a la recopilación sistemática y al análisis detallado de datos históricos operativos y registros petrofísicos, proporcionados por EP Petroecuador, complementados por simulaciones avanzadas ejecutadas mediante herramientas especializadas de reconocida validez, tales como FracPro y Gohfer. Asimismo, se llevará a cabo el modelado de la geometría de las fracturas inducidas, permitiendo una evaluación comparativa del impacto de las intervenciones en los pozos tratados frente a aquellos que no han sido sometidos a dicho proceso. Los resultados derivados de este análisis serán validados mediante su contrastación con estudios de caso previos y literatura técnica especializada, culminando en la formulación de recomendaciones precisas y fundamentadas, orientadas a optimizar las intervenciones futuras en el campo.

Esta tesis plantea integrar de manera coherente y estructurada los aspectos técnicos inherentes al proceso de fracturamiento hidráulico con el contexto operativo y geológico específico del Campo Edén Yuturi. Así, se establece un marco analítico sólido que no solo refleja la complejidad del tema, sino que también subraya la importancia estratégica de los hallazgos esperados para el avance de las prácticas en la industria petrolera.



Figura 1. Ubicación geográfica del Campo Edén Yuturi

Fuente: (Ministerio de Energía y Minas , 2022)

1.2 ANTEDECENTES

(Aly Rasyid et al., 2022) en su libro mencionan que “El fracturamiento hidráulico se ha convertido en una alternativa preferida frente a otros métodos de estimulación de pozos, como los tratamientos ácidos y los métodos mecánicos, debido a su capacidad para generar fracturas profundas y extensas que mejoran significativamente el flujo de hidrocarburos.” Los autores resaltan la efectividad de esta técnica en comparación con métodos tradicionales, subrayando su capacidad para maximizar la producción, argumentan que “el fracturamiento hidráulico se ha consolidado como la técnica preferida para la estimulación de pozos debido a su capacidad para generar fracturas profundas y extensas, mejorando significativamente el flujo de hidrocarburos.” Este hallazgo es fundamental para nuestra investigación, ya que justifica la elección del fracturamiento hidráulico como método principal en el campo Edén Yuturi. Además, proporciona un marco teórico actualizado para evaluar la efectividad de la técnica en términos de incremento de la producción, un aspecto central en el análisis del período 2015-2024.

(Izurieta et al., 2018) analizaron un caso en el campo Drago Complex, donde estrategias de revitalización como la optimización de sistemas de levantamiento artificial y la

completación de pozos aumentaron la producción en 10,000 barriles de petróleo. Los autores señalan que “estas intervenciones son esenciales para maximizar la recuperación en campos maduros.” Aunque este estudio no se enfoca directamente en el fracturamiento hidráulico, su aporte radica en contextualizar la necesidad de técnicas de estimulación en yacimientos similares a Edén Yuturi. Esto permite comparar la efectividad del fracturamiento hidráulico con otras estrategias, enriqueciendo el análisis de su implementación en el área de estudio.

(King, 2012) destacó que “el fracturamiento hidráulico optimiza la producción de hidrocarburos y reduce los costos operativos a largo plazo al mejorar la recuperación y minimizar la perforación de nuevos pozos.” Este antecedente es clave para nuestra tesis, ya que ofrece un marco para evaluar los beneficios económicos y operativos del fracturamiento hidráulico en Edén Yuturi. En particular, permite analizar si el incremento en la producción observado entre 2015 y 2024 compensa los costos asociados, un punto crítico para entender su impacto en la gestión del yacimiento.

En un influyente trabajo, (Montgomery & Smith, 2010) afirmaron que “el fracturamiento hidráulico ha transformado la industria al permitir el acceso a reservas antes inaccesibles, aumentando la productividad de los pozos mediante el incremento de la permeabilidad.” Este estudio proporciona un contexto histórico y técnico esencial, situando nuestra investigación dentro de la evolución del fracturamiento hidráulico. Su relevancia para Edén Yuturi radica en establecer una base para esperar mejoras en la productividad de los pozos, alineándose con los objetivos de evaluar los resultados obtenidos en el período estudiado.

1.3 HIPÓTESIS

Se plantea que el fracturamiento hidráulico realizado en el campo Edén Yuturi puede mejorar la producción de petróleo debido a la presencia de formaciones de baja permeabilidad, comportamiento declinante de la producción y posibles zonas afectadas por daño de formación. La evaluación técnica mediante análisis de producción, modelado del fracturamiento y simulaciones de yacimiento permitirá determinar la efectividad de esta técnica.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo general

Evaluar los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en campo Edén Yuturi en el período 2015 – 2024.

1.4.2 Objetivos específicos

- Caracterizar el efecto del fracturamiento hidráulico en la tasa de producción de pozos existentes.
- Determinar el daño potencial a la formación mediante pruebas de restauración de presión antes y después de la aplicación del fracturamiento hidráulico.
- Seleccionar pozos con características geológicas y de producción que los definan como candidatos idóneos para la fractura hidráulica.

- Modelar el fracturamiento hidráulico para los nuevos pozos candidatos utilizando Gohfer, que nos permita la predicción de la geometría y la optimización de las operaciones.
- Evaluar la optimización de las operaciones de estimulación determinando así la efectividad del tratamiento.

1.5 ALCANCE

El alcance de esta investigación se centra en evaluar el fracturamiento hidráulico en el campo Edén Yuturi desde 2015 hasta 2024, recopilando y analizando datos operativos y de producción para optimizar las prácticas futuras

La investigación recopilará datos operativos y de producción de los pozos sometidos a fracturamiento hidráulico, incluyendo parámetros como tipo de fluido, cantidad de propante, presión y tiempo de inyección, así como datos petrofísicos del yacimiento (porosidad, permeabilidad, tipo de roca) y datos de producción antes y después del fracturamiento. El análisis detallado del desempeño operativo se realizará mediante la comparación de tasas de producción, el cálculo de la eficiencia de la fractura basada en la geometría modelada y la evaluación de la efectividad en términos de producción de hidrocarburos, utilizando herramientas como OFM, Fracpro, Gohfer y Microsoft Excel. Se identificarán factores críticos, como características geológicas, parámetros operativos y factores ambientales, que han influido positiva o negativamente en las operaciones.

Los resultados se compararán con los objetivos específicos, como aumentar la tasa de producción, minimizar el daño a la formación, seleccionar pozos candidatos adecuados, modelar fracturas con precisión y asegurar rentabilidad económica, para determinar el cumplimiento y áreas de mejora. Las recomendaciones se formularán sintetizando los

hallazgos, identificando prácticas exitosas, ajustando parámetros de fracturamiento, minimizando el impacto ambiental y consultando literatura especializada y expertos en la industria para garantizar su aplicabilidad.

Esta investigación contribuirá a la industria proporcionando insights valiosos para la selección de pozos candidatos, la optimización de parámetros de fracturamiento y la gestión de impactos ambientales, siendo útil para campos similares en la región, especialmente en la Amazonía ecuatoriana.

1.6 VARIABLES

1.6.1 Variables dependientes

- Optimización de la tasa de producción de los pozos en el campo Edén Yuturi tras la aplicación del fracturamiento hidráulico.

1.6.2 Variables independientes

- Aplicación del fracturamiento hidráulico en los pozos del campo Edén Yuturi.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO EDÉN YUTURI

2.1.1 Reseña histórica

El campo Edén Yuturi está ubicado en la región oriental de la Amazonía ecuatoriana, específicamente en el Bloque 12, antes denominado Bloque 15, que actualmente es operado por EP PETROECUADOR, tras su fusión con EP PETROAMAZONAS. El área está ubicada al sureste de La Joya de los Sachas, en la provincia de Sucumbíos, y al noreste de Sushufindi, en la provincia de Francisco de Orellana.

El Bloque 12, que abarca aproximadamente 200.000 hectáreas, fue adjudicado inicialmente a Occidental Exploration and Production (OXY) en virtud de un contrato de servicios firmado en enero de 1985. En mayo de 1999, el contrato se convirtió en un contrato de participación. La producción comenzó en 1993, y el yacimiento Edén Yuturi empezó a producir a finales de 2002 con los pozos Edén Yuturi-05 y Edén Yuturi-06.

Bajo la gestión de Occidental Petroleum, el yacimiento alcanzó su pico de producción en agosto de 2004, con una producción de unos 80.000 barriles diarios. En 2006, la gestión del campo fue transferida a EP PETROAMAZONAS. En 2013, EP PETROAMAZONAS realizó un estudio exhaustivo del Bloque 12, centrándose en la sedimentología y estratigrafía de la Formación Napo, que incluye las formaciones M1, M2, U Superior, U Inferior, T Superior y T Inferior posteriormente se firmó en octubre de 2014 un contrato de servicios por 15 años con Kamana Services S.A. con el objetivo de aumentar la producción mediante la optimización y la perforación de nuevos pozos. Kamana Services

S.A. comenzó sus actividades en diciembre de 2014, que incluyen trabajos de perforación y remediación.

En 2015, Schlumberger Geosolutions, a través de WesternGeco S.A., recibió el encargo de procesar el estudio sísmico 3D del yacimiento utilizando el algoritmo Kirchhoff. Este procesamiento permitió crear un modelo detallado de las velocidades intersticiales, mejorando así la calidad de la imagen y la caracterización del yacimiento.

2.1.2 Mecanismos de producción del campo Edén Yuturi

El campo Edén Yuturi enfrenta desafíos significativos en la extracción de hidrocarburos debido a las complejas características geológicas y las condiciones particulares de sus reservorios. Estos reservorios presentan variaciones tanto en su permeabilidad como en la distribución del crudo, lo que hace que la recuperación de petróleo sea más difícil. A medida que avanza la extracción, la presión del reservorio tiende a disminuir, lo que puede generar una caída en los niveles de producción si no se emplean métodos adecuados para mantener la presión interna. Para mitigar estos efectos y asegurar una producción sostenible, es fundamental aplicar distintos mecanismos de recuperación que no solo busquen aumentar la eficiencia de la extracción, sino también contrarrestar la disminución de la presión y asegurar una recuperación más completa del hidrocarburo remanente.

Estos mecanismos de producción están diseñados para adaptarse a las diversas condiciones del yacimiento, teniendo en cuenta factores como la viscosidad del crudo, la relación entre gas y petróleo, y la naturaleza geológica de las formaciones. Entre las

técnicas más utilizadas en el campo Edén Yuturi se encuentran la inyección de fluidos y el aprovechamiento de los gases disueltos en el crudo, que ayudan a mantener la presión del reservorio y facilitan la movilización del petróleo hacia los pozos. Si bien estas prácticas han demostrado ser efectivas para mejorar la producción, también implican ciertos retos, como la gestión de los fluidos inyectados o el riesgo de fracturaciones no deseadas. A pesar de estos inconvenientes, la correcta aplicación de estas técnicas puede optimizar los costos operativos y extender la vida útil del reservorio.

En el siguiente apartado, se presenta una tabla detallada que resume los principales mecanismos de producción utilizados en el campo Edén Yuturi. Esta tabla incluye una breve descripción de cada técnica, así como las ventajas y posibles desventajas asociadas, y el ámbito de aplicación específico en el campo. El propósito de este análisis es proporcionar una visión integral de las estrategias adoptadas para mejorar la recuperación de petróleo en el yacimiento, destacando la importancia de seleccionar los métodos más adecuados según las condiciones particulares de cada reservorio. De este modo, se busca ofrecer una comprensión más profunda de cómo se gestionan los procesos de producción en el campo Edén Yuturi, con el fin de alcanzar una explotación más eficiente y sostenible.

Tabla 1. Mecanismos de producción Edén – Yuturi

Fuente: (Pesantez, 2025)

Reservorio	Mecanismo de Producción	Descripción Simplificada	Principales Ventajas	Posibles Inconvenientes	Ámbito de Aplicación
M-1	Desplazamiento lateral por agua	Consiste en la inyección de agua u otros fluidos para elevar la	Mejora la recuperación de hidrocarburos	Costes elevados y posibles complicaciones con la gestión del agua.	Reservorios con presión inicial alta y baja permeabilidad.

		presión lateral, facilitando la extracción de petróleo.	y estabiliza la presión.		
M-2	Gas disuelto	Se basa en la liberación del gas que está disuelto en el crudo a medida que la presión disminuye, impulsando el petróleo hacia el pozo.	Aprovecha el gas disuelto para mejorar la extracción y puede reducir costos.	La producción puede disminuir a medida que el gas se libera.	Reservorios donde el gas disuelto es significativo en el petróleo.
U SUPERIOR	Desplazamiento lateral por fluidos	Emplea la inyección de fluidos para mantener la presión en la parte superior del reservorio, similar al M-1.	Incrementa la eficiencia en la zona superior del reservorio.	Puede ser costoso y tener efectos adversos en el medio ambiente si no se maneja adecuadamente.	Reservorios con áreas superiores menos productivas.
U INFERIOR	Desplazamiento de fondo	Utiliza la inyección de fluidos en la base del reservorio para mantener la presión y mejorar la extracción de crudo.	Optimiza la producción en las zonas inferiores del reservorio.	Puede presentar problemas relacionados con la inyección y manejo de fluidos.	Reservorios con un fuerte gradiente de presión hacia la base.
T	Desplazamiento de fondo	Se enfoca en inyectar fluidos en la base del reservorio para conservar la presión.	Mantiene la presión del fondo, optimizando la producción.	Operaciones costosas y riesgo de fracturación no controlada.	Reservorios profundos con alta acumulación de crudo en la base.

2.1.3 Ubicación geográfica del campo Edén Yuturi

El campo Edén-Yuturi está ubicado en las provincias de Sucumbíos y Francisco de Orellana, a unos 75 kilómetros al sureste del campo Shushufindi y a unos 30 kilómetros al sur del campo Pañacocha. Las principales vías de acceso a la zona son la carretera Shushufindi- Limoncocha- Pompeya y el servicio fluvial del Río Napa.

Las coordenadas geográficas del campo son las siguientes:

- Latitud: 0° 16' 32" N.

- Longitud: 76° 04' 47" Longitud Oeste.

El bloque está dividido en dos grandes áreas operativas: el CPF (campo ILYP) y el EPF (campo Edén-Yuturi).

El área CPF, también conocida como Instalaciones Centrales de Producción o ILYP, incluye los siguientes complejos:

- Complejo Indillana (Área I): incluye los campos Indillana, Itaya, Laguna, Concordia, Napo y Jivino.
- Complejo Limoncocha (zona L): denominado así por el campo del mismo nombre.
- Complejo Yanaquincha (zona Y): dividido en Yanaquincha Oeste, donde se encuentra el complejo Paka, y Yanaquincha Este, donde se encuentran los campos Aguajal y Chorrera.

La zona EPF (Edén-Yuturi Production Facilities) está constituida exclusivamente por el yacimiento Edén-Yuturi.

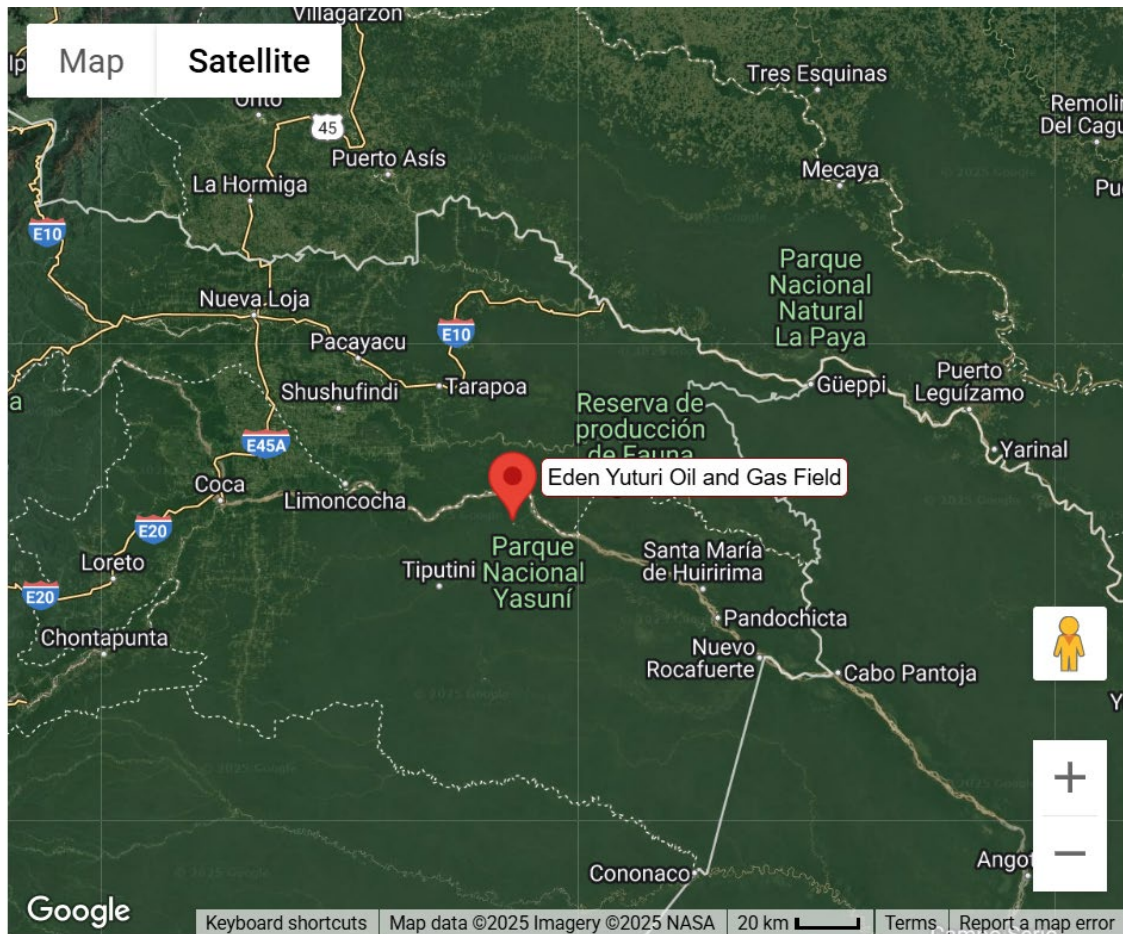


Figura 2. Vista satelital de la ubicación del Campo Edén Yuturi.

Fuente: (Global Energy Monitor, 2025)

2.1.4 Geología

La Cuenca Oriente de Ecuador, situada al este de los Andes, forma parte de una amplia provincia geológica que abarca desde Venezuela hasta Bolivia. La evolución tectónica de esta cuenca está fuertemente influenciada por la subducción de la placa de Nazca y el levantamiento de la placa Sudamericana. La cuenca se divide en dos zonas principales: la zona subandina, que incluye áreas como el Alto Napo, la Depresión del Pastaza y el Alto Cúcuta; y la zona extensional, que se caracteriza por llanuras fluviales amplias (Baby, 2004)

La cuenca pertenece a una serie de cuencas sedimentarias que incluyen la cuenca Putumayo en Colombia y la cuenca Marañón en Perú, todas con alto potencial de hidrocarburos. Las arenas presentes en los yacimientos de la cuenca muestran una influencia marina, lo que indica que el borde de la plataforma no ha sido afectado por cambios significativos en el nivel del mar (Gaibor et al., 2008) .

2.1.5 Columna sedimentaria

La columna sedimentaria de la Cuenca Oriente, que se desarrolla sobre un basamento precámbrico, contiene sedimentos desde el Silúrico tardío hasta el Cuaternario. Algunas de las formaciones más destacadas son las siguientes:

- **Formación Santiago:** Se compone de calizas silicificadas finamente estratificadas, alternadas con areniscas calcáreas de grano fino a grueso. En la parte occidental, se observa actividad volcánica intraformacional (Romeuf et al., 1997)
- **Formación Chapiza:** Esta formación continental, conocida por sus "red beds", se divide en tres miembros: inferior, medio y superior. Incluye una combinación de lutitas y areniscas de colores gris, rosado y rojo (Gaibor et al., 2008).
- **Formación Misahuallí:** Compuesta por tobas riolíticas y basaltos verdosos interestratificados con pocos sedimentos, su litología refleja un ambiente volcánico activo (Baldock, 1985).

- **PERÍODO CRETÁCICO**

Durante el Cretácico, la Cuenca Oriente experimentó importantes cambios sedimentarios, reflejados en las siguientes formaciones:

- **Formación Hollín:** Esta formación está compuesta mayormente por areniscas gruesas blancas y porosas, con estratificación cruzada y lutitas negras carbonáceas hacia la parte superior. Se subdivide en los miembros Hollín Principal e Inferior (H. J. Tschopp (2), 1953).
- **Formación Napo:** Con espesores que varían entre los 240 y 600 metros, esta formación se caracteriza por la presencia de lutitas negras ricas en material orgánico y areniscas glauconíticas. También incluye miembros calcáreos, como la Caliza A y la Caliza M-2, que presentan fósiles abundantes, lo que indica una sedimentación marina condensada y de baja energía (Jaillard & Etienne, 1997).

- **PERÍODO CENOZOICO**

Durante el Cenozoico, la Cuenca Oriente desarrolló varias formaciones clave, entre las que destacan:

- **Formación Tiyuyacu:** Se compone de conglomerados gruesos intercalados con lutitas y limolitas de colores rojo, verde y gris. Esta formación data del Eoceno temprano (Patrice BABY Cardina BERNAL Frédéric CHRISTOPHOUL et al., 1998).

- **Formación Ortegua:** Principalmente formada por areniscas glauconíticas y lutitas grises, con presencia de nódulos de pirita, esta formación se desarrolló durante el Eoceno tardío y el Oligoceno.

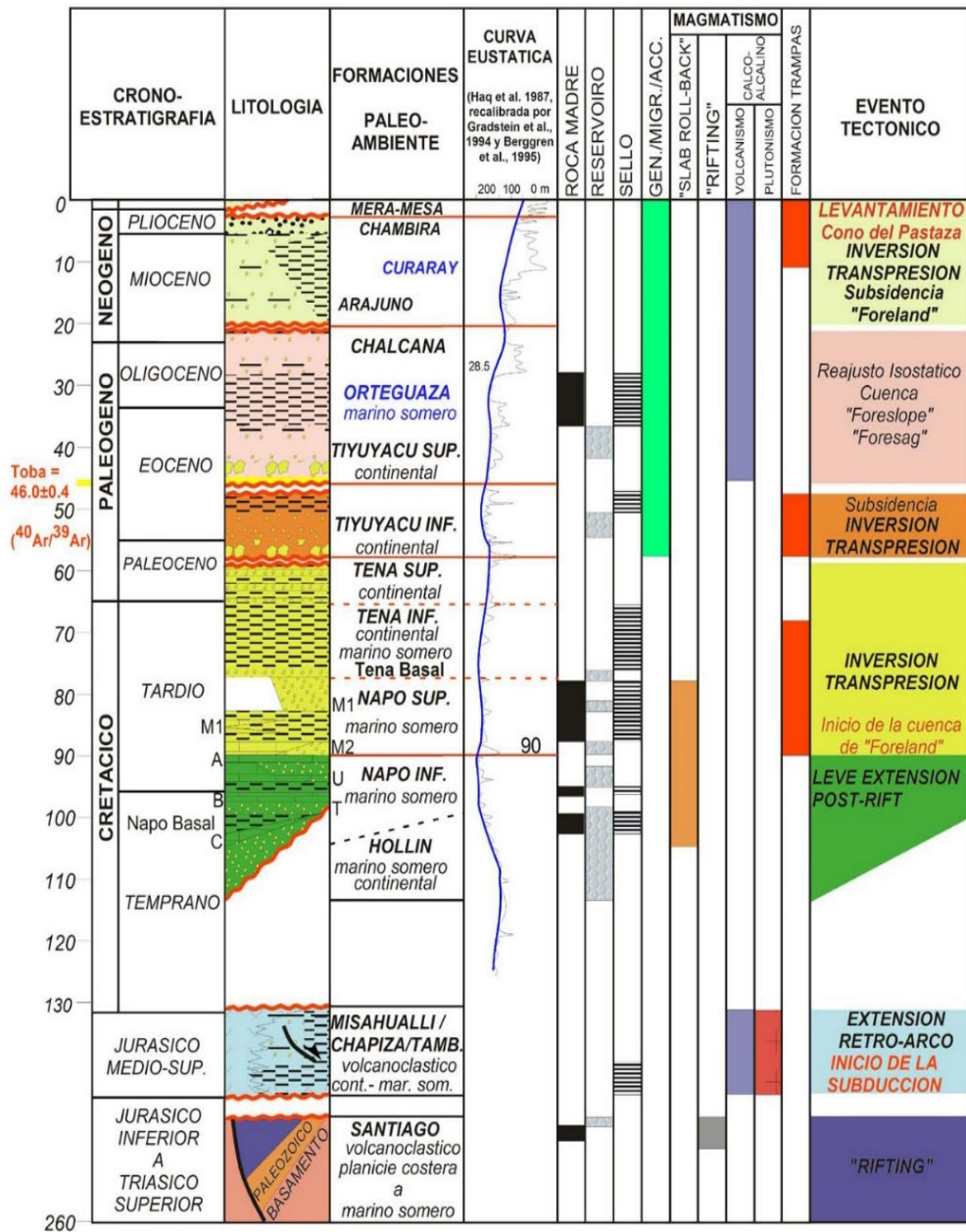


Figura 3. Columna tectono-estratigráfica y eventos geodinámicos que controlaron el desarrollo de la Cuenca Oriente y de sus sistemas petrolíferos.

Fuente: (Patrice Baby, 2004)

2.1.6 Litología

A continuación, se describen las características litológicas de las formaciones más relevantes:

- **Yacimiento M-1:** Está formado por areniscas cuarzosas con un espesor que varía de 0 a 120 pies, con grano fino a medio, gradado de manera uniforme y con cemento silíceo, además de caolinita en algunos casos. Su ambiente deposicional es deltaico en la base y mareal en la parte superior. La presión del yacimiento varía entre 2.500 y 2.650 psi, con una porosidad del 10% al 35% y una permeabilidad de 14 darcys. El POES estimado es de 238 MM BLS, con un factor de recuperación del 30,3%.
- **Yacimiento M-2:** Compuesto por areniscas cuyas propiedades petrofísicas están influenciadas por un ambiente de baja energía mareal, lo que genera la deposición de material fino, disminuyendo la porosidad y la permeabilidad. Tiene un espesor de 320 pies, con una porosidad media del 14% y una permeabilidad de 230 milidarcy. La presión del yacimiento está entre 2.600 y 2.700 psi, con un POES estimado en 39 MM BLS y un factor de recuperación del 5,1%.
- **Yacimiento "U" superior:** Compuesto por areniscas cuarzosas de grano fino y bien clasificadas, con una porosidad media del 19%, permeabilidad de 1,7 darcys y una saturación de agua del 22%. Estas arenas de origen mareal tienen un espesor de 40 pies y muestran buena continuidad lateral. La presión del yacimiento oscila entre 2.700 y 2.850 psi, con un POES estimado de 482 MM BLS y una tasa de recuperación del 24,3%.

- **Yacimiento "U" inferior:** Consiste en areniscas cuarzosas de grano medio a grueso, de mala clasificación. Su porosidad es del 18% y la permeabilidad es de 1,2 darcys. La parte inferior y media presenta areniscas estratificadas en cruz, lo que indica canales de marea, mientras que la parte superior contiene más arcilla, sugiriendo un ambiente deposicional tranquilo y somero. Este yacimiento tiene un espesor de 120 pies y una presión que varía entre 2.900 y 3.000 psi. El POES estimado es de 132 MM BLS, con un factor de recuperación del 30,3%.
- **Yacimiento "T" principal:** Formado por areniscas cuarzosas de grano medio a grueso, pobremente clasificadas, con presencia de caolinita y glauconita en la parte superior. Similar al "U" inferior, su parte inferior presenta intercalaciones de arcilla y cemento calcáreo, lo que indica un ambiente poco profundo. La porosidad media es del 21%, la permeabilidad de 1 Darcy y la saturación de agua del 29,5% en la parte somera. La presión del yacimiento varía entre 3.000 y 3.150 psi, con un POES estimado en 264 MM BLS y un factor de recuperación del 12,6%.

2.2 REGISTROS DE POZOS

Los registros de pozos (well logs) constituyen una de las herramientas fundamentales en la exploración y desarrollo de yacimientos de hidrocarburos, al proporcionar mediciones continuas de las propiedades físicas de las formaciones geológicas atravesadas por un pozo. Estas mediciones, obtenidas mediante sensores especializados que se bajan al pozo, permiten evaluar características como litología, porosidad, permeabilidad y saturación de

fluidos, esenciales para la identificación de reservorios productivos (Schlumberger, 2020).

Los registros de pozos son registros gráficos o digitales de las propiedades físicas de las rocas y fluidos subterráneos, medidos en función de la profundidad. Según Rider (2002), su propósito principal es "proveer un retrato detallado del subsuelo, permitiendo a los geólogos e ingenieros tomar decisiones informadas sobre la perforación, completación y producción de pozos". Estos datos son esenciales para correlacionar formaciones entre pozos, identificar zonas de interés económico y evaluar la integridad estructural del pozo.

En el contexto de esta tesis, los registros de pozos son relevantes porque constituyen el primer paso para entender las condiciones del reservorio antes de aplicar técnicas de estimulación como el fracturamiento hidráulico. A continuación, se describen los tipos más comunes y su utilidad:

- **Registro de Gamma Ray (GR):** Mide la radiación gamma natural emitida por elementos radiactivos (potasio, uranio y torio) en las rocas. Según Ellis y Singer (2007), "el GR es el estándar para diferenciar lutitas de areniscas, ya que las lutitas contienen mayor concentración de arcillas radiactivas". Este registro es crucial para correlaciones estratigráficas y la identificación de reservorios.
- **Registros de Porosidad:** Incluyen el registro de porosidad neutrón (basado en el contenido de hidrógeno), el de densidad (medición de la densidad de la roca) y el sónico (velocidad del sonido). Estos permiten estimar la porosidad efectiva, un parámetro clave para evaluar la capacidad de almacenamiento del reservorio (Tiab & Donaldson, 2016).

- **Registros de Resistividad:** Evalúan la capacidad de las rocas para conducir electricidad, lo que refleja la saturación de fluidos. Darling (2005) señala que "valores altos de resistividad suelen indicar hidrocarburos, mientras que valores bajos sugieren agua salina".
- **Registros de Cemento:** Estos registros, como el Cement Bond Log (CBL), miden la calidad de la adherencia del cemento al revestimiento y la formación, asegurando la integridad del pozo durante operaciones de alta presión (Schlumberger, 2020).

2.3 CONCEPTOS FUNDAMENTALES

2.3.1 Mecánica de rocas

El análisis del comportamiento mecánico y la deformación de las rocas es esencial en la ingeniería de petróleo debido a las variaciones en los campos de fuerza a las que las rocas están sometidas durante las operaciones de extracción y producción de petróleo. Comprender estos cambios es fundamental para anticipar cómo se comportarán las rocas, optimizando así los procesos de extracción y garantizando la estabilidad de las formaciones geológicas (Green, 2022)

2.3.2 Esfuerzo

Este término se refiere a la cantidad de fuerza aplicada sobre una unidad de área en un material. Es un concepto clave para entender cómo las cargas internas se distribuyen en respuesta a las fuerzas externas. En la práctica geomecánica, se considera que el esfuerzo

se distribuye uniformemente a través del material, aunque en la realidad, la anisotropía de las rocas puede causar variaciones en esta distribución (Jaeger, 2007)

$$\sigma = \frac{F}{A} \dots\dots\dots Ecuación 1$$

Siendo,

σ = esfuerzo

F = fuerza aplicada

A = área de aplicación

Tabla 2. Tipos de esfuerzo

Fuente: (Johnston, 2010)

Tipo de Esfuerzo	Descripción	Fórmula	Unidades	Ejemplo Práctico
Esfuerzo Normal	Fuerza aplicada por unidad de área perpendicular a una sección transversal de un material.	$\sigma_n = \frac{F_n}{A}$	N/m ² (Pa)	Carga en una columna vertical soportando el peso de un edificio.
Esfuerzo de Tracción	Fuerza que actúa en dirección opuesta a la sección transversal, elongando el material.	$\sigma_t = \frac{F_t}{A}$	N/m ² (Pa)	Un cable estirado en un puente colgante.
Esfuerzo de Compresión	Fuerza que actúa en la misma dirección que la sección transversal, comprimiendo el material.	$\sigma_c = \frac{F_c}{A}$	N/m ² (Pa)	Pilar de un edificio soportando el peso de las plantas superiores.
Esfuerzo Cortante	Fuerza por unidad de área que actúa paralelamente a una sección transversal, causando deslizamiento.	$\tau = \frac{F_c}{A}$	N/m ² (Pa)	Fuerza en una viga sometida a una carga transversal.

Esfuerzo de Flexión	Esfuerzo causado por una carga que induce una deformación curva, combinando tracción y compresión.	$\sigma_f = \frac{M \cdot y}{I}$	N/m ² (Pa)	Viga de un puente doblándose bajo una carga distribuida.
Esfuerzo de Torsión	Esfuerzo generado por un par de fuerzas opuestas aplicadas a lo largo de un eje, causando rotación.	$\tau_t = \frac{T \cdot r}{J}$	N/m ² (Pa)	Eje de un automóvil sometido a fuerzas de torsión al girar.
Esfuerzo Hidrostático	Esfuerzo que se ejerce uniformemente en todas las direcciones en un fluido.	$\sigma_h = P$	N/m ² (Pa)	Presión en el fondo de un lago profundo.
Esfuerzos In Situ	Esfuerzos presentes en el material o roca en su estado natural, sin intervención externa.	$\sigma_v = \sigma_h = P$	N/m ² (Pa)	Estrés en una capa de roca antes de perforar un pozo.
Esfuerzos Principales	Componentes del estado de esfuerzo que actúan a lo largo de los ejes principales, sin cortantes.	$\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$ (determinados por análisis de Mohr-Coulomb)	N/m ² (Pa)	Distribución de esfuerzos en un elemento estructural crítico.

Leyenda de Variables:

- σ_n = Esfuerzo Normal
- F_n = Fuerza Normal
- A = Área de sección transversal
- σ_t = Esfuerzo de Tracción
- F_t = Fuerza de Tracción
- σ_c = Esfuerzo de Compresión
- F_c = Fuerza de Compresión
- τ = Esfuerzo Cortante
- F_s = Fuerza Cortante

- M = Momento de Flexión
- y = Distancia desde el eje neutro
- I = Momento de Inercia
- T = Momento de Torsión
- r = Radio del eje
- J = Momento polar de inercia
- P = Presión en el fluido
- σ_h = Esfuerzo Hidrostático
- P_p = Presión de poro
- σ'_v = Esfuerzo Efectivo Vertical
- σ'_h = Esfuerzo Efectivo Horizontal

2.3.3 Constantes elásticas

Las constantes elásticas, también conocidas como módulos de elasticidad, son parámetros fundamentales que describen la respuesta de un material ante fuerzas aplicadas, permitiendo predecir su comportamiento bajo diversas condiciones de carga. Estas constantes son esenciales para la caracterización mecánica de los materiales, especialmente en el análisis de estructuras geológicas como las presentes en el campo Edén Yuturi. A continuación, se presentan las principales constantes elásticas junto con sus ecuaciones:

2.3.4 Módulo de Young (E):

El módulo de Young se define como la relación entre el esfuerzo (σ) y la deformación unitaria (ϵ) en la dirección de la fuerza aplicada. Se expresa mediante la ecuación:

$$E = \frac{\sigma}{\epsilon} = \frac{F/A}{\Delta L/L_0} \dots \dots \dots \text{Ecuación 2}$$

donde F es la fuerza aplicada, A es el área sobre la cual se aplica la fuerza, ΔL es el cambio en longitud, y L_0 es la longitud original del material.

2.3.5 Módulo de cizalladura (G):

El módulo de Cizalladura describe la relación entre el esfuerzo cortante (τ) y la deformación angular (γ). Se puede expresar como:

$$G = \frac{\tau}{\gamma} = \frac{F/A}{\Delta x/h} \dots \dots \dots \text{Ecuación 3}$$

donde F es la fuerza aplicada paralela al área A, Δx es la deformación lateral, y h es la altura del material.

2.3.6 Módulo de compresibilidad (K):

El módulo de compresibilidad está relacionado con el cambio de volumen (ΔV) en respuesta a un cambio de presión (ΔP) y se define como:

$$K = -V \frac{\Delta P}{\Delta V} \dots \dots \dots \text{Ecuación 4}$$

donde V es el volumen original del material. Este módulo es inversamente proporcional al módulo de elasticidad volumétrica.

2.3.7 Coeficiente de Poisson (ν):

El coeficiente de Poisson (ν) relaciona la deformación lateral ($\epsilon_{lateral}$) con la deformación longitudinal ($\epsilon_{longitudinal}$) bajo una carga axial:

$$\nu = \frac{\epsilon_{lateral}}{\epsilon_{longitudinal}} \dots \dots \dots \text{Ecuación 5}$$

Para muchos materiales, este coeficiente tiene un valor típico cercano a 0.3.

2.3.8 Presiones de formación

- **Presión de poro**

La presión de poro, también conocida como presión de formación, es la presión que los fluidos dentro de los poros de una roca ejercen sobre las paredes de los poros. Esta presión es crucial en la perforación de pozos, ya que influye en la estabilidad del pozo y en la prevención de problemas como el “blowout”, donde los fluidos de la formación pueden ingresar al pozo de manera descontrolada (Bourgoyne et al., 1986)

- **Presión de fractura**

La presión de fractura es el nivel de presión necesario para superar la resistencia de la formación rocosa y crear fracturas en ella. Este concepto es fundamental en las operaciones de fracturación hidráulica, que buscan mejorar la permeabilidad de la formación para facilitar la extracción de hidrocarburos. Controlar la presión de fractura

es esencial para evitar daños no deseados en la estructura del pozo y garantizar la eficacia de la estimulación (Economides, 1992).

- **Presión de sobrecarga**

La presión de sobrecarga es la presión total que soporta una formación geológica debido al peso de las rocas y fluidos que se encuentran sobre ella. Esta presión es clave para la estabilidad de las formaciones y para el diseño de perforaciones, ya que influye en la integridad estructural del pozo y en la prevención de su colapso durante las operaciones (Ershaghi, 1996)

2.3.9 Propiedades petrofísicas

- **Porosidad**

La porosidad es la medida de la capacidad de una roca para contener fluidos, expresada como la relación entre el volumen de los poros y el volumen total de la roca (Ershaghi, 1996)

Esta propiedad se clasifica en varios tipos:

2. Porosidad Primaria: Se forma durante la deposición de los sedimentos.
3. Porosidad Secundaria: Resulta de procesos diagenéticos posteriores, como disolución o fracturación.
4. Porosidad Efectiva: Considera solo los poros interconectados que contribuyen al flujo de fluidos.
5. Porosidad Total: Incluye todos los poros, interconectados o no.

La fórmula básica para calcular la porosidad (ϕ) es:

Donde:

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} \dots\dots\dots \text{Ecuación 6}$$

ϕ = Porosidad (fracción o porcentaje)

V_p = Volumen de poros

V_b = Volumen bruto de la roca

• **Permeabilidad**

La permeabilidad es una medida de la facilidad con la que un fluido puede moverse a través de la roca debido a la presencia de poros interconectados (Bourgoyne et al., 1986)

Se clasifica en:

- Permeabilidad absoluta: La permeabilidad de la roca cuando un solo fluido ocupa todos los poros.
- Permeabilidad efectiva: La permeabilidad de un fluido específico cuando más de un fluido está presente en la roca.
- Permeabilidad Relativa: Es la proporción de la permeabilidad efectiva de un fluido respecto a la permeabilidad absoluta.

La permeabilidad (k) se expresa generalmente en darcys y se calcula utilizando la ley de Darcy:

$$k = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{A \cdot \Delta P} \dots\dots\dots \text{Ecuación 7}$$

Donde:

- k = Permeabilidad (darcys)
- Q = Caudal volumétrico del fluido (cm^3/s)
- μ = Viscosidad del fluido (centipoise)
- L = Longitud de la muestra (cm)
- A = Área transversal de la muestra (cm^2)
- ΔP = Diferencia de presión (atm)

- **Saturación de fluidos**

La saturación de fluidos indica la proporción del volumen de poros en una roca que está ocupada por un determinado fluido. Se clasifica en:

- Saturación de agua (S_w): Porcentaje de poros llenos de agua.
- Saturación de petróleo (S_o): Porcentaje de poros llenos de petróleo.
- Saturación de gas (S_g): Porcentaje de poros llenos de gas.

Estas saturaciones están relacionadas mediante la siguiente fórmula:

$$S_w + S_o + S_g = 1 \dots\dots\dots \text{Ecuación 8}$$

Además, la saturación de un fluido (S_f) se puede calcular como:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \dots \dots \dots \text{Ecuación 9}$$

Donde:

- S_f = Saturación de fluido (fracción)
- V_f = Volumen del fluido en los poros
- V_p = Volumen total de poros

2.4 FUNDAMENTOS BÁSICOS DE LOS FLUIDOS

2.4.1 Propiedades de los fluidos

En la ingeniería y en el estudio de los fluidos, es fundamental conocer las características físicas de los fluidos para diseñar, analizar y mejorar los sistemas que los utilizan. Estas propiedades determinan cómo se comportan los fluidos en diferentes condiciones, lo que impacta en su rendimiento en procesos industriales y su interacción con diversos sistemas.

Propiedades como la viscosidad, la densidad y la gravedad específica son cruciales para entender la resistencia al flujo, la masa por unidad de volumen y la densidad relativa en comparación con el agua. Además, conceptos como la tensión superficial, la presión de vapor y el punto de ebullición son esenciales para comprender cómo los fluidos interactúan con su entorno y su comportamiento bajo diversas condiciones operativas.

La tabla que sigue presenta un resumen de las principales propiedades de los fluidos, detallando su definición, métodos de cálculo y su importancia en aplicaciones prácticas.

Esta información es vital para evaluar el comportamiento de los fluidos en diferentes contextos y para optimizar el diseño y la operación de sistemas que los incorporan.

Tabla 3. Principales propiedades de los fluidos
Fuente: (Mott, 2006)

Propiedad	Descripción	Cálculo / Unidades	Relevancia
Viscosidad	Mide la resistencia interna de un fluido al movimiento.	Dinámica (μ): Pa·s; Cinemática (ν): m ² /s	Determina cómo fácilmente un fluido puede moverse o ser bombeado.
Gravedad API	Indica la densidad relativa de los líquidos petroleros comparada con la del agua.	$^{\circ}\text{API} = \frac{141,5}{\text{SG}} - 131,5$	Sirve para clasificar los crudos en diferentes categorías de densidad.
Gravedad Específica (SG)	Relación entre la densidad del fluido y la densidad del agua.	$\text{SG} = \frac{\text{Densidad del fluido}}{\text{Densidad del agua}}$	Indica la densidad relativa de un fluido en comparación con el agua.
Densidad	Masa del fluido por unidad de volumen.	kg/m ³ o g/cm ³	Es crucial para cálculos relacionados con el flujo y almacenamiento de fluidos.
Tensión Superficial	Energía necesaria para aumentar la superficie de un líquido debido a las fuerzas	N/m	Afecta fenómenos como la capilaridad y la formación de gotas.

	intermoleculares.		
Presión de Vapor	Presión ejercida por el vapor en equilibrio con su fase líquida a una temperatura específica.	Pa	Afecta la volatilidad y el comportamiento de los líquidos en sistemas cerrados.
Punto de Ebullición	Temperatura en la cual la presión de vapor del líquido iguala la presión ambiental.	°C o °F	Importante para la separación de componentes y el diseño de sistemas térmicos.

2.5 DEFINICIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El fracturamiento hidráulico es una técnica de estimulación clave en la industria petrolera que ha revolucionado la extracción de hidrocarburos, especialmente en yacimientos no convencionales y de baja permeabilidad. Este proceso consiste en la inyección de grandes volúmenes de fluidos a alta presión en formaciones rocosas subterráneas, con el fin de superar los esfuerzos naturales del yacimiento y provocar la fractura del medio poroso. Estas fracturas creadas en la roca del reservorio permiten aumentar significativamente su permeabilidad, lo que facilita el flujo de petróleo y gas hacia el pozo.

El método comienza con la inyección de un fluido fracturante que, al ser presurizado dentro de la formación, genera y extiende fracturas que se propagan en el subsuelo. Estas fracturas actúan como conductos que conectan el reservorio con el pozo, lo que permite que los hidrocarburos atrapados en las formaciones rocosas, que de otro modo no podrían ser recuperados, fluyan hacia la superficie. El proceso no solo mejora la producción en

yacimientos de baja permeabilidad, sino que también permite mantener o incrementar la producción en pozos existentes.

Esta técnica ha sido crucial para explotar de manera rentable recursos que previamente se consideraban inalcanzables o no económicos, como el petróleo y el gas de formaciones no convencionales. Gracias al fracturamiento hidráulico, la industria ha podido acceder a estos recursos de manera más eficiente, lo que ha contribuido de forma significativa al suministro energético global. Además, su implementación ha sido vital para aumentar las tasas de extracción y prolongar la vida útil de muchos yacimientos, consolidando su papel como una de las herramientas más importantes en la producción moderna de hidrocarburos.

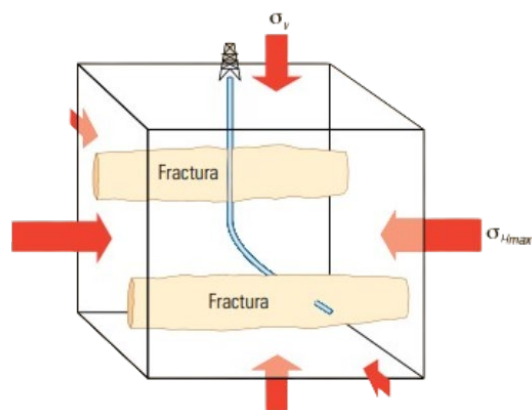


Figura 4. Esfuerzos locales y propagación de las fracturas hidráulicas.

Fuente: (Schlumberger, 2013)

2.6 HISTORIA Y EVOLUCIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

2.6.1 Orígenes del fracturamiento hidráulico

El origen del fracturamiento hidráulico se remonta al siglo XIX, cuando se comenzó a utilizar nitroglicerina para estimular pozos petroleros en estados como Pensilvania, Nueva York y Kentucky. Aunque este método era eficaz, presentaba riesgos considerables debido a la naturaleza explosiva de la sustancia. Este enfoque, conocido como "well shooting," implicaba provocar explosiones controladas para fracturar la roca del reservorio y así aumentar la producción de petróleo.

El verdadero avance en el desarrollo del fracturamiento hidráulico moderno ocurrió en 1947, cuando la compañía Stanolind Oil experimentó con fluidos no explosivos para fracturar formaciones rocosas. Este primer experimento, realizado en el campo de Hugoton en Kansas, utilizó un fluido a base de petróleo combinado con arena para mantener abiertas las fracturas, marcando el inicio de una tecnología que revolucionaría la industria petrolera mundial (Montgomery & Smith, 2010)

2.6.2 Evolución y avances tecnológicos

El fracturamiento hidráulico (fracking) ha sido una tecnología fundamental en la industria del petróleo y el gas desde mediados del siglo XX. A medida que la demanda de energía global ha crecido, la necesidad de técnicas más efectivas para extraer recursos naturales ha impulsado la evolución del fracking. Inicialmente utilizado en formaciones de baja permeabilidad, el fracking ha pasado por diversas etapas de innovación tecnológica que

han permitido no solo mejorar la eficiencia de la extracción, sino también abordar preocupaciones ambientales y operacionales.

El primer uso comercial documentado del fracking fue en 1949, en Estados Unidos. En ese entonces, las técnicas eran rudimentarias, utilizando explosivos en pozos verticales para crear fracturas que permitieran la salida de petróleo y gas. Sin embargo, en la década de 1950, comenzaron a emplearse fluidos hidráulicos a presión para generar fracturas de manera más controlada. Este método ofrecía una alternativa más segura y predecible, lo que marcó el comienzo de una nueva era en la explotación de recursos no convencionales (Montgomery & Smith, 2010)

A lo largo de los años, los avances tecnológicos han sido claves para adaptar el fracking a nuevas necesidades, desde la perforación horizontal hasta el uso de simulaciones computacionales para predecir el comportamiento de los pozos. A continuación, se detallan algunos de los hitos tecnológicos más importantes.

2.6.3 Perforación horizontal

La perforación horizontal ha sido uno de los avances más revolucionarios en la historia del fracking. Antes de su desarrollo, las operaciones de perforación se limitaban a pozos verticales que solo podían acceder a una pequeña sección de la formación rocosa que contenía petróleo o gas. Esto limitaba la productividad de los pozos y aumentaba los costos operativos. Sin embargo, en 1980, la introducción de la perforación horizontal permitió a los operadores penetrar largas extensiones de las formaciones, lo que aumentó drásticamente la cantidad de recursos que podían ser extraídos desde un solo pozo.

La perforación horizontal es especialmente eficaz en formaciones de esquisto, donde los hidrocarburos están atrapados en capas delgadas y horizontales. Este tipo de perforación

permite acceder a varias capas de la formación sin la necesidad de perforar múltiples pozos verticales. Además, la perforación horizontal maximiza la superficie de contacto entre el pozo y la roca, lo que facilita la inyección de fluidos de fracturamiento y, en consecuencia, una mayor recuperación de recursos.

Un claro ejemplo de los beneficios de la perforación horizontal se observa en la Cuenca Pérmica, en Estados Unidos, donde las operaciones de fracking con perforación horizontal han contribuido significativamente al aumento de la producción de petróleo y gas en las últimas décadas (Smith & Montgomery, 2017). Gracias a esta tecnología, áreas que antes eran consideradas poco rentables ahora son el foco de grandes inversiones energéticas.

2.6.4 Fluidos de fracturamiento

El uso de fluidos en el fracking ha evolucionado considerablemente desde sus inicios. Originalmente, los fluidos de fracturamiento consistían principalmente en agua mezclada con químicos simples para reducir la fricción y facilitar el bombeo. Sin embargo, la composición de estos fluidos ha sido objeto de una constante innovación con el objetivo de mejorar su rendimiento y reducir su impacto ambiental.

Uno de los desafíos más grandes en el desarrollo de fluidos de fracturamiento ha sido equilibrar la eficiencia operativa con la sostenibilidad. Los primeros fluidos contenían productos químicos que, aunque eficaces para mejorar la fracturación, generaban preocupación por su potencial impacto en el agua subterránea y el entorno local. En respuesta a estas preocupaciones, se han introducido fluidos más ecológicos, como aquellos basados en ingredientes biodegradables y no tóxicos. Adicionalmente, el

reciclaje del agua utilizada en el fracking se ha vuelto una práctica común, reduciendo significativamente el consumo total de agua en las operaciones (Burden et al., 2015).

Otro avance importante ha sido el desarrollo de espumas y geles como alternativas a los fluidos líquidos convencionales. Estas nuevas formulaciones permiten reducir la cantidad de agua necesaria, mientras que ofrecen una mejor transportación de los proppants hacia las fracturas. De esta manera, se optimiza el uso de recursos hídricos, una preocupación particularmente relevante en regiones con escasez de agua.

2.6.5 Optimización continua

La digitalización ha sido una de las fuerzas impulsoras detrás de los avances recientes en el fracking. Hoy en día, las empresas de energía utilizan sistemas avanzados de monitoreo y análisis de datos para supervisar en tiempo real las condiciones del pozo durante las operaciones de fracturamiento. Estos sistemas permiten medir la presión, la temperatura, el caudal y otras variables clave que afectan el éxito del fracking. El monitoreo en tiempo real proporciona a los ingenieros la capacidad de ajustar los parámetros operativos sobre la marcha, optimizando el proceso de fracturamiento para maximizar la producción y minimizar los riesgos operativos (Zoback, 2010).

El análisis de datos es igualmente crucial para mejorar la eficiencia a largo plazo. A través de la recopilación y el estudio de datos históricos, los operadores pueden identificar patrones de comportamiento de los pozos, predecir la producción futura y realizar ajustes en las técnicas de fracturamiento. Además, el uso de simulaciones computacionales en 3D ha permitido a los ingenieros modelar la propagación de fracturas en diferentes escenarios geológicos, optimizando el diseño del tratamiento de fracturamiento para cada pozo en particular.

La Cuenca Barnett Shale en Texas es uno de los ejemplos más emblemáticos de cómo el fracking ha transformado la industria energética. Durante las primeras etapas de desarrollo, los operadores enfrentaron dificultades debido a la baja permeabilidad de la formación y los altos costos asociados con las operaciones de fracking. Sin embargo, los avances en tecnologías como la perforación horizontal y el uso de propantes más avanzados permitieron desbloquear vastas reservas de gas natural en esta región.

2.6.6 Legislación y regulaciones

El fracturamiento hidráulico, una técnica de estimulación para incrementar la producción de hidrocarburos está sujeto en Ecuador a un marco legal que incluye la Ley de Hidrocarburos y su reglamento, así como normativas ambientales generales. La Ley de Hidrocarburos establece que los yacimientos de hidrocarburos son propiedad del Estado y su explotación debe ceñirse a principios de desarrollo sostenible y protección ambiental. Esto incluye actividades como la exploración, explotación y transporte, donde el fracturamiento hidráulico podría encajar bajo operaciones de estimulación.

El Reglamento de Operaciones hidrocarburíferas, detalla procedimientos para diversas actividades, aunque no menciona explícitamente "fracturamiento hidráulico", ciertos artículos son relevantes:

Artículo	Contenido Relevante	Relación con Fracturamiento Hidráulico
60	Daño a formaciones, operaciones de estimulación e inyección	Exige mejores prácticas, considerando presiones de fractura, lo que incluye técnicas como el fracturamiento hidráulico, con pruebas de presión y análisis de laboratorio para evitar daños.

68	Reinyección de agua, desechos y recortes de perforación en pozos	Establece procedimientos para reinyección, asegurando confinamiento geológico y sin impacto en pozos cercanos, relevante para manejar fluidos usados en fracturamiento.
69, 70	Recuperación secundaria y mejorada - Inyección para incrementar recuperación	Requiere estudios técnico-económicos, incluyendo análisis de compatibilidad de fluidos y simulaciones, potencialmente involucrando fracturamiento para estimular yacimientos.

Tabla 4. Reglamento ambiental para las operaciones hidrocarburíferas en el Ecuador

Fuente: (Ministerio del Ambiente, 2001)

El Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica, accesible en Ministerio del Ambiente juega un papel crucial al exigir evaluaciones de impacto ambiental (EIA) para proyectos que involucren fracturamiento hidráulico. Estas evaluaciones deben abordar impactos en recursos hídricos, biodiversidad y comunidades cercanas, alineándose con la Ley de gestión integral de recursos hídricos y su reglamento, disponible en planificación hídrica.

Un documento de 2020, "Propuesta de actualización del RAOHE incorporando tecnologías de fracturamiento hidráulico", disponible en Propuesta RAOHE, sugiere la necesidad de actualizar este reglamento para incluir tecnologías modernas como el manejo de agua y reinyección de recortes, debido a un desfase con las prácticas actuales.

2.6.7 Comparación internacional y contexto global

Para contextualizar, es útil comparar el enfoque ecuatoriano con otros países. En Estados Unidos, la Agencia de Protección Ambiental (EPA) ha establecido normativas para minimizar riesgos, incluyendo medidas para proteger fuentes de agua, gestionar residuos y reducir emisiones, con regulaciones adicionales a nivel estatal, como la divulgación de químicos usados, según impacto ambiental fracturación. En Europa, la respuesta varía:

Francia y Alemania han prohibido el fracturamiento hidráulico debido a preocupaciones ambientales, mientras que el Reino Unido permite su uso bajo estrictas condiciones, incluyendo evaluaciones exhaustivas de impacto ambiental y monitoreo continuo, según Esta comparación resalta la controversia global sobre el fracturamiento hidráulico, con debates sobre su impacto en acuíferos, consumo de agua y emisiones de gases de efecto invernadero. En Ecuador, la falta de regulaciones específicas podría reflejar un enfoque más general, pero también abre la puerta a futuras políticas inspiradas en enfoques internacionales, especialmente considerando la presión de organizaciones globales como la Agencia Internacional de Energía y el banco mundial, que promueven prácticas más seguras y sostenibles.

2.6.8 Dinámica de la presión durante el proceso de fracturamiento hidráulico

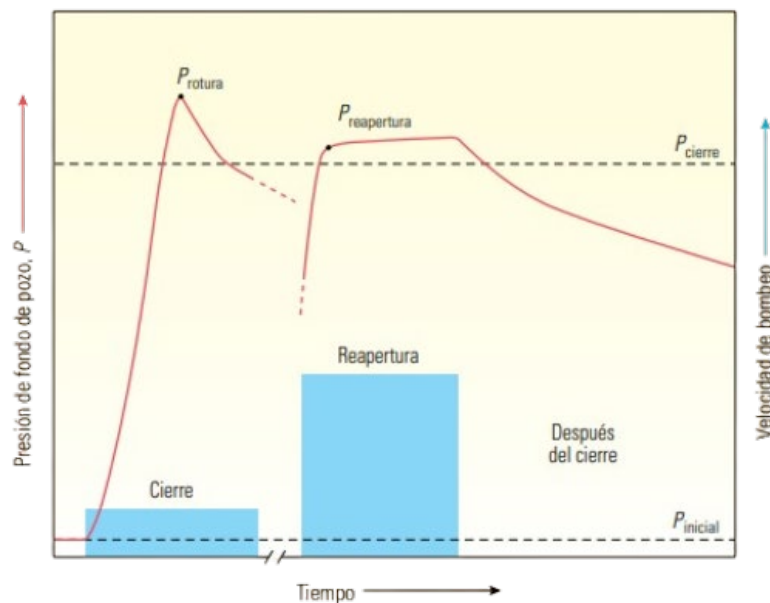


Figura 5. Presiones de fracturamiento

Fuente: (Schlumberger, 2013)

La figura 3 ilustra la relación entre la presión de fondo de pozo y el tiempo durante el proceso de fracturamiento hidráulico, destacando tres fases críticas: presión de ruptura (P_r), presión de reapertura ($P_{reapertura}$) y presión de cierre (P_{cierre}).

Inicialmente, la presión de bombeo aumenta hasta alcanzar la presión de ruptura, momento en el cual se produce la fractura inicial en la formación. Posteriormente, una vez superado este umbral, la presión disminuye mientras el fluido continúa siendo inyectado. En caso de detenerse el bombeo, la fractura tiende a cerrarse, alcanzando así la presión de cierre.

Si el bombeo se reanuda, es necesario alcanzar la presión de reapertura para volver a abrir las fracturas. Tras la reapertura, la presión comienza a disminuir de manera progresiva hasta estabilizarse.

2.6.9 Etapas del fracturamiento hidráulico

- **Etapa ácida:** La etapa ácida del fracturamiento hidráulico implica la aplicación de una mezcla de agua y ácido para limpiar el pozo de residuos de cemento y otros obstáculos. Este tratamiento con ácido, como el ácido clorhídrico, facilita la apertura de un conducto para los fluidos de fracturamiento posteriores.
- **Etapa de almohadilla:** En la etapa de almohadilla, se inyectan grandes cantidades de un fluido base agua para llenar el pozo y crear canales en la formación rocosa. Este procedimiento prepara el pozo para la colocación de materiales apuntalantes en las etapas subsiguientes.
- **Etapa de secuencia de apoyo:** Durante la etapa de secuencia de apoyo, se utilizan mezclas de agua y materiales apuntalantes, como arena o partículas cerámicas.

Estos materiales ayudan a mantener las fracturas abiertas, asegurando que permanezcan conducentes para la extracción de hidrocarburos.

- **Etapa de lavado:** La etapa de lavado consiste en la inyección de agua para eliminar el exceso de material apuntalante del pozo. Este paso final es crucial para asegurar que los fluidos se distribuyan adecuadamente en el pozo y evitar problemas de taponamiento.

Tabla 5. Tipos de apuntalantes
Fuente: (Pesantez, 2025)

Tipo de Apuntalante	Descripción	Variaciones Comunes	Aplicación	Ventajas	Desventajas
Arena	El apuntalante más utilizado por su bajo costo y amplia disponibilidad	Arena de sílice, arena de cuarzo	Ideal para formaciones con resistencia baja a media	Económico y fácilmente disponible	Menor capacidad de compresión, desgaste rápido
Materiales Cerámicos	Apuntalantes con alta resistencia a la compresión, adecuados para formaciones duras.	Esferas de alúmina, esferas de zirconia	Utilizado en formaciones resistentes y a altas presiones	Gran resistencia a la compresión	Mayor costo y menor disponibilidad
Granos Metálicos	Ofrecen alta resistencia, aunque son menos frecuentes.	Esferas de acero inoxidable, esferas de acero carbono	A menudo empleados en aplicaciones de alta resistencia	Alta durabilidad y resistencia	Peso elevado y costo mayor
Materiales Compuestos	Combinan características de varios materiales para mejorar el rendimiento.	Apuntalantes recubiertos con resinas o polímeros	Adaptado a condiciones específicas y formaciones variadas	Mejora de propiedades específicas, adaptable	Costoso y con procesos de producción más complejos

Materiales no Convencionales	Nuevas innovaciones adaptadas a condiciones extremas o especiales.	Polímeros, materiales sintéticos para condiciones extremas	Usado en entornos extremos y aplicaciones especiales	Adaptado a necesidades específicas e innovador	Costoso y disponibilidad limitada
------------------------------	--	--	--	--	-----------------------------------

2.6.10 Razones para el uso del fracturamiento hidráulico en la estimulación de pozos

El empleo del fracturamiento hidráulico como técnica de estimulación de pozos responde a una serie de fundamentos técnicos y económicos que han consolidado su relevancia en la industria de los hidrocarburos. Este procedimiento, basado en la inyección de fluidos a alta presión para inducir fracturas en las formaciones rocosas, se ha establecido como una herramienta esencial para optimizar la extracción de recursos en yacimientos de baja permeabilidad o con características geológicas complejas. A continuación, se detallan las razones principales que justifican su aplicación, abordadas desde una perspectiva científica y operativa:

- **Optimización de la conectividad entre el pozo y el yacimiento**

El fracturamiento hidráulico incrementa significativamente la permeabilidad efectiva de las formaciones rocosas circundantes al pozo mediante la generación de una red de fracturas inducidas. Este proceso facilita el establecimiento de canales de flujo que conectan el yacimiento con el sistema de producción, superando las limitaciones impuestas por la baja permeabilidad natural de ciertas rocas reservorio, como lutitas o areniscas compactas. Al mejorar la conductividad hidráulica, se optimiza el transporte de hidrocarburos hacia el pozo, lo que resulta

en un aumento de la eficiencia operativa y una reducción de las pérdidas asociadas a la resistencia al flujo en el medio poroso.

- **Incremento de la productividad y recuperación de hidrocarburos**

La creación de fracturas artificiales amplía el área de contacto entre el pozo y las zonas productivas del yacimiento, permitiendo el acceso a volúmenes de hidrocarburos que, de otro modo, permanecerían atrapados en regiones de baja conectividad o inaccesibles por métodos convencionales. Este aumento en el radio efectivo de drenaje eleva la tasa de producción inicial y, en muchos casos, extiende la vida útil del pozo al maximizar el factor de recuperación. Estudios geotécnicos han demostrado que, en yacimientos no convencionales, el fracturamiento hidráulico puede incrementar la productividad en órdenes de magnitud, dependiendo de las propiedades petrofísicas del reservorio y del diseño de la operación.

- **Estabilización estructural y mitigación de problemas operativos**

Además de sus beneficios en la producción, el fracturamiento hidráulico desempeña un papel crucial en el mantenimiento de la integridad del pozo y la gestión de problemas asociados a la formación. La técnica permite controlar la migración de partículas finas, como arenas o arcillas, hacia el interior del pozo, un fenómeno que puede obstruir los sistemas de producción y dañar los equipos de superficie y subsuelo. Al inducir fracturas controladas y, en algunos casos, emplear agentes de sostén (proppants), se refuerza la estabilidad mecánica de la formación circundante, previniendo el colapso de las paredes del pozo y asegurando un flujo continuo y sostenido de fluidos.

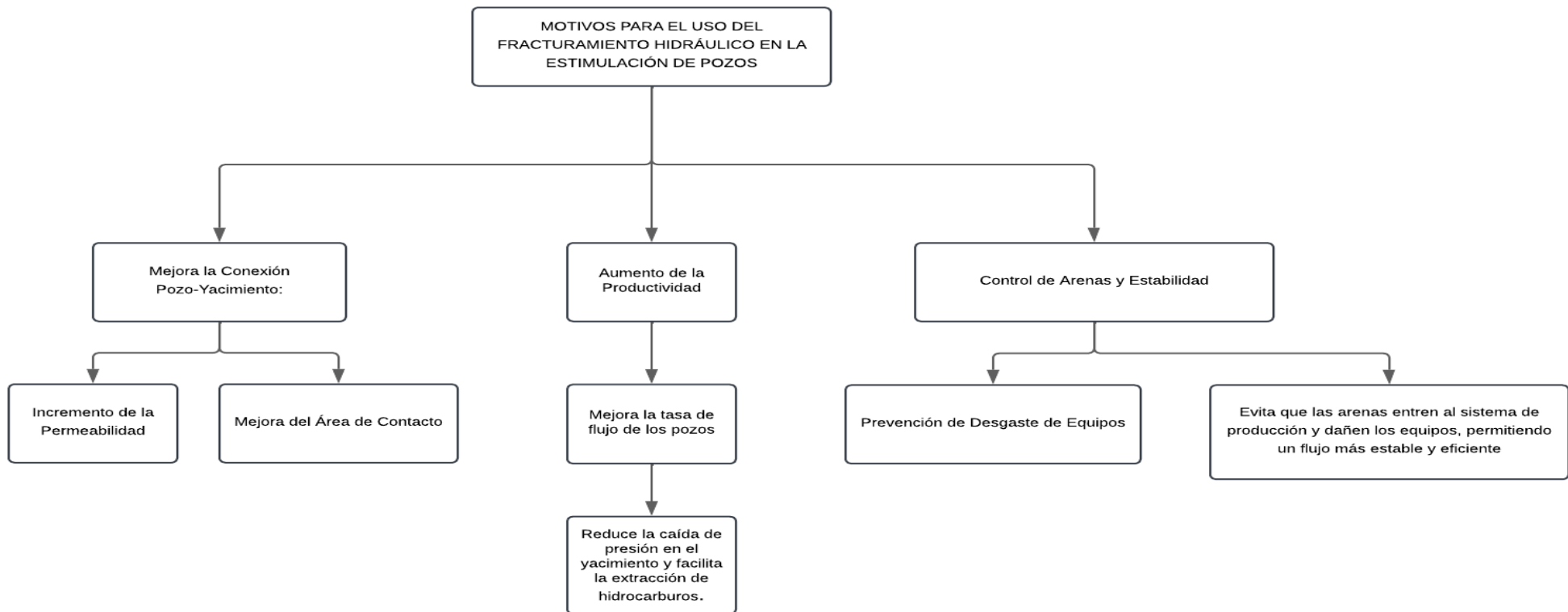


Figura 6. Motivos clave para el uso del fracturamiento hidráulico.

Fuente: (Pesantez, 2025)

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

3.1 TIPO DE METODOLOGÍA

La metodología seleccionada para este trabajo de titulación es descriptiva - experimental que permite abordar de manera detallada el proceso de fractura hidráulica llevado a cabo en el Campo Edén Yuturi durante el período que abarca entre 2015 y 2024. Por lo tanto, vale la pena mencionar que el objetivo principal de este estudio es comprender las técnicas aplicadas durante la extracción de recursos con la técnica mencionada, los resultados obtenidos y, el impacto de estas prácticas en la producción el campo. Más precisamente, la investigación recopila datos relevantes necesarios para formar una imagen clara de las prácticas mencionadas, teniendo en cuenta ciertas condiciones durante las cuales se realizó.

3.2 UNIVERSO Y MUESTRA

3.2.1 Universo

El universo está conformado por los 32 pozos perforados que contienen la arenisca M-2 en el Campo Edén Yuturi.

3.2.2 Muestra

Se cuenta con 7 pozos fracturados con la técnica de fracturas tipo pilares, que producen de la arenisca M-2 en el Campo Edén Yuturi.

3.3 MÉTODO Y TÉCNICAS DE RECOPIACIÓN DE DATOS

Los datos fundamentales para el desarrollo de este trabajo fueron proporcionados por EP Petroecuador, la cual facilitó una variedad de documentos digitales provenientes de aplicaciones como: OFM, Fracpro y Gohfer. Estos archivos incluyen información detallada sobre el historial operativo de los pozos, análisis petrofísicos para la caracterización de los yacimientos, resultados de pruebas de restauración de presión, informes técnicos sobre las operaciones de fracturamiento hidráulico, así como registros históricos de producción. Además, estos datos han sido esenciales para evaluar el comportamiento productivo de los pozos y realizar un análisis integral del rendimiento de las intervenciones aplicadas.

3.4 PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DE INFORMACIÓN

La recopilación y análisis de datos para evaluar el fracturamiento hidráulico en la arenisca M-2 del campo Edén Yuturi (2015-2024) se realizó utilizando herramientas especializadas proporcionadas por EP Petroecuador: OFM, Fracpro, Gohfer, y Microsoft Excel. Los datos, entregados en formatos .pdf y .xls, incluyeron registros petrofísicos, históricos de producción, parámetros operativos, y pruebas de presión, lo que facilitó su organización y procesamiento.

OFM permitió generar gráficos de rendimiento histórico de producción para los 32 pozos, identificando tendencias de declinación. Fracpro y Gohfer se utilizaron para simular y ajustar las geometrías de fractura tipo pilares, optimizando el diseño de las intervenciones. Excel sirvió para crear tablas y gráficos (por ejemplo, Tablas 6-9, Capítulo IV), estructurando el análisis de manera clara y detallada.

El estudio se organizó en dos fases principales: (1) recolección de datos históricos y operativos, y (2) análisis de las operaciones de fracturamiento hidráulico, desde la planificación hasta la ejecución. El flujo de trabajo descrito en la Figura 7 se aplicó a todos los pozos del universo de datos; sin embargo, en este estudio se detalla específicamente su aplicación al pozo EDYA-059, permitiendo una evaluación focalizada de los resultados.

3.5. FLUJO DE TRABAJO

El diagrama de flujo consta de cuatro etapas principales, con subetapas detalladas, que guían la evaluación del fracturamiento hidráulico en la arenisca M-2. Cada etapa se describe a continuación, destacando su propósito y su rol en el proceso:

3.5.1. Recolección de información

Esta etapa inicial reúne los datos necesarios para caracterizar los pozos y evaluar las operaciones de fracturamiento. Se divide en tres componentes:

- **Compilación de información:** Se recolectan datos históricos de los 32 pozos de la arenisca M-2, proporcionados por EP Petroecuador en formatos PDF y XLS. Estos incluyen registros petrofísicos (gamma ray, porosidad, resistividad), datos de producción (tasas de fluido, presión), parámetros operativos (tipo de fluido, volumen de propante), y pruebas de presión, organizados en una base de datos estructurada en Excel para facilitar su análisis.

- **Detalles del Pozo:**

- Registro histórico de producción: Se obtienen tasas de producción y curvas de declinación para evaluar el desempeño inicial de los pozos, identificando tendencias que indiquen la necesidad de estimulación.
- Diseño mecánico: Se revisan las configuraciones de completación (por ejemplo, diámetro de revestimiento, tipo de cementación) para verificar la factibilidad técnica de las intervenciones.
- Caracterización petrofísica: Se analizan propiedades como porosidad (14% promedio), permeabilidad (230 mD), y saturación de fluidos, utilizando registros eléctricos para identificar zonas productivas.
- Evaluación Build Up: Se recopilan datos de pruebas de presión (por ejemplo, presión de poro, presión de cierre) para evaluar el estado del reservorio antes del fracturamiento.
- Historial del pozo: Se documentan intervenciones previas, condiciones operativas, y eventos significativos que puedan influir en el diseño del fracturamiento.

- **Datos sobre fracturas anteriores:**

- Propuesta de intervención: Se revisan los diseños de fracturamientos previos, incluyendo volúmenes de fluido, tipo de propante, y presión de inyección.

- Informe de fractura realizada: Se analizan resultados de fracturas anteriores, como presiones de superficie y geometrías obtenidas.
- Evaluación Build Up: Se comparan pruebas de presión pre y post-fracturamiento para cuantificar cambios en la permeabilidad y posibles daños a la formación.
- Historial de producción del pozo: Se examinan los incrementos de producción post-fracturamiento para evaluar la efectividad de intervenciones previas.

Esta etapa establece la base de datos necesaria para todos los análisis posteriores, proporcionando una caracterización completa del yacimiento y las operaciones, esencial para cumplir con todos los objetivos de la tesis.

3.5.2. Estudio del pozo para fractura hidráulica

Esta etapa analiza las condiciones del pozo y diseña la intervención de fracturamiento, con tres subetapas:

- **Revisión de condiciones geológicas y productivas:** Se evalúan las propiedades petrofísicas (porosidad >10%, permeabilidad <500 mD) y los datos de producción (declinación, presión de yacimiento de 2,600-2,700 psi) para identificar pozos candidatos con alto potencial para fracturamiento, como los 7 pozos seleccionados, incluido EDYA-059.
- **Definición de parámetros operativos:** Se determinan parámetros como el tipo de fluido (por ejemplo, gel lineal), volumen de propante (cerámico), y presión de

inyección, basados en los datos recopilados y las características del yacimiento, utilizando OFM para correlacionar datos.

- **Análisis de la geometría de la fractura proyectada:** Se emplean Fracpro y Gohfer para simular la propagación de fracturas tipo pilares, ajustando la geometría según los esfuerzos del yacimiento y los parámetros operativos, con el objetivo de optimizar la conductividad de la fractura.

3.5.3. Implementación

Esta etapa ejecuta el fracturamiento hidráulico según el diseño establecido:

- **Ejecución con base en los parámetros definidos:** Se realiza el fracturamiento utilizando los parámetros operativos definidos, monitoreando en tiempo real las presiones de superficie y los volúmenes inyectados para garantizar la correcta aplicación del tratamiento.
- **Confirmación de la geometría de fractura aplicada:** Se comparan las geometrías obtenidas (mediante sensores de presión o simulaciones en Gohfer) con las proyectadas, verificando que la fractura se propagó según lo diseñado, como se hizo en el pozo EDYA-059.

3.5.4. Verificación del éxito

Esta etapa evalúa los resultados del fracturamiento y determina los pasos a seguir:

- Sí: Si los resultados cumplen los objetivos (por ejemplo, incremento significativo de producción, geometría de fractura adecuada, ausencia de daño a la formación),

el proceso finaliza, como ocurrió en los 7 pozos fracturados con un incremento promedio de 2,337 bbl/d.

- No: Si los resultados no son satisfactorios (por ejemplo, bajo incremento de producción o evidencia de daño), se revisan los parámetros operativos y se regresa a la etapa de "estudio del pozo" para rediseñar la intervención, ajustando variables como el volumen de fluido o el tipo de propante.

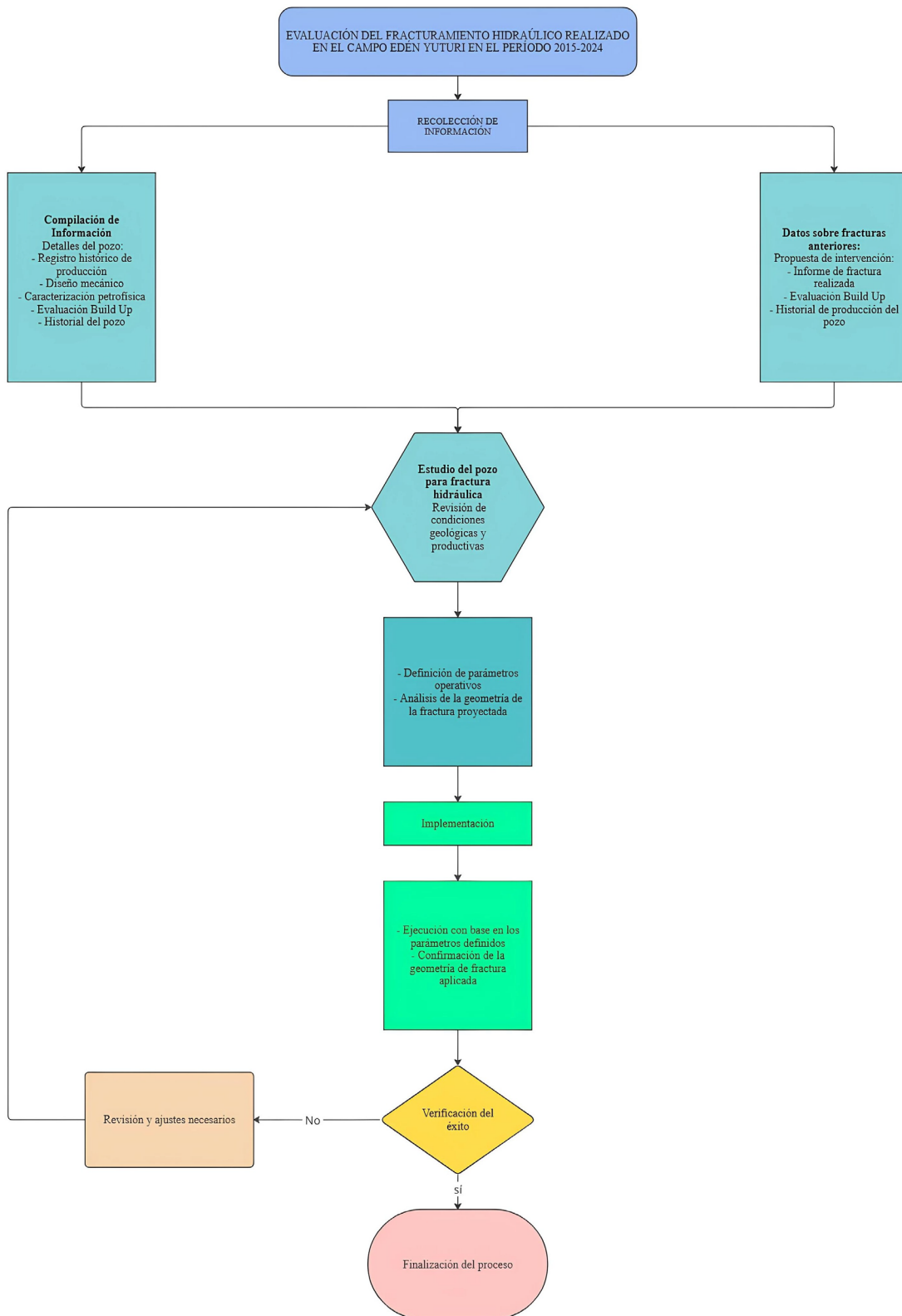


Figura 7. Flujo de trabajo

Fuente: (Pesantez, 2025)

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1. RECOPIACIÓN DE DATOS

A continuación, se detallará la información del pozo EDYA-059.

4.1.1 Esquema del pozo o sección de datos del pozo

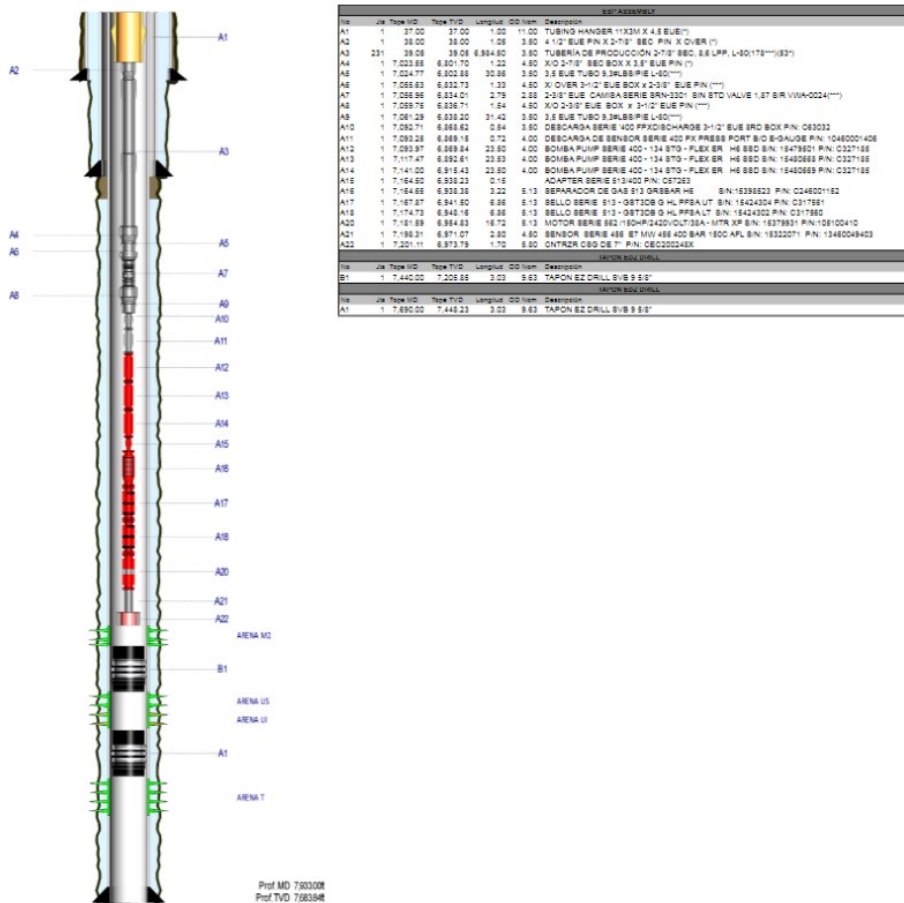


Figura 8. Diagrama del Pozo EDYA-059

Fuente: (EP Petroecuador, 2024)

- **Intervalos de la arenisca M-2 perforados**

Tabla 6. Intervalos de la arenisca M-2 perforados
Fuente: (EP PETROECUADOR, 2024)

Nombre	Tope MD (ft)	Base MD (ft)	Tope TVD (ft)	Base TVD (ft)	Densidad de los disparos (spf)	Número de perforaciones	Fase (°)	Diámetro del hoyo (in)
M2	7,246	7,261	7,017.39	7,031.96	12	180	30	0.36
M2	2,261	7,276	7,031.96	7,046.53	12	180	30	0.36
M2	7,246	7,261	7,017.39	7,031.96	10	150	72	0.33
M2	7,261	7,276	7,031.96	7,046.53	10	150	72	0.33

4.1.2 Perfil direccional del pozo - survey

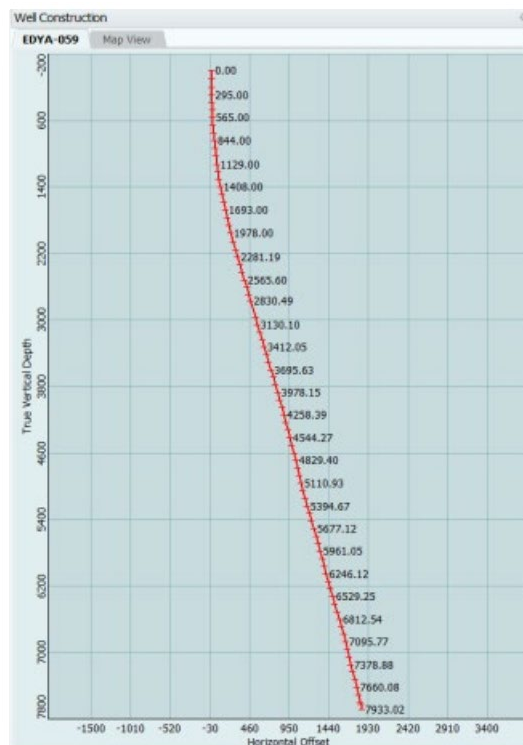


Figura 9. Perfil Direccional del Pozo EDYA-059

Fuente: (EP PETROECUADOR, 2024)

4.1.3 Master log

El Master Log refleja la presencia de glauconita e intercalaciones de carbonato dentro de la columna estratigráfica, características que influyen en el comportamiento del reservorio. La glauconita, conocida por sus propiedades de baja densidad y moderada permeabilidad, puede impactar en la capacidad de almacenamiento y en la conductividad del yacimiento. Por otro lado, las intercalaciones de carbonato, con sus texturas variables, pueden contribuir a la heterogeneidad de la formación, afectando la continuidad de las fracturas y la efectividad del fracturamiento hidráulico.

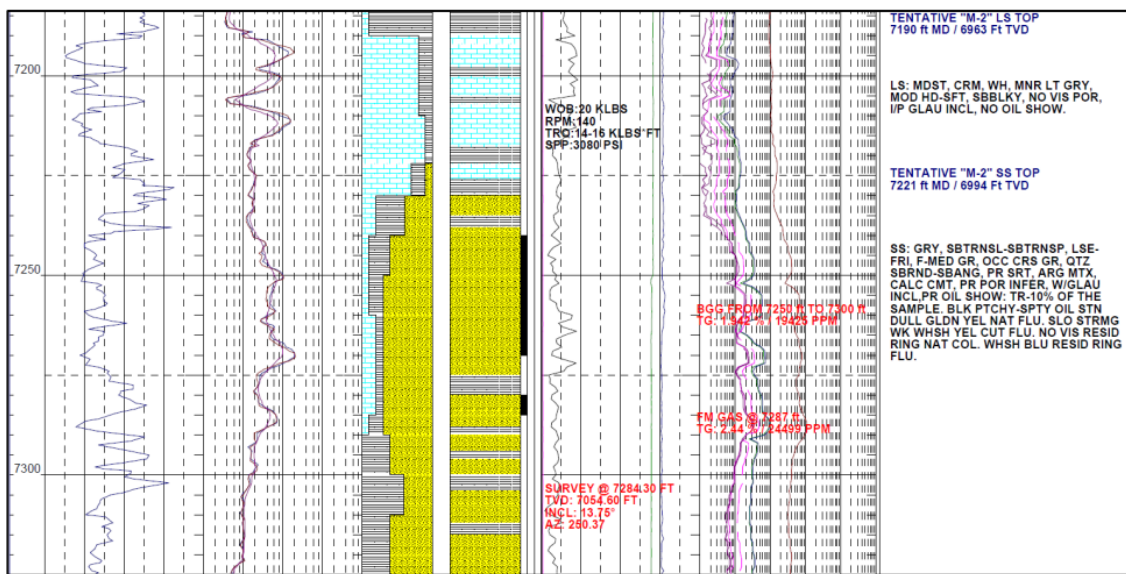


Figura 10. MasterLog del Pozo EDYA-059

Fuente: (EP Petroecuador, 2024)

4.1.4 Registros eléctricos

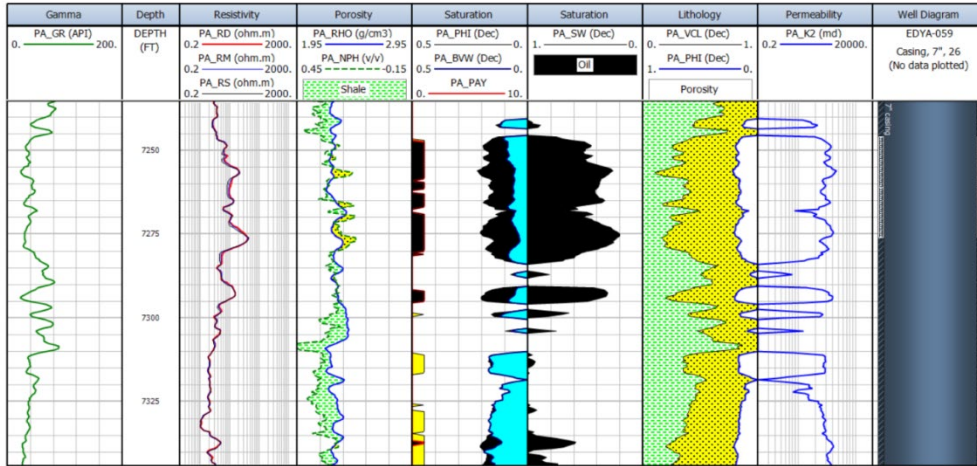


Figura 11. Registros eléctricos del Pozo EDYA-059

Fuente: (EP Petroecuador, 2024)

A través de los registros eléctricos, obtuvimos información detallada sobre las propiedades de cada zona del pozo. En la siguiente tabla se resumen los datos clave de cada intervalo, incluyendo la profundidad de la parte superior e inferior de cada zona, el espesor bruto y neto, la relación neta/bruto, la fracción de lutitas (Vsh), la fracción de saturación de agua (Sw), y la permeabilidad absoluta (Kabs). Esta información es fundamental para evaluar la calidad del yacimiento y planificar las intervenciones adecuadas.

Tabla 7. Registros eléctricos

Fuente: (EP PETROECUADOR, 2024)

Well	Zones	Top, ft	Bottom, ft	Gross, ft	Net, ft	Net to Gross	Vsh fraction	Phi fraction	Sw fraction	Kabs md
EDYA-059	TM2S	7,015.7	7,079.7	64.03	33.03	0.516	0.274	0.177	0.377	474.0

4.1.5 Registro de cemento

En el intervalo de interés y las zonas superiores e inferiores de la misma, es necesario contar con una buena calidad de cemento que garantice la hermeticidad del ambiente de trabajo.

Para el intervalo comprendido entre 7,245 y 7,276 pies, se han identificado señales que sugieren la presencia de tubería libre, lo cual podría estar relacionado con zonas de bajo aislamiento o falta de cemento adecuado alrededor de la tubería. Esta situación plantea la posibilidad de comunicación no deseada entre formaciones.

Ante estas observaciones, se recomienda realizar un registro de cemento actualizado para evaluar de manera detallada la calidad y continuidad del aislamiento zonal. Este registro proporcionará información clave sobre la adherencia del cemento a la tubería y a la formación, permitiendo identificar posibles canales o microcanales que puedan comprometer la integridad de la barrera de cemento. Adicional, un registro de corrosión complementario será útil para evaluar el estado de la tubería, detectando posibles daños ocasionados por la corrosión a lo largo del tiempo, lo cual es fundamental para garantizar la seguridad y operatividad del pozo.

La combinación de estos registros brindará una base sólida para tomar decisiones informadas sobre las acciones correctivas o de mantenimiento necesarias, asegurando el adecuado sellado zonal y minimizando el riesgo de migración no deseada de fluidos entre

formaciones.

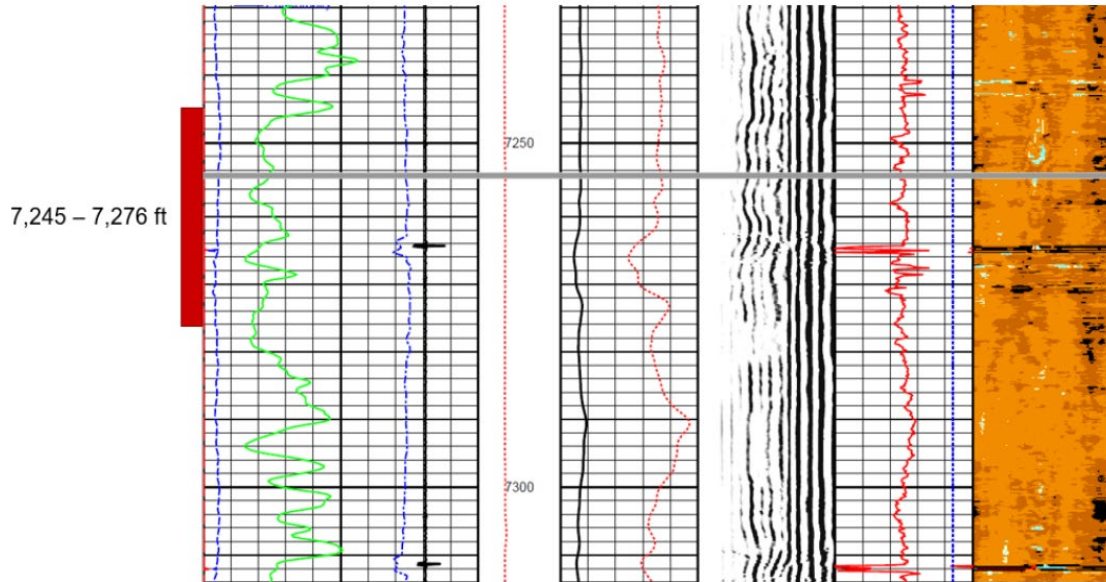


Figura 12. Registro de Calidad de Cemento del Pozo EDYA-059

Fuente: (EP Petroecuador, 2024)

4.1.6 Formaciones y niveles marcadores

A lo largo de los registros se han marcado líneas horizontales (TM1, TM2, etc.) que corresponden a niveles correlacionables entre los pozos, representando límites de formaciones o contactos estratigráficos de interés. Estas líneas ayudan a visualizar la continuidad y cambios en la composición de las formaciones entre cada pozo, indicando

la estratigrafía y estructura del subsuelo en el área de estudio.

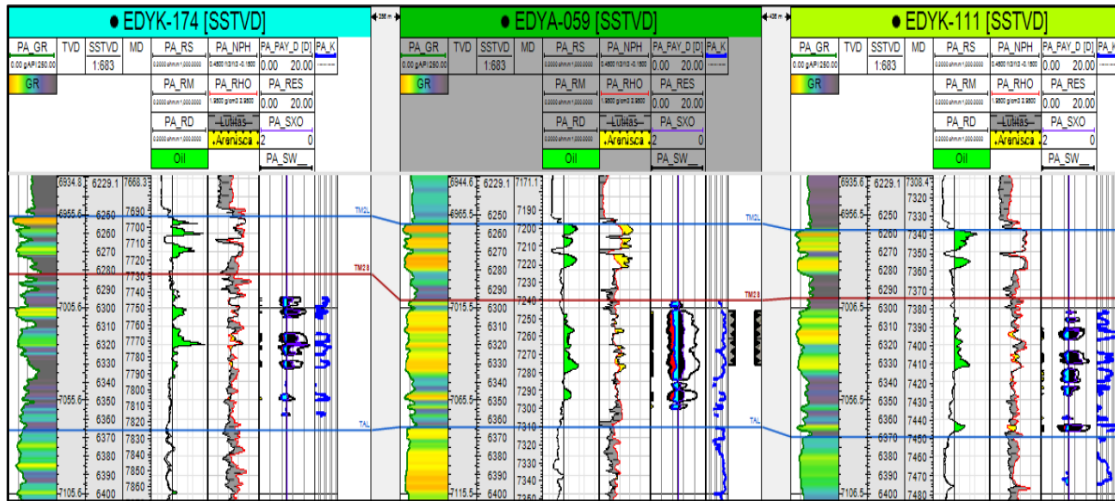


Figura 13. Correlación Estructural del Pozo EDYA-059
Fuente: (EP Petroecuador, 2024)

La correlación de estos registros sugiere la presencia de un sistema de reservorios de hidrocarburos continuo distribuido a lo largo de los pozos EDYK-174, EDYA-059 y EDYK-111. La consistencia en las lecturas de baja gamma ray, alta porosidad y alta resistividad, junto con la baja saturación de agua, respalda la hipótesis de que estas formaciones arenosas son zonas de interés productivo. Esta interpretación es crucial para la planificación de intervenciones de producción y el diseño de estrategias de extracción en el campo.

2.2 BOMBEO DE PREFLUJOS ORGÁNICOS Y MINIFRAC

Tabla 8 . Bombeo de preflujos orgánicos y minifrac
Fuente: (PETROECUADOR, 2024)

Sistema	Volumen	Unidad de Medida
Preflujo Orgánico	1,500	gal
Salmuera	2,900	gal
Gel lineal	20,000	gal

4.2.1 Bombeo preflujo orgánico

Tabla 9. Bombeo preflujo orgánico
Fuente: (EP PETROECUADOR, 2024)

	Tipo de Etapa	Sistema	Volumen (gal)	Caudal (bpm)
1	Preflujo Orgánico	Preflujo Orgánico	1,500	1 - 5
2	Desplazamiento	Salmuera	2,900	1 - 5

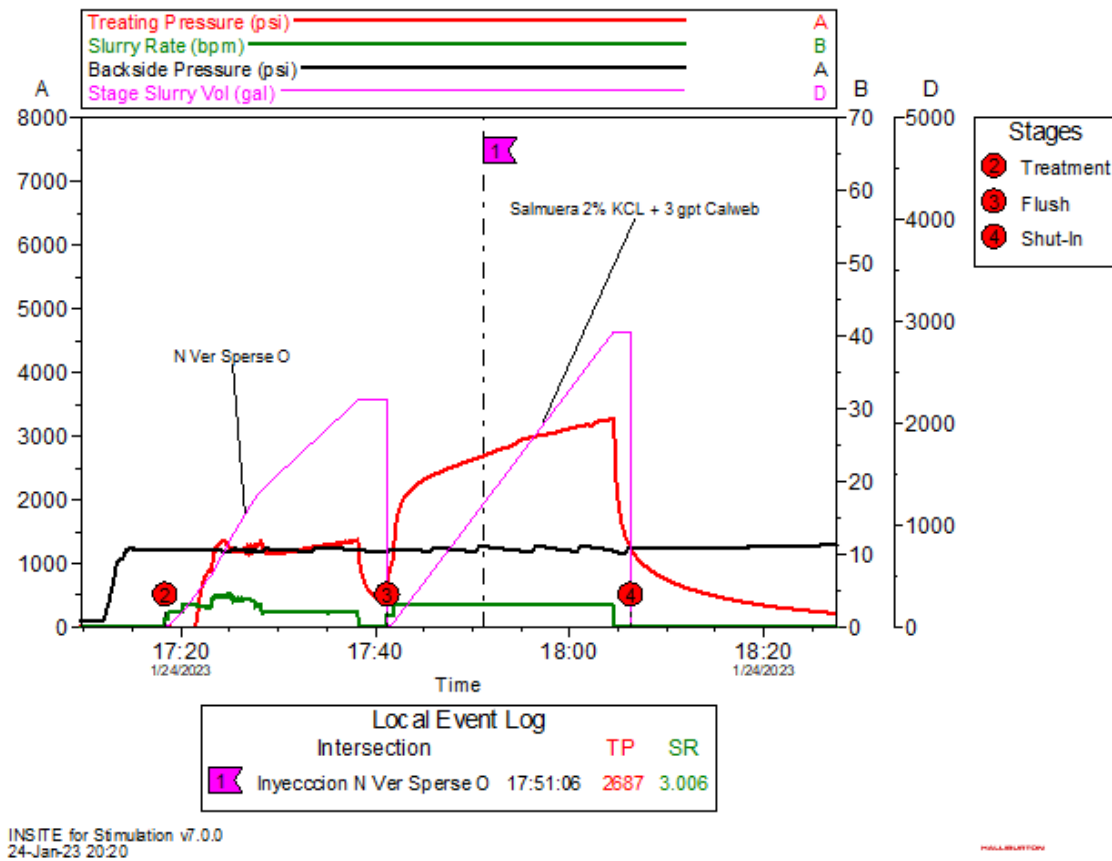


Figura 14. Parámetros de Bombeo del Preflujo Orgánico en el Pozo EDYA-059

Fuente: (EP Petroecuador, 2024)

La figura 12 nos muestra los parámetros de bombeo del preflujo orgánico en el pozo EDYA-059, reflejando el comportamiento de variables clave durante el tratamiento. Este tipo de preflujo se realiza para acondicionar la formación antes de una estimulación

química o mecánica, asegurando que los fluidos inyectados tengan la máxima efectividad y evitando daños en el pozo. Se registra la evolución de la presión de tratamiento (rojo), la tasa de inyección del slurry (verde), la presión en el anular (negro) y el volumen acumulado de slurry (morado) a lo largo del tiempo.

Inicialmente, se inyecta una salmuera al 2% KCl con 3 gpt de Calweb, lo cual indica el uso de un fluido estabilizador para evitar la hinchazón de arcillas y minimizar la interferencia de sólidos en la formación. Esto es clave en los preflujos orgánicos, ya que permite preparar la roca para la inyección de solventes o dispersantes que eliminan residuos orgánicos como parafinas y asfáltenos.

El primer evento relevante (evento 2 - Treatment) muestra un aumento progresivo en la presión de tratamiento, alcanzando más de 3,000 psi, lo que sugiere que el fluido está penetrando la formación con una resistencia moderada. La tasa de inyección se mantiene relativamente estable, indicando un control adecuado del bombeo.

Posteriormente, en la fase de Flush (evento 3), se observa una caída en la tasa de inyección y en la presión de tratamiento. Esto es típico de la fase de limpieza, donde se inyecta un fluido para desplazar los residuos y asegurar que la formación quede libre de obstrucciones.

Finalmente, el proceso concluye con el Shut-in (evento 4), en el que la inyección se detiene y la presión cae abruptamente. Esto sugiere que el pozo ha sido cerrado para permitir que los fluidos inyectados reaccionen con la formación, facilitando la disolución de depósitos orgánicos y mejorando la permeabilidad del reservorio.

El comportamiento de las variables indica que el preflujo se llevó a cabo de manera controlada, sin signos evidentes de restricciones severas en la formación. La presión y la tasa de inyección muestran una respuesta predecible, lo que sugiere que el fluido logró

ingresar al sistema sin anomalías significativas. Este tipo de tratamiento es esencial en pozos como el EDYA-059, ya que optimiza las condiciones para posteriores etapas de estimulación o producción, asegurando un mejor desempeño del pozo.

4.2.2 Bombeo minifrac

La prueba consistió en diez etapas de bombeo, alternando entre los sistemas de Gel Crosslinkeado y Gel Lineal, utilizando un volumen variable de fluido en cada etapa, que alcanzó hasta 3,200 galones en las primeras etapas y disminuyó gradualmente en las últimas. El caudal inicial varía dependiendo del pozo entre 17 y 30 bpm, disminuyendo progresivamente hasta el cierre en las etapas finales, lo cual indica una estrategia de adaptación a las condiciones de la formación y una posible búsqueda de presiones de cierre. Este incremento y reducción en el caudal permite observar el comportamiento de cierre de las fracturas y evaluar la capacidad de la formación y el pozo para cerrarse, proporcionando una estimación de la presión de cierre y las fricciones presentes en la tubería de trabajo. En algunas etapas se inyectaron agentes de soporte, como Carbolite 20/40 y Carbobondlite 16/20, con una concentración de 1.0 ppa. La inclusión de estos agentes es importante para analizar el comportamiento de la tortuosidad y su capacidad para mantener la comunicación efectiva entre el pozo y la formación de tratamiento. Estos datos también son útiles para optimizar el diseño del fracturamiento completo, determinando la cantidad y tipo de agente de soporte que se debe utilizar para garantizar una mejor conductividad en el pozo. El análisis de los resultados del mini frac/datafrac permite interpretar valores de presión de fractura y de cierre, fundamentales para definir las condiciones operativas en el campo. Además, se puede evaluar la eficiencia del fluido de fractura, observando cómo los sistemas responden en términos de capacidad para

iniciar y propagar fracturas en esta formación específica, especialmente en las etapas de menor caudal.

Con base en estos resultados, se recomienda ajustar el volumen y tipo de fluido, definir el tamaño y la concentración óptimos de los agentes de soporte y seleccionar el caudal de bombeo adecuado para maximizar la eficiencia y reducir costos operativos en el tratamiento de fractura a gran escala.

Tabla 10. Bombeo de sistema minifrac
Fuente: (EP PETROECUADOR, 2024)

	Tipo de Etapa	Sistema	Volumen (gel)	Caudal (bpm)	Conc
1	Minifrac	Gel Crosslinkeado	1,500	17/30	
2	Minifrac	Gel Crosslinkeado	3,200	17/30	1.0 ppa Carbolite 20/40
3	Minifrac	Gel Crosslinkeado	2,900	17/30	
4	Minifrac	Gel Crosslinkeado	3,200	17/30	1.0 ppa Carbobondlite 16/20
5	Minifrac	Gel Crosslinkeado	300	17/30	
6	Minifrac	Gel lineal	2,900	17/30	
7	Minifrac	Gel lineal	252	17//24	
8	Minifrac	Gel lineal	189	17/18	
9	Minifrac	Gel lineal	126	12	
10	Minifrac	Gel lineal	63	6	

4.2.3 Minifrac

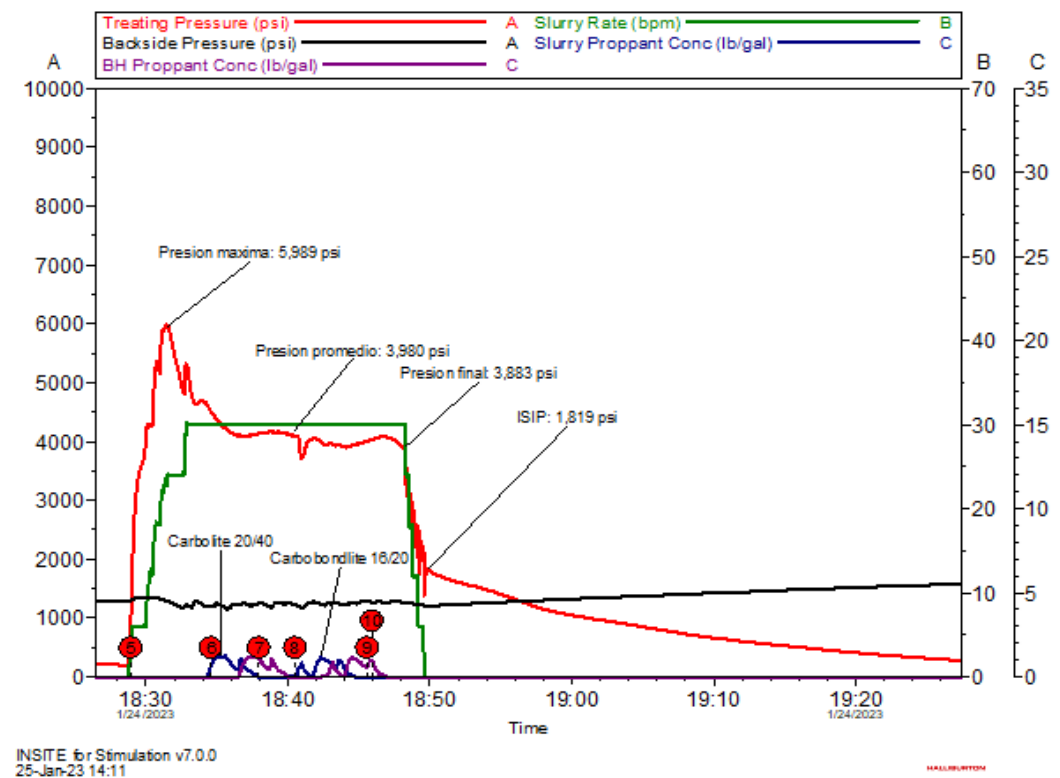


Figura 15. Parámetros de Bombeo del Minifrac en el Pozo EDYA-059

Fuente: (EP Petroecuador, 2024)

En la parte superior del sistema, la presión de tratamiento alcanza un valor máximo de 5,989 psi, estabilizándose posteriormente en un promedio de 3,980 psi durante la fase de inyección. Al finalizar el bombeo, la presión disminuye progresivamente hasta 3,883 psi, antes de llegar a la presión de cierre instantáneo (ISIP) de 1,819 psi. Este comportamiento es característico de los procesos de fracturamiento hidráulico, donde la presión inicial requerida para iniciar y propagar la fractura tiende a ser elevada, estabilizándose durante la inyección del fluido y disminuyendo una vez que cesa el bombeo.

Por su parte, la tasa de inyección se mantiene constante en aproximadamente 30 bpm, reflejando un control adecuado del proceso de bombeo. Al cesar la inyección, esta tasa se

reduce abruptamente a 0 bpm, permitiendo evaluar la disipación de presión en la formación y analizar la respuesta del yacimiento frente al tratamiento aplicado.

La presión de respaldo, en cambio, se mantiene en niveles bajos y relativamente estables a lo largo de la operación. Este comportamiento indica un control efectivo del sistema y una disipación progresiva de la presión, evitando sobrepresiones inesperadas que pudieran comprometer la integridad del pozo.

A nivel del fondo del pozo, se observa la inyección de apuntalante en diferentes etapas, con el uso de CarboLite 20/40 y CarboBondLite 16/20. La concentración de apuntalante presenta variaciones intermitentes, lo que sugiere una inyección gradual y controlada para garantizar su distribución homogénea dentro de la fractura. Este procedimiento es esencial para evitar la sedimentación prematura del material en el pozo y asegurar que la fractura se mantenga abierta de manera efectiva, optimizando así la conductividad del reservorio y facilitando el flujo de hidrocarburos.

4.3 BOMBEO DE SISTEMA DE FRACTURAMIENTO HIDRAÚLICO

El análisis de la tabla de bombeo de fracturamiento hidráulico presentada revela un proceso meticulosamente estructurado, diseñado para maximizar la eficiencia de fracturación en la formación. Cada etapa del bombeo cumple una función específica dentro de la operación global, alternándose entre fases de "frac pad" y "frac slurry", finalizando con una etapa de "Flush". Este patrón es común en la industria de fracturamiento hidráulico y tiene el propósito de controlar de forma precisa la apertura de fracturas y la entrada del agente de sostén que mantendrá abiertas estas fracturas una vez que se reduzca la presión de bombeo.

La primera etapa, marcada como "Main frac pad", utiliza un volumen de fluido considerable (6,235 galones), lo que sugiere un esfuerzo inicial para crear y abrir fracturas en la formación de roca. Esta inyección inicial de un volumen elevado de fluido sin agente de sostén tiene el objetivo de generar fracturas iniciales y preparar el espacio necesario para el posterior transporte de arena o agente de sostén. Este enfoque permite reducir las tensiones en la formación y establecer una red de fracturas que luego se llenarán y estabilizarán con el agente de sostén en las etapas sucesivas.

A partir de la segunda etapa, el volumen de fluido bombeado se mantiene relativamente constante, oscilando entre 357 y 360 galones, lo que indica una transición hacia un flujo de mantenimiento controlado. Estas etapas alternan entre "frac pad" y "frac slurry", donde el "frac slurry" contiene el agente de sostén. A medida que avanza el proceso, se observa un incremento gradual en la concentración de agente de sostén, iniciando con concentraciones bajas y aumentando en cada etapa hasta alcanzar la cantidad necesaria para sostener las fracturas creadas. Este incremento progresivo en la concentración es una estrategia cuidadosamente planificada, ya que permite que las fracturas se mantengan abiertas de manera gradual, evitando que el exceso de agente de sostén cause bloqueos en el flujo o problemas de compactación en el pozo.

El agente de sostén utilizado en este proceso es Carbolite en las gradaciones 20/40 y 16/20, mezclado con Expedite 350. La elección de este tipo de arena y aditivo está orientada a optimizar la conductividad dentro de las fracturas, lo cual es esencial para mantener una alta tasa de flujo de hidrocarburos después del fracturamiento. Carbolite es conocido por su resistencia a la compresión y su capacidad para soportar altas presiones, lo que ayuda a prevenir el colapso de las fracturas cuando se extrae el fluido de bombeo y se reduce la presión en el sistema.

La última etapa, etiquetada como "Flush", implica el bombeo de un volumen final de 2,900 galones de fluido sin agente de sostén, con el objetivo de desplazar el agente de sostén restante y limpiar las tuberías y el sistema de bombeo. Esta fase es crucial, ya que ayuda a evitar que el agente de sostén quede atrapado en el sistema o que se generen obstrucciones en el pozo. Además, garantiza que el agente de sostén colocado previamente en las fracturas permanezca en su lugar, maximizando la conectividad entre el pozo y la formación de hidrocarburos.

En general, el diseño de este bombeo de fracturamiento hidráulico demuestra una estrategia de operación cuidadosamente controlada. La selección de volúmenes, caudales y concentraciones es un aspecto crítico para maximizar la eficiencia del proceso y minimizar los riesgos de daño a la formación. Mantener un caudal constante de entre 20 y 30 bpm en todas las etapas permite una presión uniforme en el sistema, evitando fluctuaciones que puedan dañar la formación o interferir con el proceso de propagación de las fracturas.

Tabla 11 . Bombeo de Sistema Fracturamiento Hidráulico
Fuente: (EP PETROECUADOR, 2024)

	Tipo de Etapa	Sistema	Volumen (gal)	Prop. Conc.	Pulse	Caudal (bpm)	Tipo de Arena
1	Main frac pad	Gel Crosslinkeado	6,235	0	0	30	
2	Main frac pad	Gel Crosslinkeado	2,868	1	4	30	Carbolite 20/40
3	Main frac slurry	Gel Crosslinkeado	2,868	2	4	30	Carbolite 20/40
4	Main frac slurry	Gel Crosslinkeado	2,868	3	4	30	Carbolite 20/40
5	Main frac Pad	Gel Crosslinkeado	2,868	4	4	30	Carbolite 20/40

6	Main frac slurry	Gel Crosslinkeado	2,868	6	4	30	Carbolite 16/20
7	Tail In	Gel Crosslinkeado	219	8	1	30	Carbolite 16/20
8	Main frac Flush	Gel Lineal	3,232	8	0	30	
9	Shut In	Gel Lineal	0	0	0	0	-

4.4 FRACTURA HIDRÁULICA

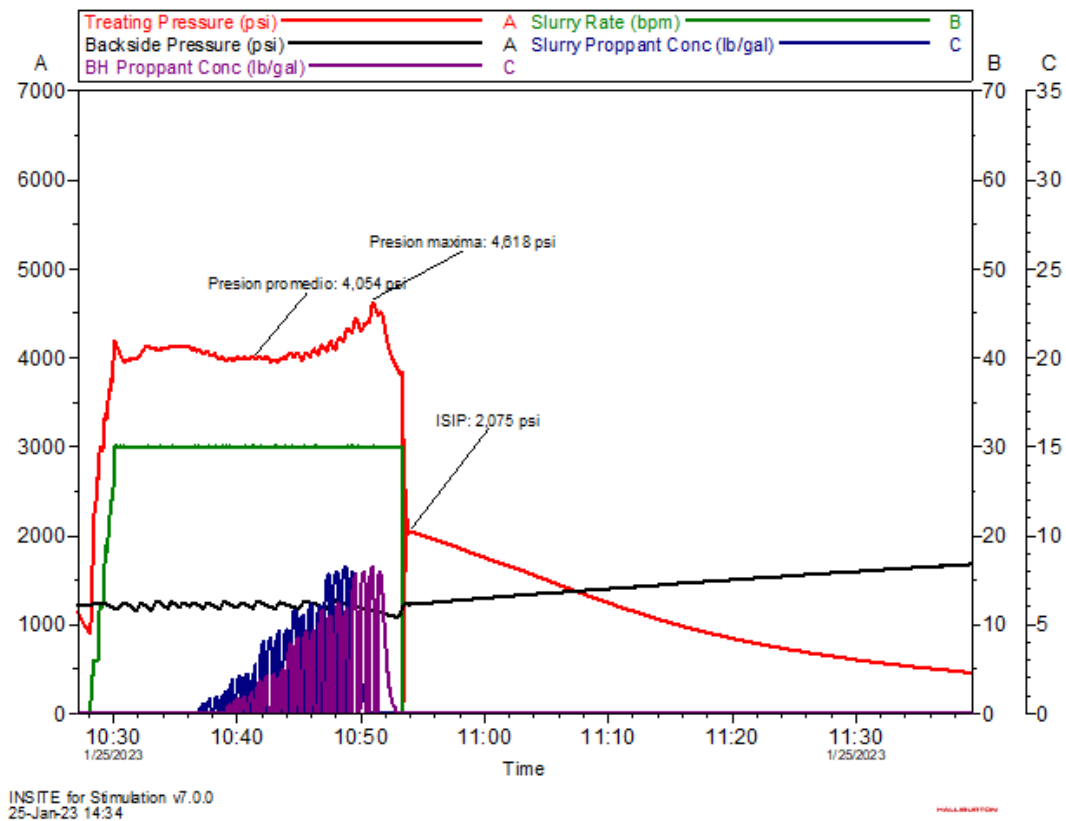


Figura 16. Parámetros de Bombeo de la Fractura Hidráulica en el Pozo EDYA-059

Fuente: (EP Petroecuador, 2024)

El comportamiento de cada variable sigue un patrón característico del fracturamiento hidráulico. La presión en el pozo, en color rojo, se comporta de manera estable durante la mayor parte de la fase de inyección. Al final de esta fase, aumenta ligeramente, antes

de caer abruptamente cuando cesa la inyección. Esto refleja el ajuste de presión en el sistema y el comportamiento esperado en un fracturamiento hidráulico.

La tasa de inyección, en verde, se mantiene constante durante la fase de bombeo, marcando un flujo uniforme de fluido hacia la formación. Al finalizar la inyección, la tasa cae rápidamente a cero, señalando el fin de la fase activa de bombeo y el inicio de la fase de cierre. Esta transición es esencial para observar cómo se comporta la presión y cómo responde la fractura una vez que cesa la inyección.

La concentración de apuntalante en el fondo del pozo, en color morado, muestra un incremento en forma de pulsos a medida que avanza el proceso, lo que indica una estrategia de inyección secuencial para asegurar una adecuada distribución del apuntalante en las fracturas. Este patrón escalonado permite evaluar la colocación y efectividad del apuntalante sin saturar la fractura prematuramente – fractura tipo pilares. La concentración en la superficie, en color azul, sigue un patrón similar al del fondo del pozo, aunque ligeramente adelantado, lo cual es normal en el desplazamiento del apuntalante desde la superficie hasta el fondo.

En conjunto, el gráfico representa un proceso de fracturamiento hidráulico controlado, donde se mantienen presiones elevadas y una inyección estable de apuntalante para asegurar la apertura y propagación de la fractura. La fase de declive de presión posterior al cese de la inyección permite analizar la permeabilidad de la formación y la eficiencia del fracturamiento.

4.5 GEOMETRIA DE FRACTURA ALCANZADA

Se debe notar que esta interpretación se la realiza en base a los parámetros de superficie registrados durante la operación de fracturamiento. A continuación, se presenta la geometría de fractura alcanzada y determinada en base al ajuste de las presiones de superficie.

Tabla 12 . Geometría de fractura
Fuente: (EP PETROECUADOR, 2024)

Parámetro	Valor estimado
Longitud Apuntalada (ft)	315.0 ft
Altura Apuntalada (ft)	47.19 ft
Conc. de Propante Promedio (lb/ft ²)	1.59 b/ft

4.6 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

En el siguiente grafico se puede observar el historial de producción de fluido del pozo, mismo que muestra que después de la intervención de fracturamiento hidráulico el aporte del pozo supera notablemente la producción inicial de este.

Historial de Producción

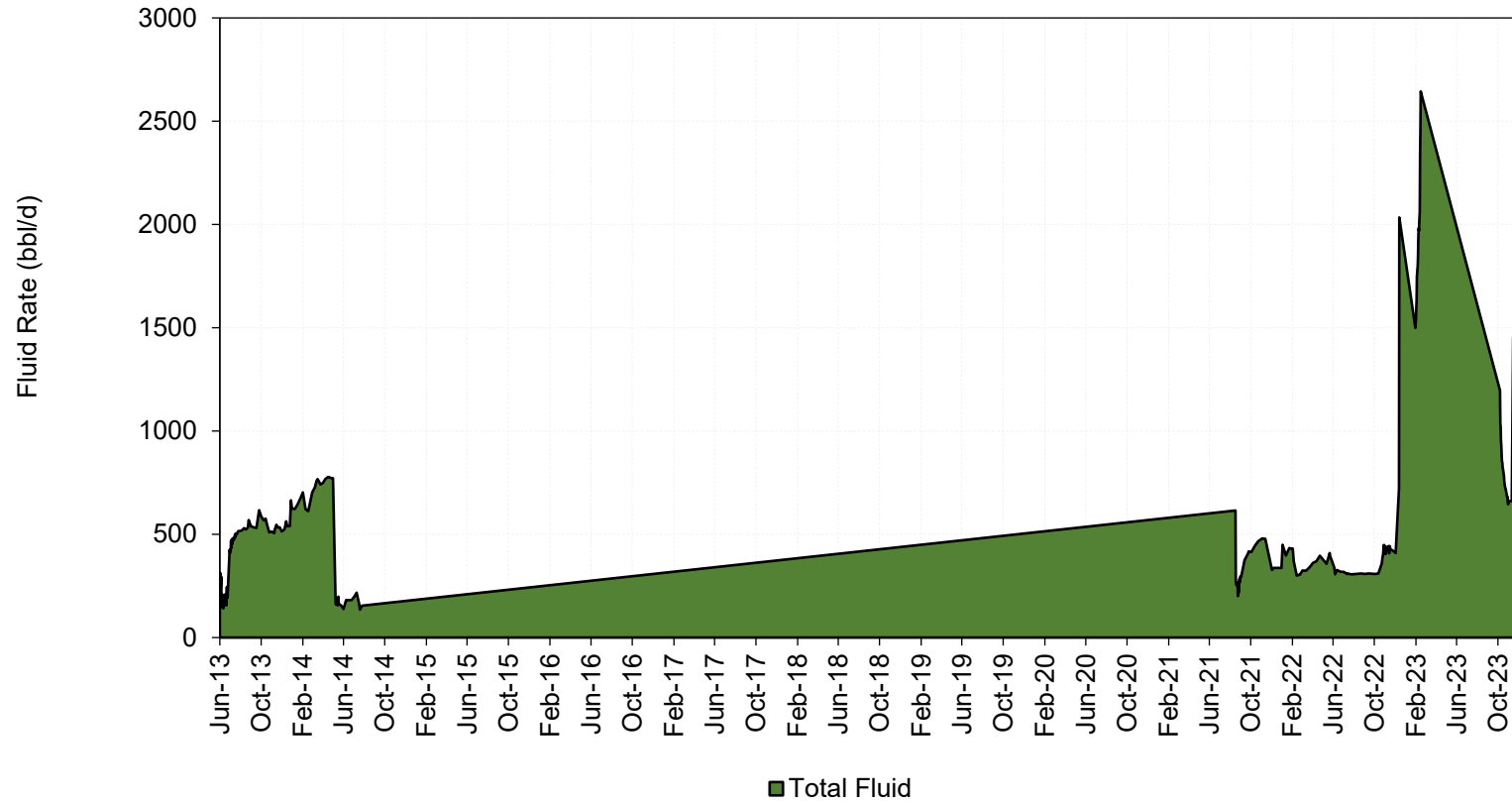


Figura 17. *Historial de Producción*

4.7 DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Los diferentes trabajos realizados en el Campo Edén Yuturi desde el 2019 hasta el 2024 muestran resultados exitosos en el incremento de caudal de los pozos, resultado favorecedor para el Ecuador desde la fecha de intervención hasta la actualidad.

El tiempo de retorno de la inversión a través de la venta del crudo producido fue para todos los casos de éxito dentro del primer año posterior a la ejecución de la fractura hidráulica, convirtiéndose en una excelente técnica para incrementar la producción a una baja inversión.

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Tabla 13. Conclusiones y recomendaciones

Elaborado por: (Pesantez Karen, 2025)

Objetivos	Conclusiones	Recomendaciones
Caracterizar el efecto del fracturamiento hidráulico en la tasa de producción de pozos existentes.	Al evaluar los pozos que han sido fracturados hidráulicamente en el Campo Edén Yuturi, en la Arenisca M-2 en el periodo del 2015-2024, se determinó un aumento de producción de 2337 bbl/d	Continuar aplicando fracturamiento hidráulico en pozos con tasas de producción en declinación, priorizando aquellos con curvas de declinación similares a las del pozo EDYA-059, y analizar tendencias de producción con OFM para identificar patrones de mejora post-intervención.
Determinar el daño potencial a la formación mediante pruebas de restauración de presión antes y después de la aplicación del fracturamiento hidráulico	No fue posible determinar el daño de formación de los pozos, debido a la no toma de pruebas de restauración de presión en las intervenciones, asociado a tiempos de taladro y dificultades logísticas / operativas	Realizar pruebas de restauración de presión, antes y después de los trabajos de Fractura Hidráulica a fin de determinar la variación de Skin (daño) en los pozos.
Seleccionar pozos con características geológicas y de producción que los definan como candidatos idóneos para la fractura hidráulica.	El pozo EDYK-173 se le considera como pozo candidato por las propiedades petrofísicas de la arenisca "M-2".	Se recomienda intervenir el pozo con la técnica de estimulación de fracturamiento hidráulico.

<p>Modelar el fracturamiento hidráulico para los nuevos pozos candidatos utilizando Gohfer, que nos permita la predicción de la geometría y la optimización de las operaciones.</p>	<p>La simulación de fractura hidráulica para el pozo EDYK-173 reflejo los siguientes resultados: Longitud: 480 ft Altura: 25 ft Conductividad efectiva: 621,9 md-ft</p>	<p>Se recomienda ejecutar la fractura hidráulica en el pozo EDYK-173 con 61,7 klbs de apuntalante.</p>
<p>Evaluar la optimización de las operaciones de estimulación determinando así la efectividad del tratamiento.</p>	<p>La optimización de operaciones, con caudales de 20-30 bpm y presiones estables (3,980 psi promedio en EDYA-059), mejoró la efectividad del tratamiento, logrando un retorno de inversión en menos de un año</p>	<p>Estandarizar parámetros operativos y realizar análisis de eficiencia en tiempo real con Fracpro para ajustar la inyección y minimizar costos operativos en futuras intervenciones.</p>

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aly Rasyid, Nugroho Marsiyanto, & M Gilang Farhana Irsyad. (2022). Evaluasi Stimulasi Hydraulic Fracturing Dan Analisa Produktivitas Sumur Pada Formasi Sandstone Sumur "MG-09" Lapangan "FI". *JURNAL BHARA PETRO ENERGI*, 1(2). <https://doi.org/10.31599/bpe.v1i2.1435>
- Baby, P. R. M. B. R. (2004). La Cuenca Oriente: Geología y petróleo. In *La Cuenca Oriente: Geología y petróleo*. <https://doi.org/10.4000/books.ifea.2971>
- Baldock, J. W. (1985). The Northern Andes: A Review of the Ecuadorian Pacific Margin. In *The Ocean Basins and Margins*. https://doi.org/10.1007/978-1-4613-2351-8_5
- Bourgoyne, A. T., Millheim, K. K., Chenevert, M. E., & Young, F. S. (1986). Applied Drilling Engineering. In *Applied Drilling Engineering*. <https://doi.org/10.2118/9781555630010>
- Burden, S., Dean, J., J. Koplos, Meza-Cuadra, C., Singer, A., & Tuccillo, M. E. (2015). Analysis of Hydraulic Fracturing Fluid Data from the FracFocus Chemical Disclosure Registry 1.0. *U.S. Environmental Protection Agency, March*.
- Economides, M. J. (1992). A practical companion to reservoir stimulation. *A Practical Companion to Reservoir Stimulation*. [https://doi.org/10.1016/0920-4105\(93\)90053-h](https://doi.org/10.1016/0920-4105(93)90053-h)
- Ershaghi, I. (1996). The practice of reservoir engineering. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 14(3-4). [https://doi.org/10.1016/0920-4105\(95\)00060-7](https://doi.org/10.1016/0920-4105(95)00060-7)

- Gaibor, J., Hochuli, J. P. A., Winkler, W., & Toro, J. (2008). Hydrocarbon source potential of the Santiago Formation, Oriente Basin, SE of Ecuador. *Journal of South American Earth Sciences*, 25(2). <https://doi.org/10.1016/j.jsames.2007.07.002>
- Green, W. (2022). Reviews. *The Leading Edge*, 41(2). <https://doi.org/10.1190/tle41020153.1>
- H. J. Tschopp (2). (1953). Oil Explorations in the Oriente of Ecuador, 1938-1950. *AAPG Bulletin*, 37. <https://doi.org/10.1306/5ceadd94-16bb-11d7-8645000102c1865d>
- Izurieta, A., Cuenca, D., Pozo, L., Padilla, W., & Bustos, J. (2018). Economical mature field revitalization in low oil prices environment: A ten thousand incremental oil production case story in the Drago complex field, Ecuador. *Society of Petroleum Engineers - SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference 2018*. <https://doi.org/10.2118/191248-ms>
- Jaeger, J. C. (2007). Fundamental of Rock Mechanic 4th Ed. In *Practice of Intramedullary Locked Nails: New Developments in Techniques and Applications*.
- Jaillard, & Etienne. (1997). *Sintesis estratigrafica y sedimentologica del cretaceo y paleogeno de la cuenca oriental del Ecuador*.
- King, G. E. (2012). Hydraulic fracturing 101: What every representative, environmentalist, regulator, reporter, investor, university researcher, neighbor and engineer should know about estimating frac risk and improving frac performance in unconventional gas and oil wells. *Society of Petroleum Engineers - SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference 2012*. <https://doi.org/10.2118/152596-ms>

Montgomery, C. T., & Smith, M. B. (2010). Hydraulic fracturing: History of an enduring technology. In *JPT, Journal of Petroleum Technology* (Vol. 62, Issue 12). <https://doi.org/10.2118/1210-0026-jpt>

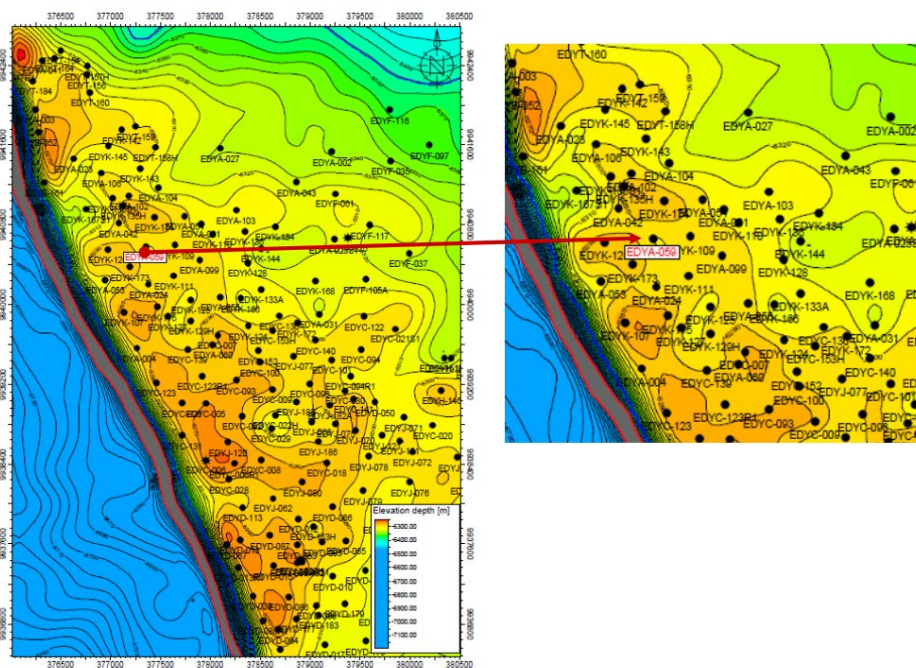
Patrice BABY Cardina BERNAL Frédéric CHRISTOPHOUL, P., Davila, C., Rtvadeneira, M., & VEGA Roberto BARRAGAN, J. (1998). *MODELO ESTRUCTURAL Y CUCLOS TECTONO-SEDIMENTARIOS DE LA CUENCA ORIENTE*.

Romeuf, N., Munch, P., Soler, P., Jaillard, E., Pik, R., & Aguirre, L. (1997). Mise en evidence de deux lignes magmatiques dans le volcanisme du Jurassique inferieur de la zone subandine equatorienne. *Comptes Rendus - Academie Des Sciences, Serie II: Sciences de La Terre et Des Planetes*, 324(5).

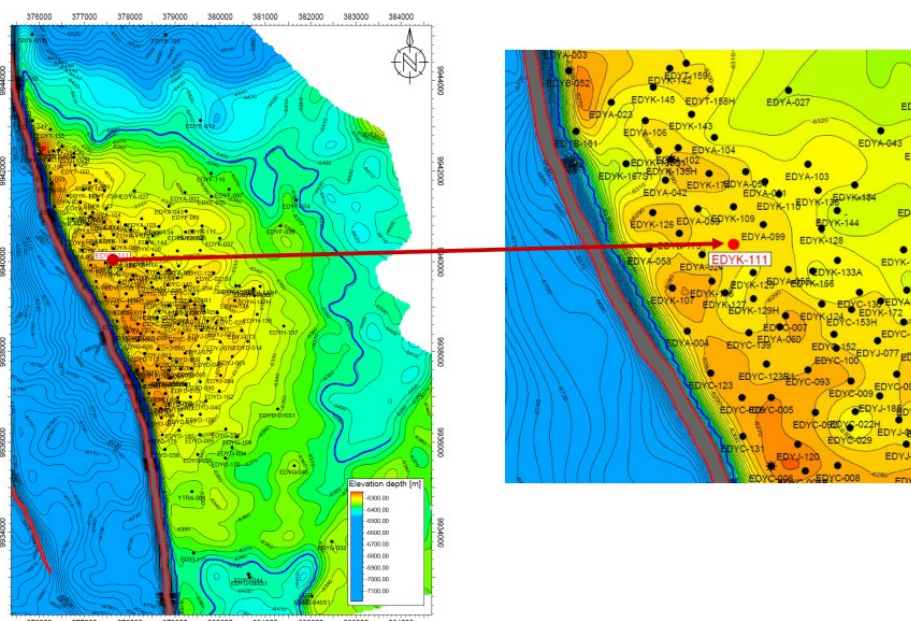
Smith, M. B., & Montgomery, C. T. (2017). Hydraulic fracturing - Unlocking America's Natural Gas Resources. *Hydraulic Fracturing, August*.

ANEXOS

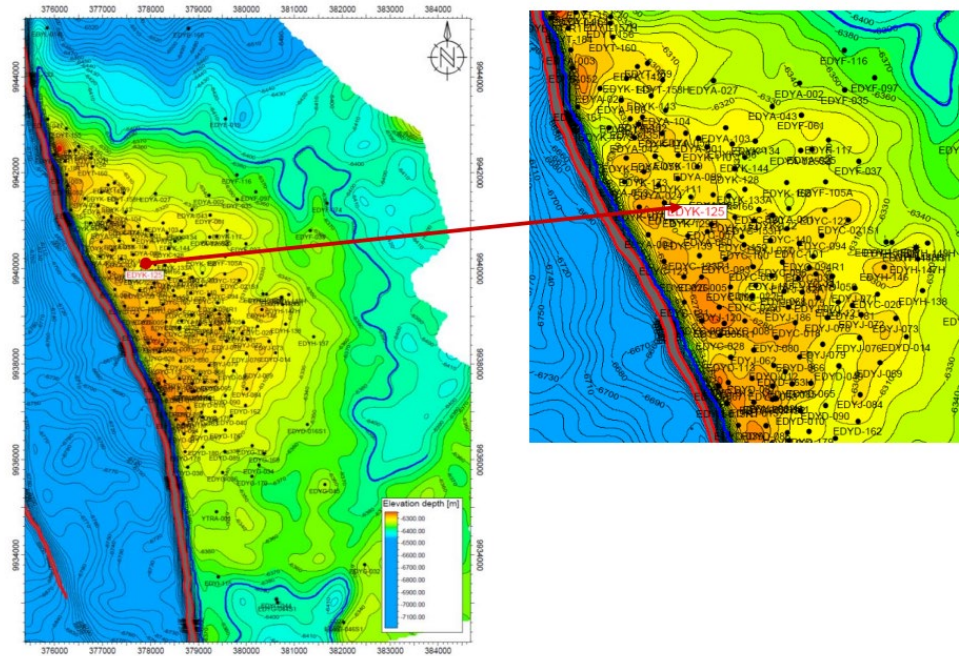
Anexo 1. Ubicación del campo EDYA-059



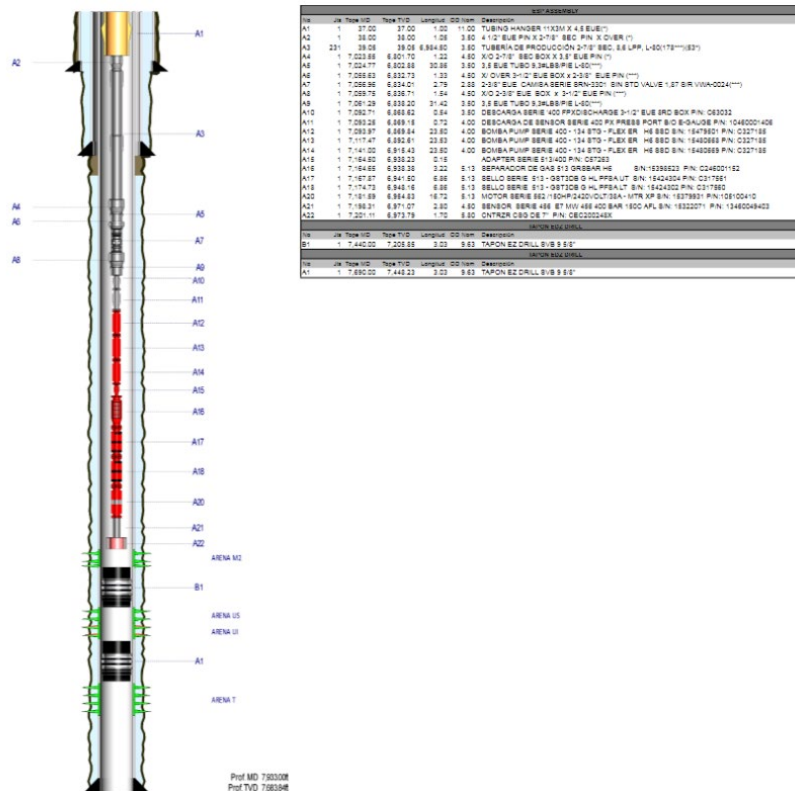
Anexo 2. Ubicación del campo EDYA-111



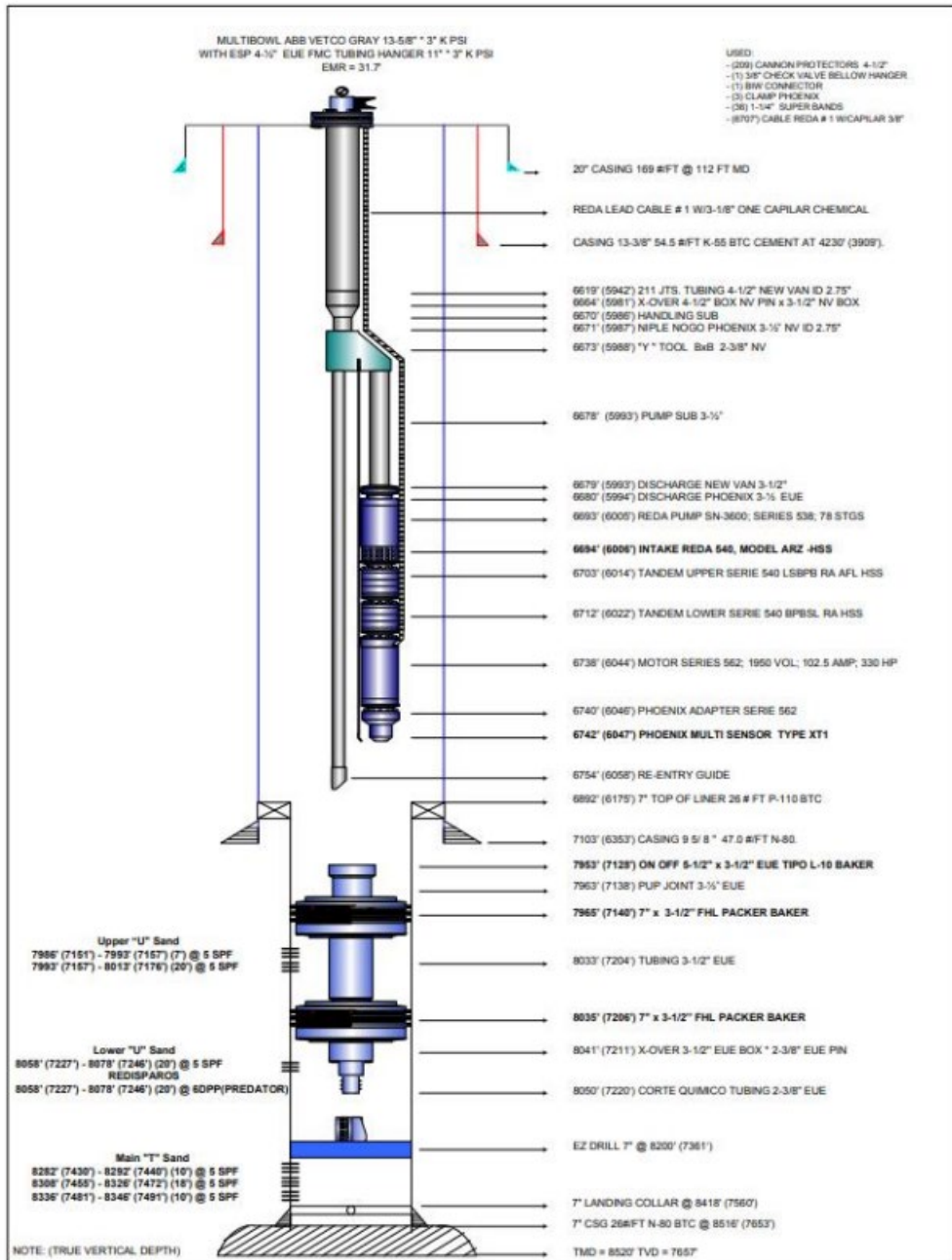
Anexo 3. Ubicación del campo EDYA-125



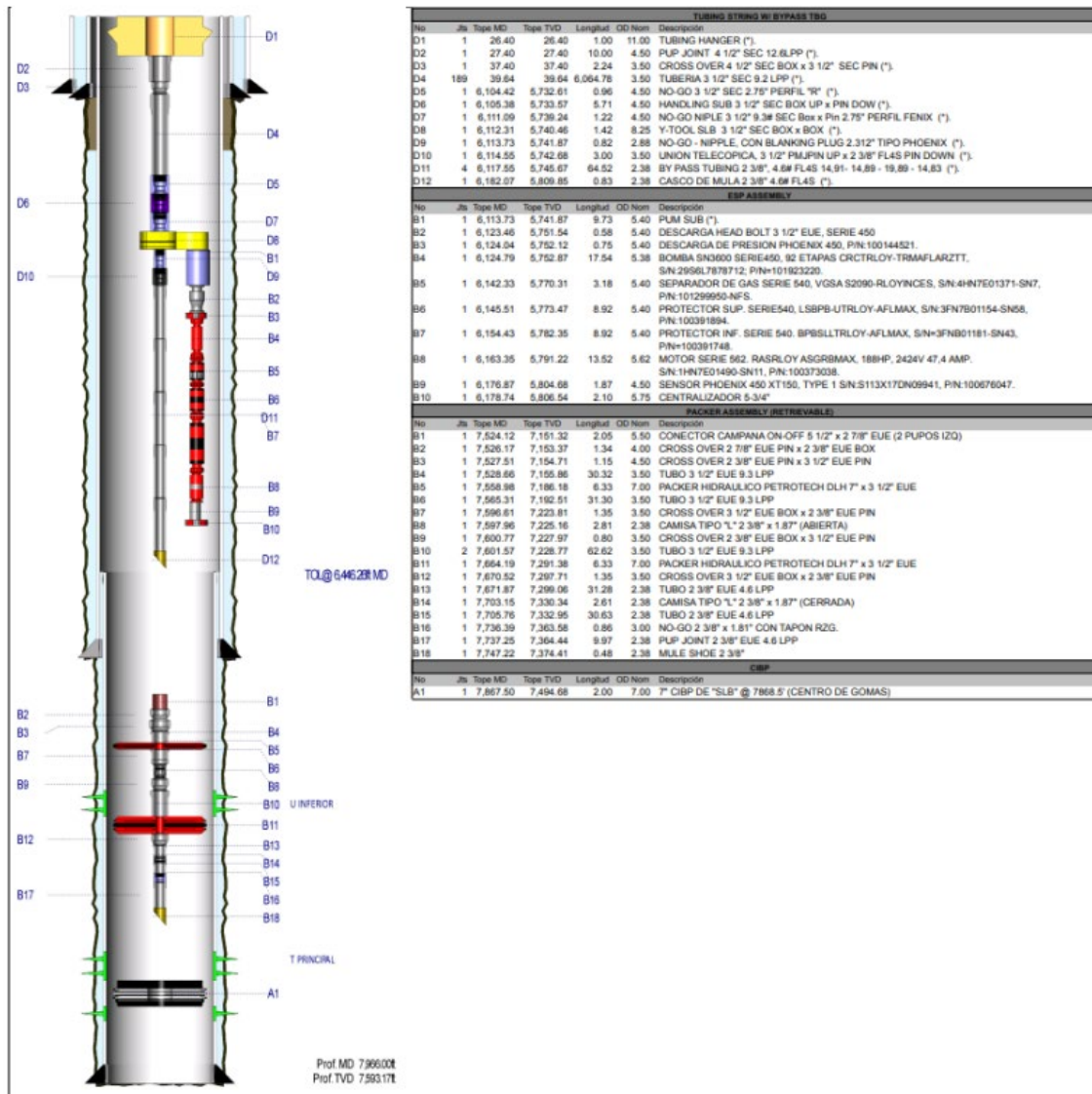
Anexo 4. Esquema del pozo EDYA-059



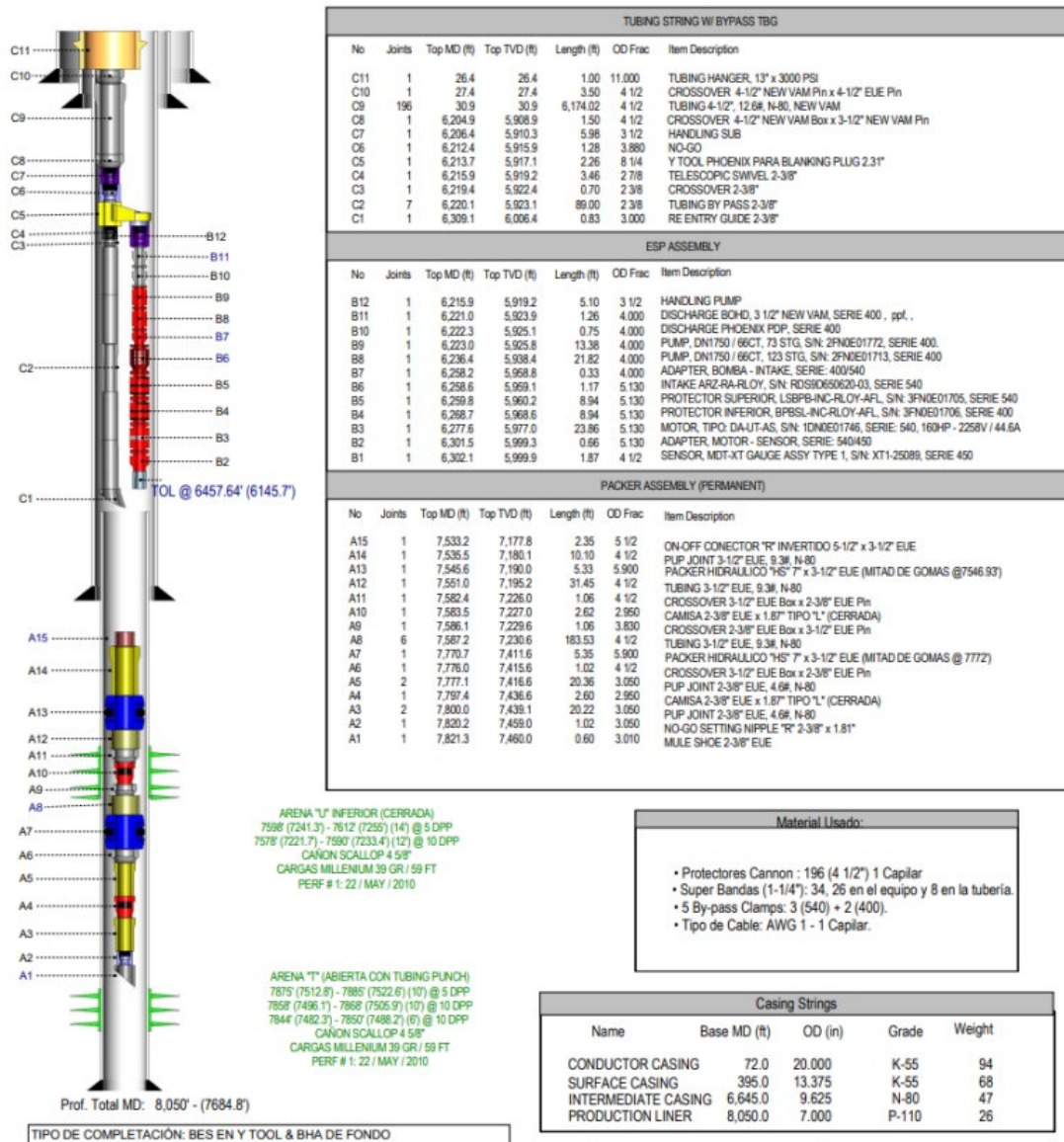
Anexo 5. Esquema del pozo EDYD-067



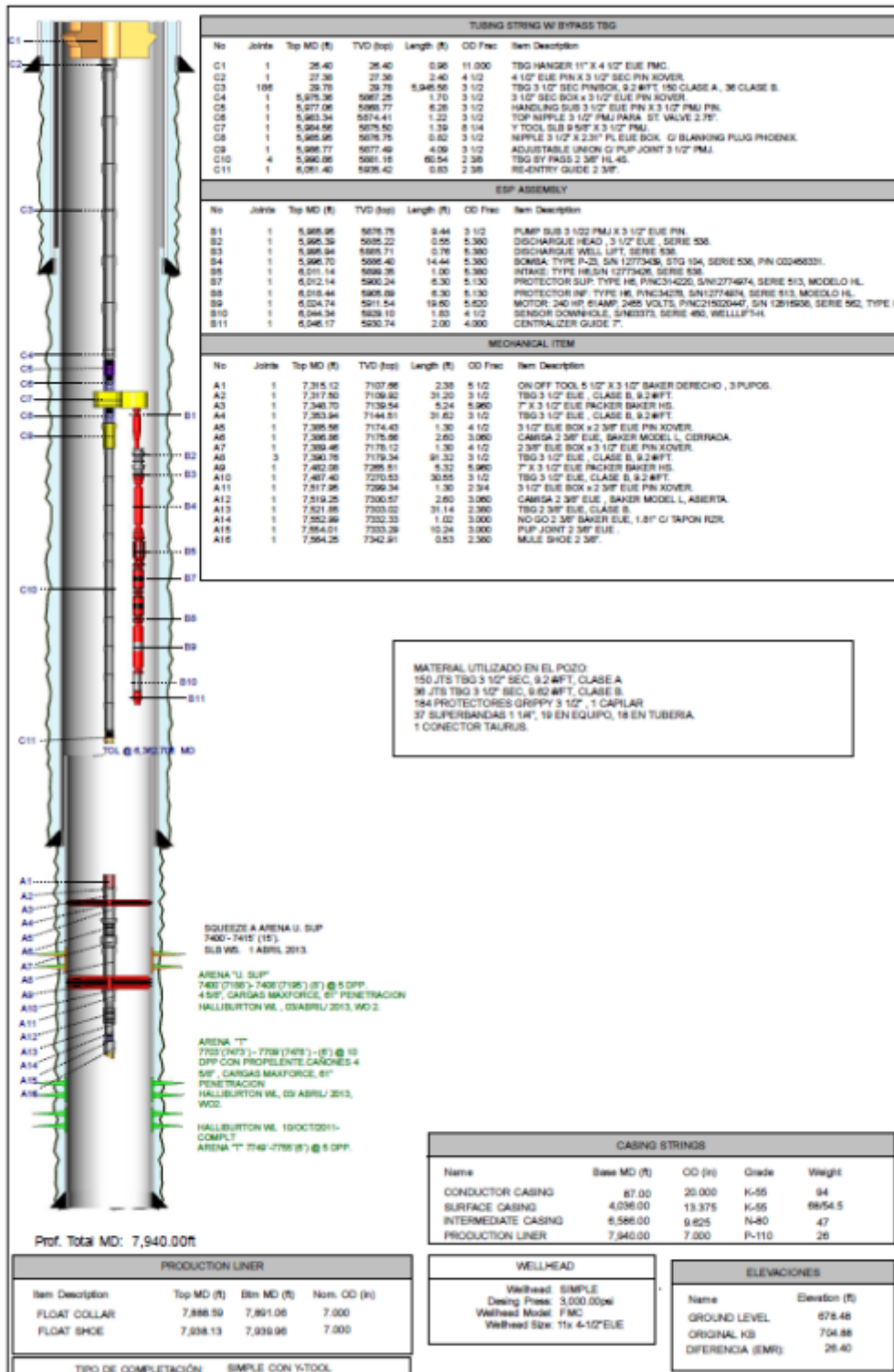
Anexo 6. Esquema del pozo EDYK-111



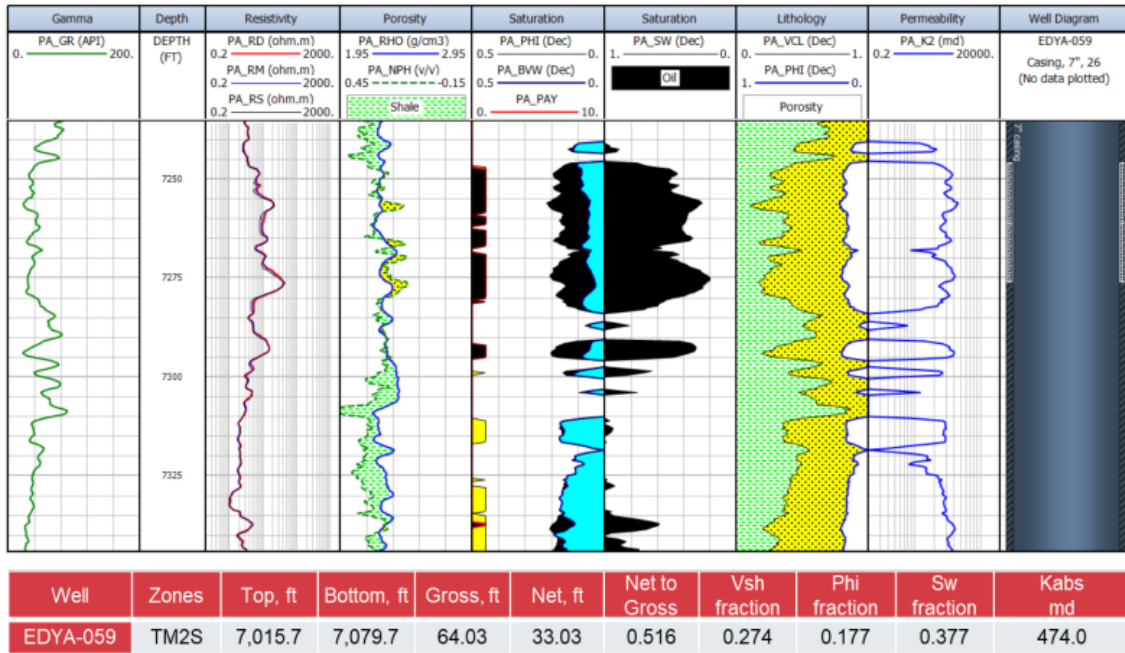
Anexo 7. Esquema del pozo EDYK-125



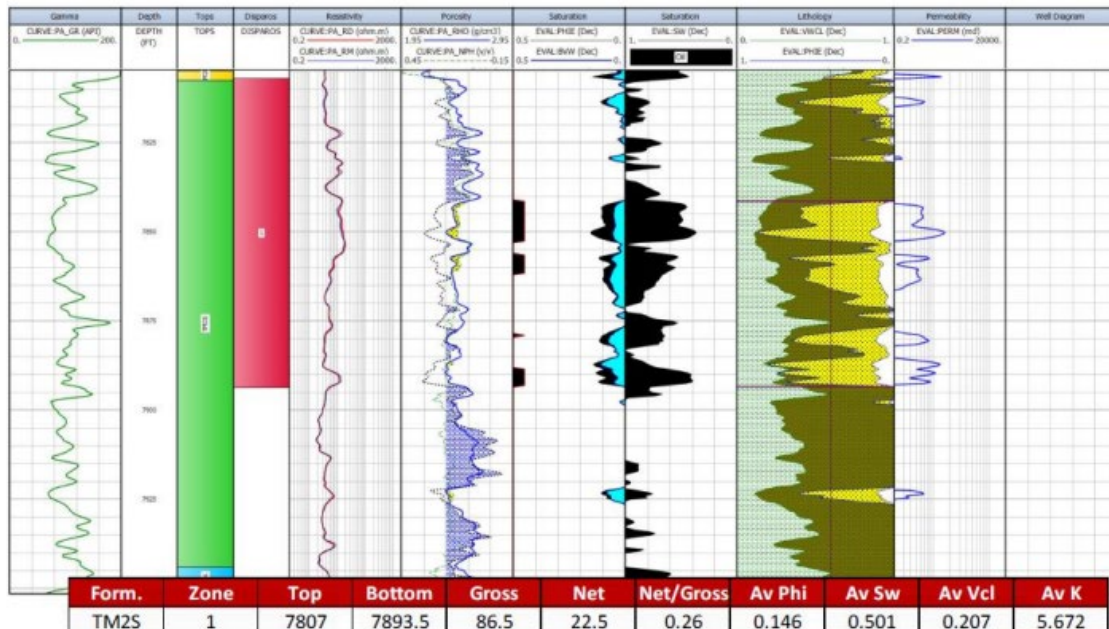
Anexo 8. Esquema del pozo EDYK-144



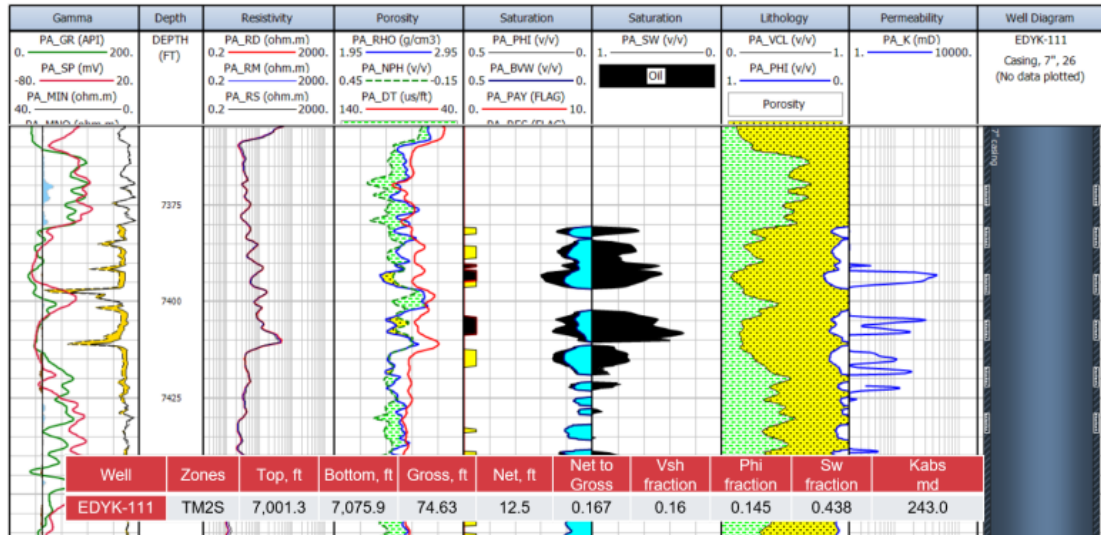
Anexo 9. Registros eléctricos del pozo EDYA-059



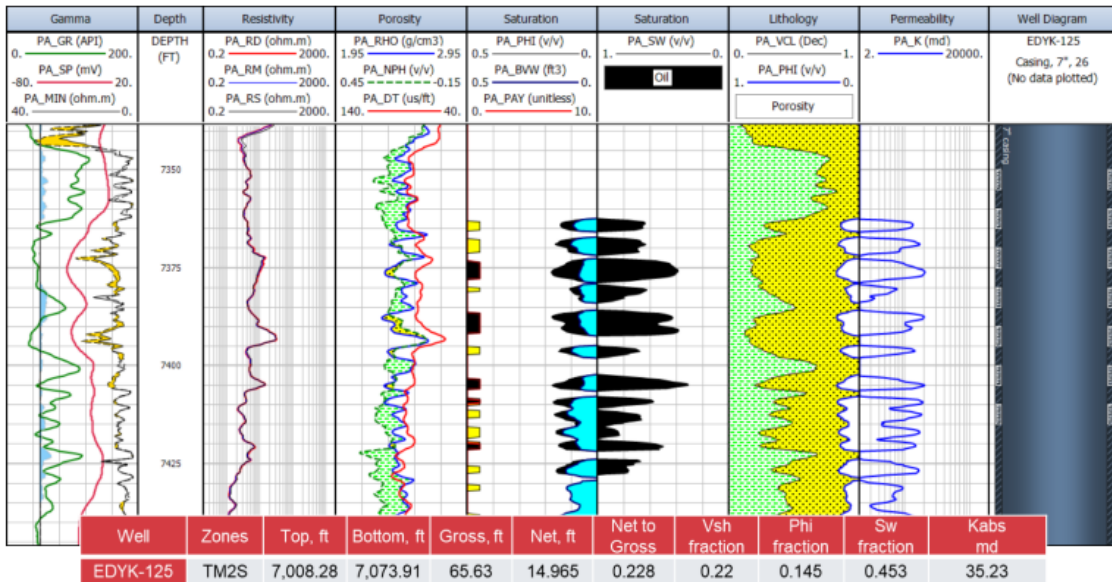
Anexo 10. Registros eléctricos del pozo EDYD-067



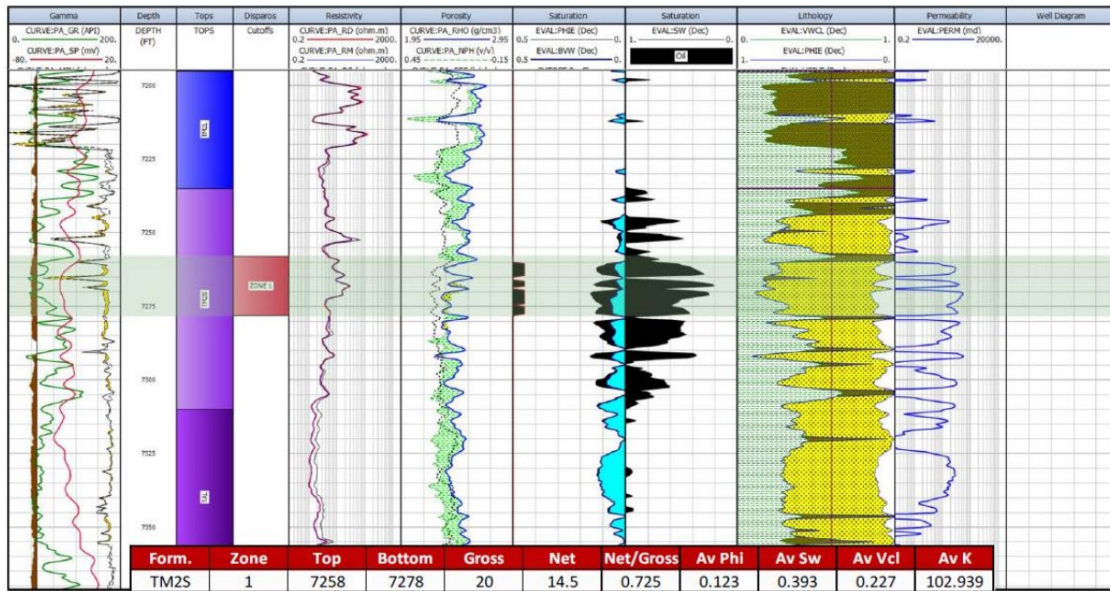
Anexo 11. Registros eléctricos del pozo EDYK-111



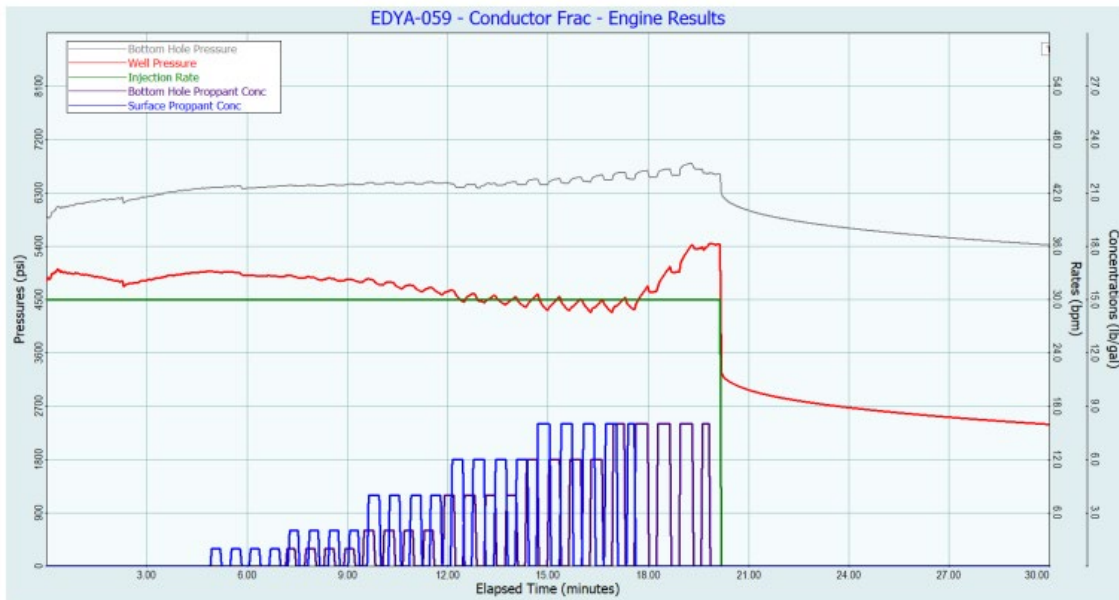
Anexo 12. Registros eléctricos del pozo EDYK-125



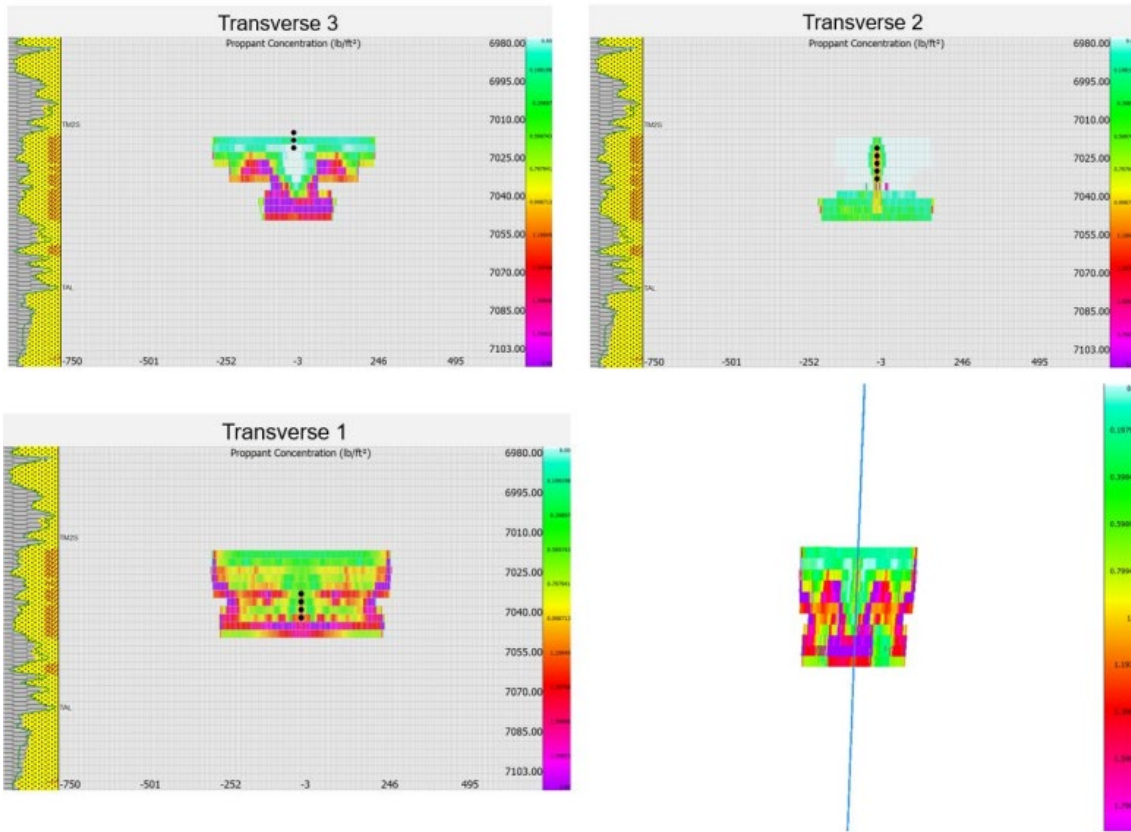
Anexo 13. Registros eléctricos del pozo EDYK-144



Anexo 14. Simulaciones Fractura hidráulica del pozo EDYA-059



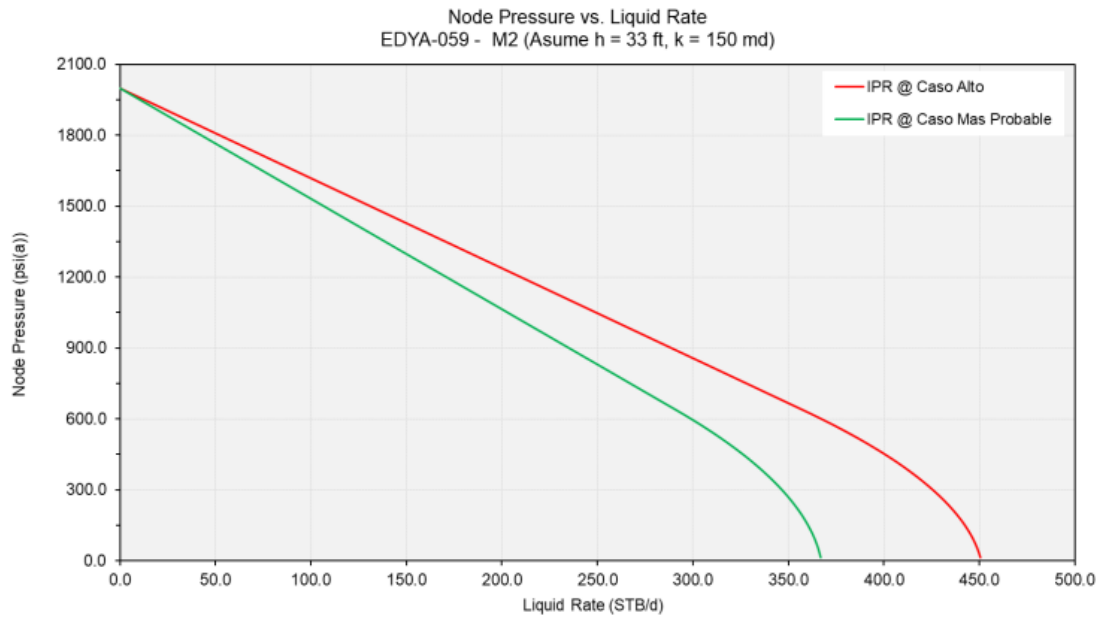
Anexo 15. Perfil de fractura hidráulica del pozo EDYA-059



Wellbore Measured Depth:	7245'
Wellbore Average Diameter:	3.09215"
Grid Boundaries:	6980-7160' TVD
Grid Size:	500 Columns, 60 Rows
Node Size:	3' Height, 3' Length
Conductor Frac: Simulation Complete.	
Perforations:	7245-7276' MD, .33" Dam, 36 Holes
Total Clean Volume:	24,026 gallons
Total Proppant:	31,992 lbs
Cum. Fluid Lost:	3,286.87 gal
Fracture	
Gross Frac Length,ft	
Proppant Cutoff Length,ft	
Est Flowing Frac Length,ft	
Est Inf Conductivity Length,ft	
Fracture Height,ft	
Average Proppant Conc,lb/ft ³	
Average Conductivity,md*ft	
Transverse 3	261.00 204.00 123.692 0.105304 27.0318 0.938982 4.97582
Transverse 2	195.00 51.00 3.70 0.116553 29.7943 0.420932 1.57709
Transverse 1	288.00 276.00 3.70 0.182344 29.7943 1.03453 0.71903
Flowing Area	14256.00 ft ²
Propped Area	61029.00 ft ²
Fluids:	
HyborG_35#_225_Vcon_0.5	
30# Guar-Borate_80F	
Proppants:	
CARBOLITE 20/40 (B)	
CARBOLITE 16/20 (C)	

Reservoir Properties Wellbore Fluids Run Engine Options

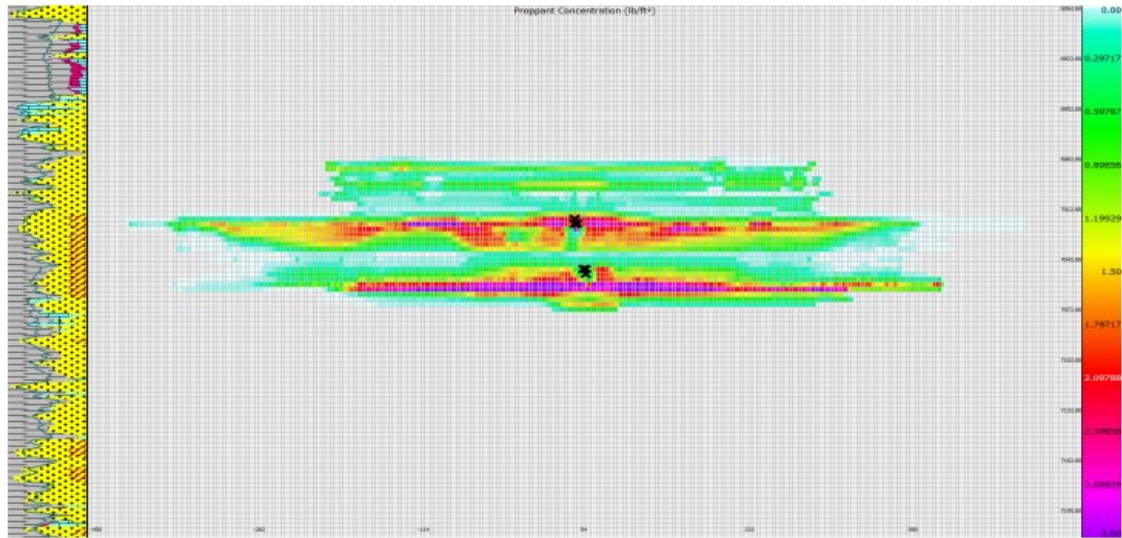
Anexo 16. Productividad Post Fractura del pozo EDYA-059



Anexo 17. Simulaciones Fractura hidráulica del pozo EDYD-067

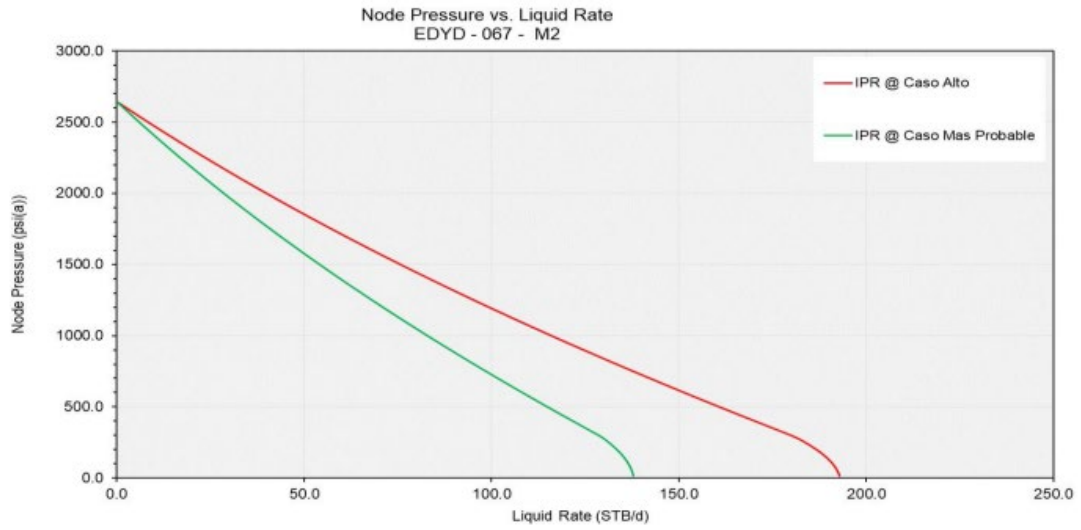


Anexo 18. Perfil de fractura hidráulica del pozo EDYD-067

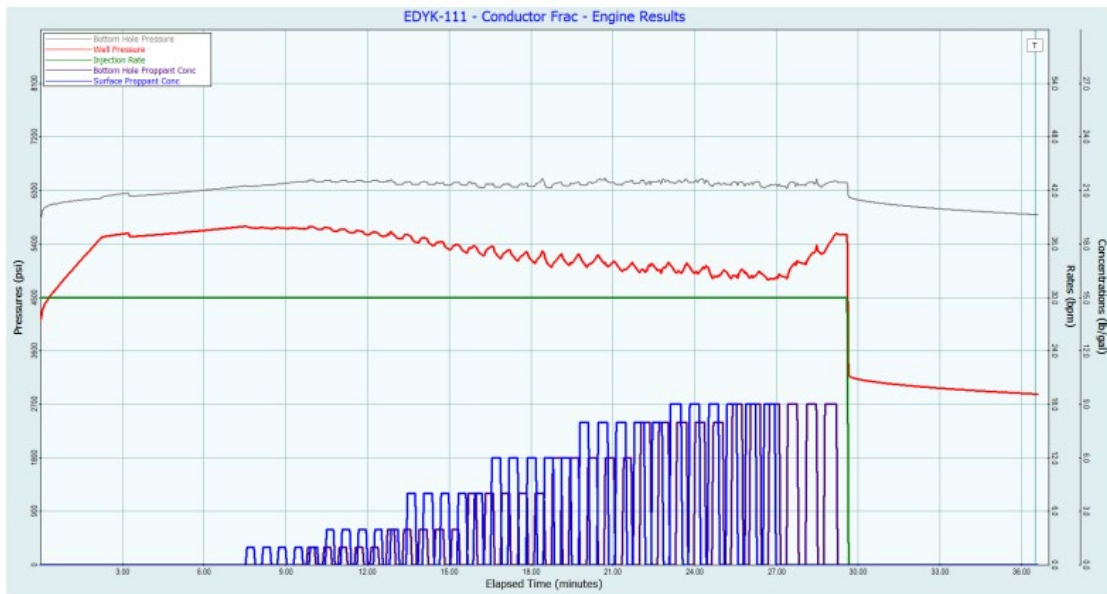


Perforations:	7844-7852' MD, 0.33" Diam, 8 Holes 7876-7882' MD, 0.33" Diam, 6 Holes							
Total Clean Volume:	27,534 gallons							
Total Proppant:	41,616 lbs							
Cum. Fluid Lost:	4,879.61 gal							
Fracture	Gross Frac Length.ft	Proppant Cutoff Length.ft	Est Flowing Frac Length.ft	Est Inf Conductivity Length.ft	Fracture Height.ft	Gross Fracture Height.ft	Average Proppant Conc.lb/ft³	Average Conductivity,md*ft
Vertical 1	468.00	414.00	39.69	3.79533	46.8092	93.00	0.703276	40.1235
Flowing Area	7431.00 ft²							
Propped Area	77516.00 ft²							
G.Flowing Area	14765.00 ft²							
G.Propped Area	154008.00 ft²							
Fluids:	HyborG_35#_225_Vicon_0.5 Guer_40#_180_NA							
Proppants:	Kryptosphere LD 25 Mesh (B)							

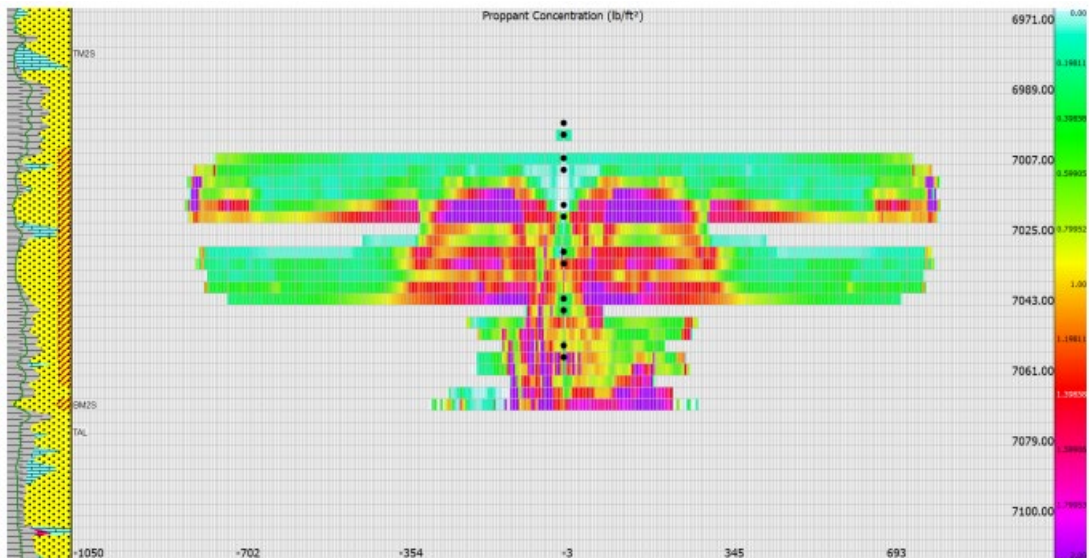
Anexo 19. Productividad Post Fractura del pozo EDYD-067



Anexo 20. Simulaciones Fractura hidráulica del pozo EDYK-111

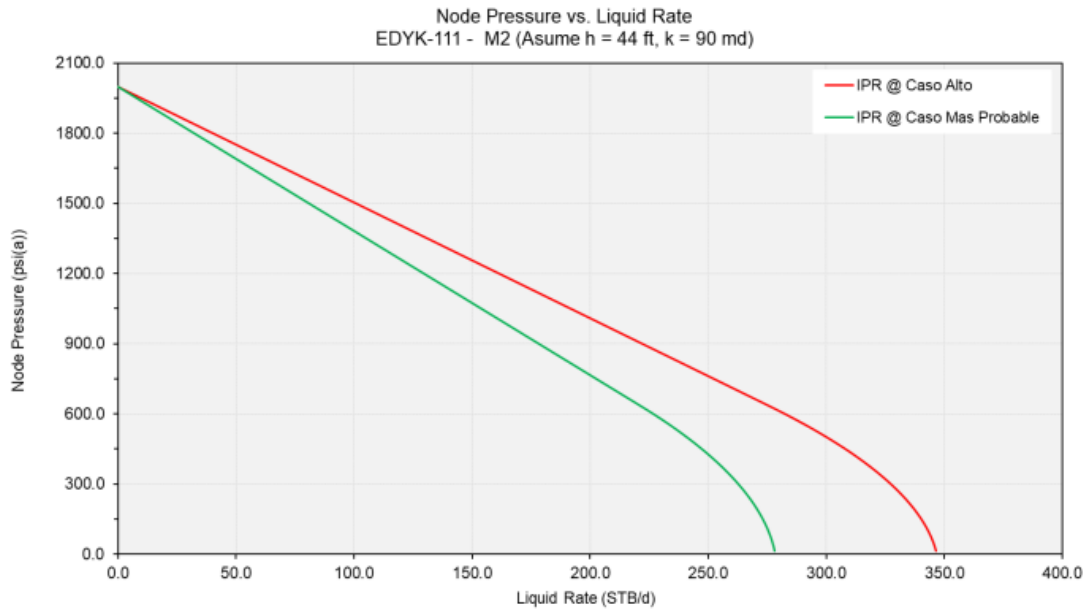


Anexo 21. Perfil de fractura hidráulica del pozo EDYK-111

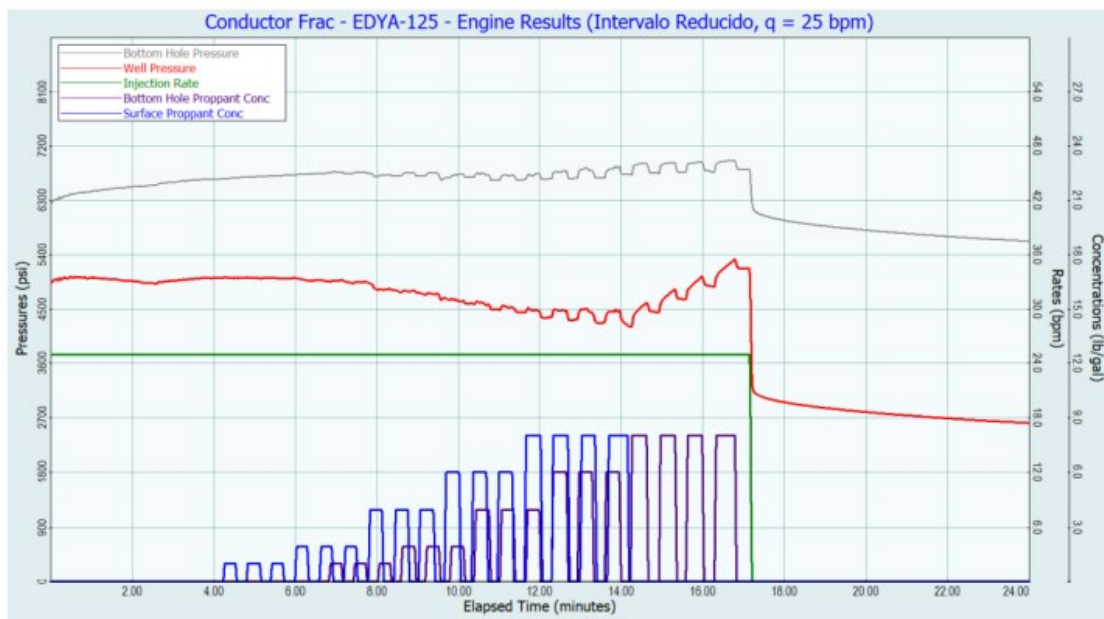


Perforations:	7370-7375' MD, 0.33" Diam, 5 Holes					
	7381-7386' MD, 0.33" Diam, 5 Holes					
	7393-7398' MD, 0.33" Diam, 5 Holes					
	7405-7410' MD, 0.33" Diam, 5 Holes					
	7417-7422' MD, 0.33" Diam, 5 Holes					
	7429-7434' MD, 0.33" Diam, 5 Holes					
Total Clean Volume:	34,781 gallons					
Total Proppant:	57,600 lbs					
Cum. Fluid Lost:	3,157.12 gal					
Fracture	Gross Frac Length.ft	Proppant Cutoff Length.ft	Est Flowing Frac Length.ft	Est Inf Conductivity Length.ft	Fracture Height.ft	Average Proppant Conc.lb/ft ²
Transverse 1	813.00	291.00	213.611	0.263106	69.00	1.42221
Flowing Area	58956.6 ft ²					
Propped Area	80316.00 ft ²					
Fluids:	HyborG_35#_225_Vicon_0.5					
	30# Guar-Borate_80F					
Proppants:	CARBOLITE 20/40 (B)					

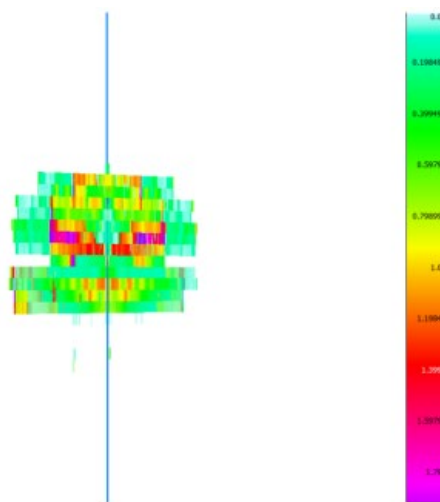
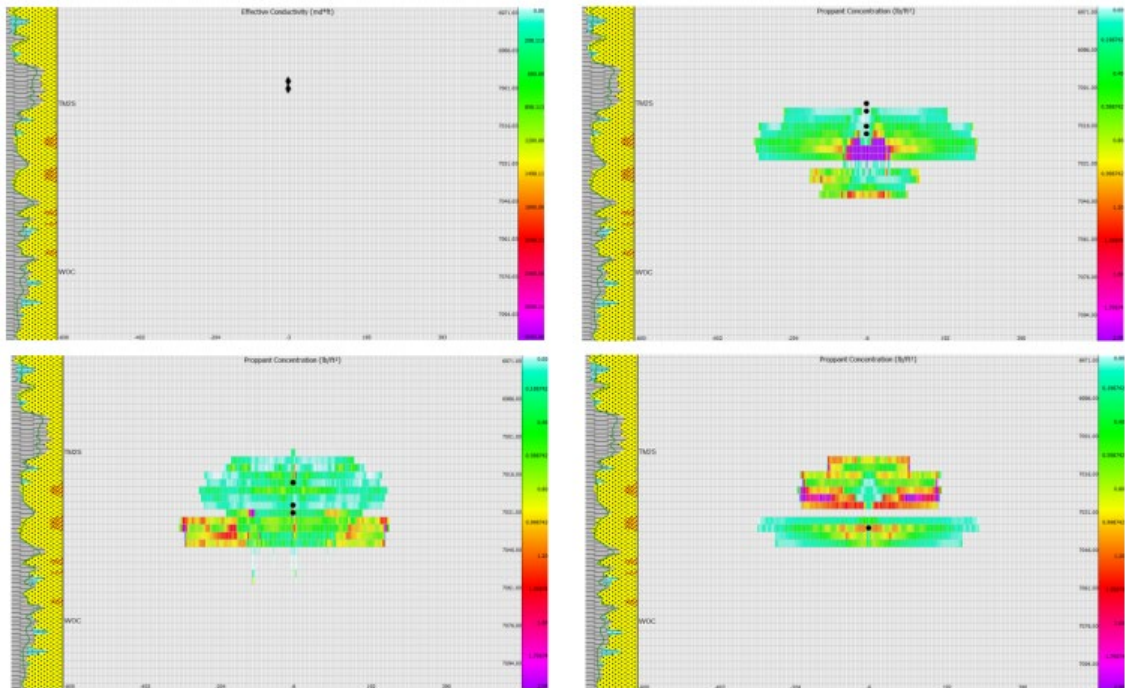
Anexo 22. Productividad Post Fractura del pozo EDYK-111



Anexo 23. Simulaciones Fractura hidráulica del pozo EDYK-125

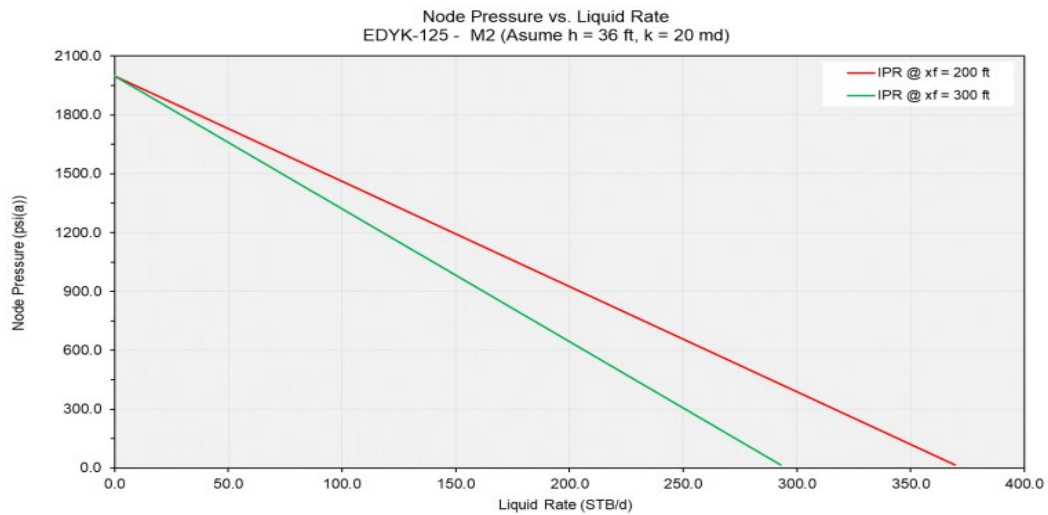


Anexo 24. Perfil de fractura hidráulica del pozo EDYK-125

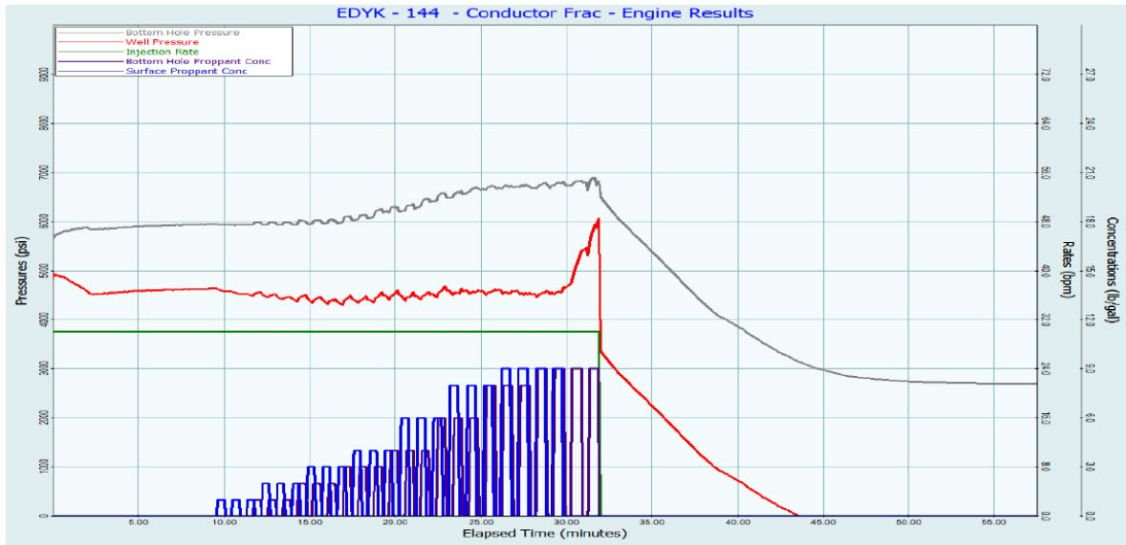


Perforations:	7350-7355' MD, 0.33" Diam, 5 Holes						
	7360-7365' MD, 0.33" Diam, 5 Holes						
	7370-7375' MD, 0.33" Diam, 5 Holes						
	7380-7385' MD, 0.33" Diam, 5 Holes						
	7390-7392' MD, 0.33" Diam, 5 Holes						
Total Clean Volume:	17,076 gallons						
Total Proppant:	22,415 lbs						
Cum. Fluid Lost:	1,898.09 gal						
Fracture	Gross Frac Length.ft	Proppant Cutoff Length.ft	Est Flowing Frac Length.ft	Est Inf Conductivity Length.ft	Fracture Height.ft	Gross Fracture Height.ft	Average Proppant Conc.lb/ft ²
Transverse 4	3.00	3.00	3.7	0.10	0.00	6.00	0.11603
Transverse 3	297.00	96.00	3.70	0.2955	8.76708	27.00	1.80335
Transverse 2	303.00	288.00	3.7	0.189191	8.76708	39.00	0.770807
Transverse 1	294.00	183.00	138.652	0.164249	8.76108	33.00	1.06457
Flowing Area	5118.00 ft ²						
Propped Area	19879.00 ft ²						
G.Flowing Area	19368.00 ft ²						
G.Propped Area	79524.00 ft ²						
Fluids:	HyborG_35#_225_Vicon_0.5						
Proppants:	CARBOLITE 20/40 (B)						

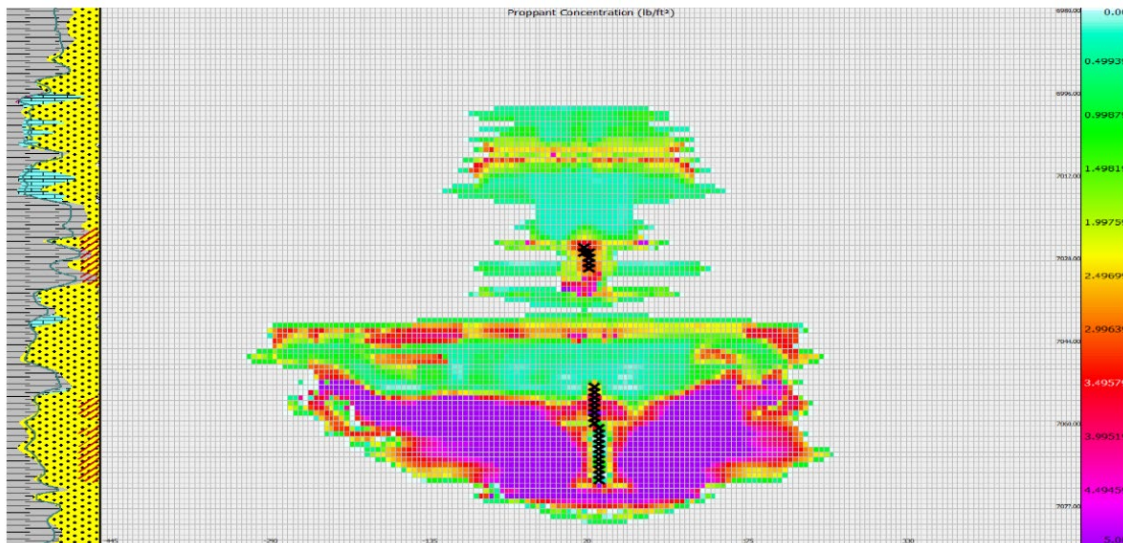
Anexo 25. Productividad Post Fractura del pozo EDYK-125



Anexo 26. Simulaciones Fractura hidráulica del pozo EDYK-144



Anexo 27. Perfil de fractura hidráulica del pozo EDYK-144



Perforations:	7258-7278' MD, 0.33" Diam, 20 Holes		7230-7235' MD, 0.33" Diam, 15 Holes					
Total Clean Volume:	37,740 gallons							
Total Proppant:	57,663 lbs							
Cum. Fluid Lost:	5,670.07 gal							
Fracture	Gross Frac Length.ft	Proppant Cutoff Length.ft	Est Flowing Frac Length.ft	Est Inf Conductivity Length.ft	Fracture Height.ft	Gross Fracture Height.ft	Average Proppant Conc.lb/ft²	Average Conductivity.md*ft
Vertical 1	335.00	315.00	200.692	0.280274	22.0829	81.00	2.43051	222.923
Flowing Area	17727.00 ft²							
Propped Area	27824.00 ft²							
G.Flowing Area	65024.00 ft²							
G.Propped Area	102060.00 ft²							
Fluids:	HyborG_35#_225_Vicon_0.5							
	Guar_40#_180_NA							
Proppants:	CARBOLITE 20/40 (B)							

Anexo 28. Productividad Post Fractura del pozo EDYK-144

